ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 50831— 2025

УСТАНОВКИ КОТЕЛЬНЫЕ. ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Общие технические требования

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2025

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (АО «ВТИ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 244 «Оборудование энергетическое стационарное»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 сентября 2025 г. № 990-ст

4 ВЗАМЕН ГОСТ Р 50831—95

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2025

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Комплектность тепломеханической части установок 3
5 Общие требования к тепломеханической части установок 4
6 Требования надежности 5
7 Требования к обеспечению монтажной и ремонтной пригодности 5
8 Требования к оснащению средствами монтажа, технического обслуживания и ремонта 6
9 Требования к характеристикам маневренности и экономичности 6
10 Экологические требования 7
11 Методы контроля оборудования 9
12 Маркировка, упаковка и хранение оборудования 9
13 Требования к эксплуатации 9
14 Гарантии изготовителя 10
Приложение А (обязательное) Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива на установках, введенных в эксплуатацию до 31 декабря 2000 г. 11
Приложение Б (обязательное) Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива на установках, введенных в эксплуатацию с 1 января 2001 г. по 31 декабря 2025 г. . . . 12
Приложение В (обязательное) Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива на установках, введенных в эксплуатацию с 1 января 2026 г. 13
Приложение Г (рекомендуемое) Технологические показатели загрязняющих веществ в отходящих газах, образующихся при сжигании топлива, используемые для определения валовых выбросов и платежной базы 15
Приложение Д (справочное) Перечень наилучших доступных технологий 17
Приложение Е (рекомендуемое) Рекомендации по организации изменения топливного режима на установке котельной 18
Библиография 21

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УСТАНОВКИ КОТЕЛЬНЫЕ. ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Общие технические требования

Boiler plants. Heat-mechanical equipment. General technical requirements

Дата введения — 2025—10—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на тепломеханическое оборудование с его технологическими связями, входящее в состав котельных установок с котлами производительностью от 160 до 3950 т/ч на абсолютное давление перегретого пара от 9,8 до 25,0 МПа по ГОСТ 28269 (далее — установки), и устанавливает общие технические требования к ним.

Стандарт не распространяется на установки для энергоблоков, в состав которых входят газовые турбины, энерготехнологические установки, на установки с котлами-утилизаторами, а также с котлами специальных типов, т. е. котлами, не указанными в ГОСТ 28269.

1.2 Настоящий стандарт предназначен для применения проектными организациями, разработчиками и поставщиками оборудования котлов и котельных установок, монтажными и наладочными организациями, научно-исследовательскими организациями, управленческим и эксплуатационным персоналом тепловых электрических станций (ТЭС), в состав которых входят котельные установки, указанные в 1.1, и другими субъектами хозяйственной деятельности на территории Российской Федерации, которые участвуют в процессе разработки, создания, эксплуатации, технического обслуживания и ремонта котельных установок тепловых электрических станций.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.602 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы

ГОСТ 12.1.003 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 3619 Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнение для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 18322 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения

ГОСТ 23170 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 23172 Котлы стационарные. Термины и определения

ГОСТ 23660 Система технического обслуживания и ремонта техники. Обеспечение ремонтопригодности при разработке изделий

ГОСТ 24278 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования

ГОСТ 24444 Оборудование технологическое. Общие требования монтажной технологичности

ГОСТ 26279 Блоки энергетические для ТЭС на органическом топливе. Общие требования к шумоглушению

Издание официальное

ГОСТ 27625 Блоки энергетические для тепловых электрических станций. Требования к надежности, маневренности и экономичности

ГОСТ 28269 Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования

ГОСТ Р 2.601 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ Р 113.00.12 Наилучшие доступные технологии. Термины и определения

ГОСТ Р 58177 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Тепловые электрические станции. Оборудование тепломеханическое тепловых электростанций. Контроль состояния металла. Нормы и требования

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по [1], ГОСТ Р 113.0012, ГОСТ Р 58177, ГОСТ 18322, ГОСТ 23172, ГОСТ 27625, ГОСТ 28269, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **капитальный ремонт установки:** Плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного, или близкого к полному, ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

3.2 **коэффициент готовности:** Вероятность того, что установка окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени (кроме периодов, в течение которых выполняют плановые ремонты) и представляет собой отношение времени исправной работы к сумме времен исправной работы и вынужденных простоев установки из-за отказов ее элементов, взятых за один и тот же календарный срок.

3.3 **коэффициент использования:** Отношение времени работы котельной установки к общему календарному времени в течение рассматриваемого периода.

3.4 **назначенный ресурс:** Суммарная наработка в часах или количестве циклов нагружения, при достижении которой эксплуатация оборудования должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

3.5 **назначенный срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации объекта, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

Примечание — Назначенный срок службы должен исчисляться со дня ввода объекта в эксплуатацию.

3.6 **наилучшая доступная технология**; НДТ: Технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения.

3.7 **основное оборудование установки котельной:** Паровой котел с набором технологического оборудования для очистки дымовых газов от содержащихся в них загрязняющих веществ.

Примечание — Паровой котел должен соответствовать ГОСТ 28269.

3.8 **пуск на скользящих параметрах свежего пара:** Пуск установки в составе энергоблока при пониженных значениях давления и температуры в пароводяном тракте котла, изменяемых при развороте и нагружении турбины в сторону повышения вплоть до номинальных значений.

3.9 **работа на скользящем давлении:** Работа установки в составе энергоблока с переменным давлением в пароводяном тракте котла, уменьшающимся против номинального в зависимости от снижения нагрузки энергоблока.

3.10 **расчетный срок службы:** Срок службы в календарных годах, установленный при проектировании и исчисляемый со дня ввода в эксплуатацию оборудования.

3.11 **регулировочный диапазон нагрузки:** Интервал нагрузок, внутри которого тепловая мощность может изменяться без изменения состава вспомогательного оборудования и с сохранением системы автоматического регулирования.

3.12 **средний ремонт установки:** Плановый ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации.

3.13 **средняя наработка на отказ:** Наработка котлов данного типоразмера, приходящаяся в среднем на один отказ в рассматриваемом интервале суммарной наработки или определенного календарного времени, в период нормальной эксплуатации.

Примечание — Учитывают только отказы, вызванные конструктивными и технологическими (изготовления) дефектами и дефектами металла котла и вспомогательного оборудования.

3.14 **текущий ремонт установки:** Плановый ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности объекта и состоящий в замене и/или восстановлении отдельных легкодоступных его частей.

3.15 **тепловая мощность:** Произведение низшей теплоты сгорания топлива в рабочем состоянии на его расход при работе установки с номинальной нагрузкой.

3.16 **технический минимум:** Минимально возможная нагрузка установки для достижения которой допускается изменение состава работающего оборудования и отключение автоматического регулирования.

3.17 **технологический показатель;** ТП: Показатель содержания загрязняющих веществ в отходящих газах или сточных водах, достижимый при применении наилучших доступных технологий, выраженный в единицах концентраций (мг/м^3 отходящих газов, мг/дм^3 сточных вод) или в удельных единицах (кг/т продукции, кг/ГДж произведенной энергии и др.).

Примечание — Устанавливается согласно [2].

3.18 **удельная суммарная продолжительность планового ремонта за ремонтный цикл:** Средняя продолжительность плановых ремонтов за один год ремонтного цикла, определяемая как сумма продолжительностей всех плановых ремонтов за ремонтный цикл, отнесенная к длительности ремонтного цикла.

3.19 **установка (котельная):** Совокупность котла и относящегося к нему вспомогательного оборудования, технологический состав которого определяется проектом на установку.

Примечание — В установку могут входить, кроме котла, тягодутьевые машины, устройства очистки поверхностей нагрева, топливоподача и топливоприготовление в пределах установки, оборудование шлако- и золоудаления, золоулавливающие и другие газоочистительные устройства, не входящие в котел газопроводы, воздухопроводы и газоходы, трубопроводы воды, пара и топлива, арматура, гарнитура, автоматика, приборы и устройства контроля и защиты, а также относящиеся к котлу водоподготовительное оборудование.

3.20 **установка энергоблока:** Установка (котельная), входящая в состав энергетических блоков мощностью от 80 до 1200 МВт.

4 Комплектность тепломеханической части установок

4.1 К оборудованию котельных установок относят:

а) тепломеханическое оборудование, которое включает полностью или частично следующее:

- стационарный паровой котел по ГОСТ 28269 с гарнитурой, трубопроводами и арматурой в пределах котла, устройствами очистки поверхностей нагрева от наружных отложений, с оборудованием для внутрикотловой реагентной обработки воды и для непрерывной и периодической продувок (для барабанного котла), устройствами для предварительного подогрева воздуха, устройствами шлакоудаления котла, пылегазовоздухопроводы котла,

- оборудование системы пылеприготовления (углеразмольные мельницы, питатели пыли, питатели сырого угля, сепараторы пыли, пылевые циклоны, пылевые и угольные клапаны-мигалки, угольные затворы, течки угля, мельничные вентиляторы, воздухопроводы уплотнения мельниц, включая воздуходувки),

- тягодутьевое оборудование (дутьевые вентиляторы, дымососы, дымососы рециркуляции газов, вентиляторы первичного дутья, вентиляторы рециркуляции воздуха и отсоса воздуха из уплотнений регенеративных воздухоподогревателей, воздуходувки дробеочистки, воздуходувки подачи пыли с высокой концентрацией), предохранительные клапаны с шумоглушителями,

- оборудование для очистки дымовых газов, которое включает полностью или частично: комплектные золовые электрофильтры, рукавные (тканевые) фильтры, механические золоуловители (циклоны, батарейные циклоны, аппараты мокрой очистки), оборудование для удаления золы из-под золоуловителей в пределах установки, установку сероочистки (блок абсорбера, насосы подачи суспензии, воздуходувки, жидкостные и газовые теплообменники для охлаждения и подогрева газов до и после сероочистки, дозаторы известняка, дозаторы гипса, аппараты для приготовления и хранения реагентов), установку азотоочистки (каталитический реактор с системой ввода и распределения аммиачно-воздушной смеси, дозаторы аммиака, теплообменники для подогрева газов, систему селективного некаталитического восстановления оксидов азота), дымососы газоочистки, зологазовоздухопроводы в пределах газоочистки;

б) иное общеблочное (общестанционное) тепломеханическое оборудование котельной установки, определенное границами проекта котельной установки, которое включает полностью или частично: оборудование водоподготовки, оборудование шлако- и золоудаления, оборудование для сбора, хранения и отгрузки сухой золы, оборудование для получения, складирования и отгрузки товарного гипса, не входящие в котел трубопроводы (воды, пара, топлива) с арматурой, трубопроводы вспомогательного воздуха (к датчикам контроля факела, запальникам, лючкам, лазам), включая воздуходувки (компрессоры), оборудование для предремонтной обмывки поверхностей нагрева котлов и других элементов, оборудование топливоподачи (сбрасыватели плужковые, магнитные сепараторы, щепоуловители, весоизмерительные устройства, оборудование систем вентиляции и аспирации, приводные и натяжные станции, узлы пересыпки, оборудование систем пожаротушения, пылеподавления, пылеуборки), оборудование узла очистки сточных вод, оборудование для испарения аммиака и трубопроводы для подачи аммиака, оборудование для контроля и измерения состава газов до и после газоочистки.

4.2 Комплектность системы автоматического управления установкой, включая диагностический контроль, устанавливается в проектной документации или в технических условиях (техническом задании) [ТУ (ТЗ)] на установку, энергоблок или ТЭС в целом.

4.3 Объемы поставки и комплектность тепломеханической части установок определяют в соответствии с ТУ (ТЗ) на поставку оборудования, согласованными с изготовителями оборудования.

5 Общие требования к тепломеханической части установок

5.1 Установка должна обеспечивать возможность периодической работы с отключенными подогревателями высокого давления, обеспечивая теплопроизводительность в соответствии с ТУ (ТЗ) на установку.

Установка энергоблока должна обеспечивать работу на скользящем давлении свежего пара при частичной нагрузке энергоблока в соответствии с требованиями ГОСТ 3619 и ГОСТ 24278.

5.2 Установка должна быть оснащена автоматизированными системами управления, системами и приборами автоматического контроля за качеством пара, воды, дымовых газов после котла и очищенных дымовых газов, обеспечивающими все режимы работы и штатные периодические процедуры (очистка, отмывка, консервация). Установка должна быть оснащена системой оповещения о выходе из строя золо- и газоочистного оборудования.

5.3 Система автоматического управления установки должна обеспечивать останов котла при остановах турбины (для установок энергоблока), питательных насосов, тягодутьевых машин, а также перевод котла после полного сброса нагрузки энергоблока (ТЭС) на режим холостого хода при техническом минимуме паропроизводительности согласно требованиям ТУ (ТЗ) на котел.

5.4 Для головных образцов оборудования должны быть предусмотрены средства специального автоматического контроля в объеме, согласованном между эксплуатирующей организацией, изготовителями оборудования и наладочной организацией; техническое диагностирование — в объеме, предусмотренном в ТУ (ТЗ) на оборудование установки.

5.5 Количество единиц вспомогательного оборудования при минимальном их числе должно обеспечивать надежность установки в целом.

6 Требования надежности

6.1 Показатели надежности установки включают в себя:

- среднюю наработка на отказ;
- коэффициент готовности установки;
- коэффициент технического использования,
- назначенный срок службы;
- назначенный ресурс элементов, работающих при температуре, соответствующей области ползучести металла;
- расчетный срок службы вспомогательного оборудования;
- установленный срок службы между капитальными ремонтами;
- удельную суммарную продолжительность плановых ремонтов на один год ремонтного цикла.

6.2 Критерием полного отказа установки является прекращение функционирования по назначению (прекращение отпуска пара) вследствие отказа входящего в ее состав оборудования.

6.3 Средняя наработка на отказ, коэффициенты готовности и технического использования, входящего в установку основного оборудования, назначают в соответствии с требованиями национальных стандартов, и их значения должны быть включены в ТУ (ТЗ).

6.4 Назначенный срок службы установки и входящего в нее оборудования должен составлять не менее 40 лет.

6.5 Расчетный срок службы вспомогательного оборудования, входящего в установку, должен быть установлен нормативными документами, на основании которых они изготовлены, и обозначен в эксплуатационной документации организации-изготовителя.

6.6 Назначенный ресурс элементов, входящих в состав установки и работающих с расчетной температурой, соответствующей области ползучести металла, должен соответствовать ГОСТ 28269 и иной нормативной документации, определяющей требования безопасности, условия эксплуатации, хранения и транспортирования.

6.7 Периодичность проведения капитальных ремонтов установки должна соответствовать ГОСТ 28269. Все виды ремонтов вспомогательного оборудования, их периодичность и номенклатура выполняемых работ должны соответствовать эксплуатационной документации организаций-изготовителей и совмещаться с ремонтом котла.

6.8 Удельную суммарную продолжительность плановых ремонтов установки в год ремонтного цикла устанавливают после проведения капитальных ремонтов головных образцов и начала промышленного производства.

7 Требования к обеспечению монтажной и ремонтной пригодности

7.1 Тепломеханическое оборудование котельной установки в части монтажной и ремонтной пригодности должно соответствовать требованиям ГОСТ 23660, ГОСТ 24444, ГОСТ 28269.

7.2 Габариты ячейки установки и компоновка в ней оборудования должны отвечать требованиям монтажной пригодности согласно ГОСТ 24444.

7.3 Для обеспечения необходимого уровня монтажной и ремонтной пригодности и механизации монтажа и ремонта оборудования установки должны быть предусмотрены:

- система организации монтажных и ремонтных работ;
- обменный фонд для обеспечения ремонта агрегатно-узловым методом и возможность хранения обменных узлов и агрегатов;
- монтажные и ремонтные зоны для подачи и транспортирования оборудования и его составных частей;
- возможность обслуживания стационарными или инвентарными грузоподъемными устройствами всего оборудования и его частей;
- возможность установки грузопассажирских лифтов, место расположения которых указывают в проекте, а сооружение выполняют при монтаже установки и стационарных подъемников;
- возможность установки мусоропроводов, наличие сквозных проемов (от отметки 0 до верхней отметки здания) для подачи оборудования в зону монтажа и ремонта;

- свободные зоны и проходы для выемки и транспортирования оборудования и его составных частей к монтажным и ремонтным площадкам;
- посты энергоносителей и ремонтной связи;
- возможность контролепригодности оборудования и его составных частей.

7.4 Система технического обслуживания и ремонта должна обеспечивать одновременное проведение капитального ремонта всего оборудования установки.

7.5 Структура ремонтного цикла установки должна обеспечивать ее надежное функционирование в течение всего периода эксплуатации.

Рекомендуемые структура ремонтного цикла и продолжительность плановых ремонтов тепломеханического оборудования блочной установки приведены в ГОСТ 27625. Структура ремонтного цикла и продолжительность плановых ремонтов тепломеханического оборудования установки, входящего в состав ТЭС с поперечными связями, устанавливается руководством ТЭС.

7.6 Оборудование установки должно проходить обкатку (для вращающихся механизмов, кроме регенеративных воздухоподогревателей) и все виды контроля и испытаний, предусмотренных ТУ (ТЗ) на его изготовление и поставку.

7.7 Оборудование установки должно проектироваться и поставляться в блочном исполнении в соответствии с требованиями ТУ (ТЗ) на него, а также допускать монтаж поставочными блоками или доукрупнение на монтажной площадке.

7.8 Сборку и монтаж оборудования ведут на подготовленных строительных площадках. При монтаже следует выполнять требования чертежей и инструкций изготовителей оборудования, норм и правил монтажа, проектно-технологической документации на монтаж и указаний шефперсонала изготовителей.

8 Требования к оснащению средствами монтажа, технического обслуживания и ремонта

8.1 Средства монтажа, технического обслуживания и ремонта, ремонтные и эксплуатационные документы разрабатывают в составе технической документации на оборудование установки.

8.2 Оборудование установки оснащают комплектами специального инструмента, оснастки и приспособлений, которые поставляют совместно с оборудованием. Перечень монтажного и ремонтного инструмента и приспособлений, поставляемых совместно с оборудованием, указывают в ТУ (ТЗ) на это оборудование.

8.3 В комплект поставки оборудования установки должны входить эксплуатационные и ремонтные документы согласно ГОСТ Р 2.601 и ГОСТ 2.602. Допускается вместо указанных ремонтных документов включать в поставку технический проект ремонтопригодности. Документы должны быть подготовлены изготовителем или поставщиком установки.

9 Требования к характеристикам маневренности и экономичности

9.1 Свойства и характеристики котельных установок должны обеспечивать выполнение требований к маневренности, изложенных в [1], [2].

9.2 Нижний предел регулировочного диапазона нагрузок установки должен составлять не более:

- 30 % номинальной нагрузки — для установок с газомазутными котлами при работе на газе;
- 50 % номинальной нагрузки — для установок с газомазутными котлами при работе на мазуте;
- 60 % — 65 % номинальной нагрузки — для установок с пылеугольными котлами с твердым шлакоудалением для каменных углей марок Д, Г, Ж, К, СС и бурых углей (на влажных бурых углях марки 1Б — 60 % — 70 %);
- 70 % номинальной нагрузки — для установок с пылеугольными котлами с жидким шлакоудалением, а также твердым шлакоудалением для каменных углей марок Т и А.

9.3 Конструкция установки сверхкритического давления пара должна обеспечивать возможность работы на скользящем давлении в диапазоне нагрузок от 70 % — 80 % номинальной до технического минимума.

9.4 Необходимость обеспечения совместного сжигания основного и растопочного топлив при нагрузках от нижнего предела регулировочного диапазона до технического минимума включительно и непрерывная длительность работы в таком режиме на установках с пылеугольными котлами определяется ТУ (ТЗ) на установку.

9.5 Допустимое расчетное количество пусков-остановов установки за полный срок службы определяется ТУ (ТЗ), для установок энергоблока — с учетом требований ГОСТ 28269.

9.6 Оборудование установки должно быть рассчитано на 20 000 циклов нагружений-разгружений на номинальном давлении в пределах полного регулировочного диапазона. Допускается средняя скорость изменения нагрузки 1,5 и 1,0 % номинальной мощности в минуту для установки энергоблока докритического и сверхкритического давлений соответственно.

При эксплуатации установки энергоблока с прямоточными котлами на скользящем давлении должна допускаться скорость изменения нагрузки (в зоне скользящего давления) 6 % номинальной мощности в минуту.

Допустимая скорость изменения нагрузки установки должна соответствовать ГОСТ 28269.

9.7 Для установок с барабанными котлами в диапазоне нагрузок от 60 % до 30 % номинальной допускается снижение температуры свежего пара от номинального уровня в установившемся режиме не более 25 °С, а при совместном сжигании основного и растопочного топлив — не более 35 °С. Для установок с прямоточными котлами температура свежего пара должна поддерживаться на номинальном уровне во всем регулировочном диапазоне нагрузок.

При этом для энергоблоков всех типов должен быть обеспечен необходимый запас на регулирование динамических отклонений температуры свежего пара.

9.8 Для всех типов установок снижение температуры пара промежуточного перегрева от номинального уровня в установившемся режиме в диапазоне нагрузок от 70 % номинальной до 50 % — 60 % должно быть не более 15 °С.

Для установок с газомазутными котлами, работающих в блоке с турбиной, снижение температуры пара промежуточного перегрева от номинального уровня в установившемся режиме в диапазоне нагрузок от 50 % номинальной до 30 % (включительно) рекомендуется принимать не более 40 °С.

Отклонения температуры пара промежуточного перегрева в переходных режимах не должны превышать предельных значений по условиям срабатывания технологических защит.

9.9 В качестве показателя экономичности установки принимают коэффициент полезного действия брутто при расчете на проектном топливе в регулировочном диапазоне нагрузок.

Для установок, оборудованных разомкнутыми системами пылеприготовления, коэффициент полезного действия определяют в расчете на сырое топливо и с учетом потери топлива со сбрасываемым сушильным агентом.

9.10 Количественные значения показателей экономичности устанавливают индивидуально для установки в зависимости от физико-химических свойств используемого топлива, состава оборудования и других факторов, влияющих на общую экономичность установки.

10 Экологические требования

10.1 Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от установок устанавливают предельные значения массовых концентраций загрязняющих веществ в уходящих дымовых газах для установок, использующих твердое, жидкое и газообразное топливо раздельно и в комбинации.

10.2 Количественные значения технологических показателей выбросов твердых частиц, оксидов серы и азота в атмосферу не должны превышать нормативных значений, указанных:

- в приложении А — для установок, введенных в эксплуатацию до 31 декабря 2000 г.
- в приложении Б — для установок, введенных в эксплуатацию с 1 января 2001 г. по 31 декабря 2025 г.
- в приложении В — для установок, введенных в эксплуатацию с 1 января 2026 г.

Примечания

1 Для установок, изготовление и поставка которых будет осуществляться по договорам, заключенным до введения в действие настоящего стандарта, количественные значения технологических показателей выбросов загрязняющих веществ допускается устанавливать в соответствии с примечаниями к таблицам В.2 и В.3.

2 Технологические показатели выбросов оксидов азота и оксидов серы в приложениях А—В приведены в пересчете на диоксид азота и диоксид серы.

3 Технологические показатели выбросов оксидов серы и азота в атмосферный воздух, указанные в приложениях А—В, действительны при сжигании мазута марки М100 и лучшего качества.

Для определения технологических показателей выбросов золы твердого топлива (твердые частицы дымовых газов) и оксидов серы принимают максимальные значения соответственно зольности и содержания серы согласно ТУ (ТЗ) на котел (котельную установку).

При оснащении установки аппаратами сероочистки дымовых газов приведенные в таблицах А.2 и Б.2 технологические показатели выбросов диоксида серы с учетом эффективности сероочистки умножают на коэффициент:

- 0,6 — при применении мокросухой сероочистки;
- 0,3 — при применении мокрой сероочистки.

Технологические показатели выбросов твердых частиц в атмосферный воздух принимают путем интерполяции значений по таблицам А.1, Б.1, В.1 в указанных пределах зольности топлива, причем бóльшие значения выбросов относятся к бóльшим значениям зольности.

Технологические показатели выбросов оксидов серы в атмосферный воздух принимают путем интерполяции значений по таблице В.2 в указанных пределах содержания серы в топливе, причем бóльшие значения выбросов относятся к бóльшим значениям содержания серы.

10.3 Технологические показатели выбросов в атмосферный воздух оксида углерода от установок котельных не должен превосходить:

а) для газа и мазута — 300 мг/м^3;

б) для углей, сжигаемых на котлах:

- с твердым шлакоудалением — 400 мг/м^3;
- с жидким шлакоудалением — 300 мг/м^3.

10.4 Технологические показатели выбросов золы жидкого топлива для установок, введенных в эксплуатацию до 1 января 2026 г., не устанавливают. Нормирование выбросов мазутной золы проводят в установленном порядке по действующей методике расчета выбросов (по содержанию в мазутной золе ванадия) и соблюдению предельно допустимой среднесуточной концентрации мазутной золы (0,002 мг/м^3) в атмосферном воздухе на нормируемых территориях.

Технологические показатели оксидов серы при сжигании газообразных топлив, содержащих сернистые соединения в своем составе, для установок, введенных в эксплуатацию до 1 января 2026 г., не устанавливают.

10.5 При сжигании в установке нескольких топлив совместно (уголь/уголь, уголь/мазут, уголь/природный газ, мазут/природный газ) технологические показатели выбросов для каждого загрязняющего вещества (массовая концентрация загрязняющего вещества $ТП_{см}$) определяют следующим образом:

- для смеси уголь/уголь и уголь/мазут по формуле

$$ТП_{см} = g_1 \cdot ТП_1 + (1 - g_1) \cdot ТП_2, \quad (1)$$

где $ТП_1$ — массовая концентрация загрязняющего вещества для основного топлива;

$ТП_2$ — массовая концентрация загрязняющего вещества для дополнительного топлива;

g_1 — относительная массовая доля основного топлива в общем расходе топлива на установку;

для смеси твердого или жидкого топлива с газообразным топливом по формуле

$$ТП_{см} = q_1 \cdot ТП_1 + (1 - q_1) \cdot ТП_2, \quad (2)$$

где $ТП_1$ — массовая концентрация загрязняющего вещества для первого (твердого или жидкого) топлива;

$ТП_2$ — массовая концентрация загрязняющего вещества второго (газообразного) топлива;

q_1 — относительная доля первого топлива по теплу в общем тепловом балансе установки.

При сжигании в установке нескольких топлив по отдельности должны выполняться технологические показатели выбросов загрязняющего вещества для каждого вида топлива на период работы установки на данном топливе при условии, что его годовой расход, пересчитанный на условное топливо, составляет не менее 10 % общего годового расхода условного топлива на установку. В противном случае технологические показатели выбросов загрязняющего вещества для данного топлива не устанавливают и в расчете технологические показатели выбросов загрязняющего вещества для смеси топлив не учитывают.

10.6 Технологические показатели выбросов золы твердого топлива, оксидов азота, оксидов серы и оксида углерода приведены в виде массовых концентраций (мг/м^3) в пересчете на нормальные условия (температура 0 °С, давление 101,3 кПа) в сухих газах и содержание кислорода 6 %.

10.7 Значения технологических показателей выбросов загрязняющих веществ, приведенные в приложениях А—В, отражают максимально допустимые уровни их концентраций в дымовых газах, поступающих в атмосферный воздух от установок с проектной тепловой мощностью 50 МВт и более, числом часов работы более 1500 ч/год, использующих твердое, жидкое и газообразное топливо, практически достижимые при применении НДТ или иных технологий сжигания топлива и очистки дымовых газов и эксплуатации установок в стационарном режиме с номинальной нагрузкой.

10.8 Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ, указанные в приложениях А—В, не распространяются на пусконаладочные, пусковые, остановочные и переходные режимы работы оборудования, а также на периоды периодической работы средств очистки поверхностей нагрева котлов от отложений.

10.9 Технологические показатели загрязняющих веществ в отходящих газах, образующихся при сжигании топлива для определения валовых выбросов и платежной базы для установок, у которых фактические технологические показатели выбросов загрязняющих веществ не превышают нормативных значений, приведенных в приложениях А—В, допускается устанавливать по приложению Г.

10.10 Для достижения технологических показателей выбросов загрязняющих веществ на установках следует применять НДТ. Перечень НДТ приведен в приложении Д.

Независимо от объема реконструкции котла, связанного с внедрением НДТ, значения технологических показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух определяются годом ввода установки в эксплуатацию.

10.11 Для действующих установок, для которых в связи с низкими технико-экономическими показателями мероприятия по модернизации и продлению сроков эксплуатации экономически нецелесообразны, и которые планируется в период до 1 января 2026 г. выводить из эксплуатации, а также для установок, внедрение НДТ на которых невозможно по тем или иным причинам, устанавливают временно разрешенные выбросы и назначают сроки вывода установки из эксплуатации.

Обоснование причин, по которым установка не подлежит реконструкции для реализации на ней НДТ, и разработку временно разрешенных выбросов должна осуществлять специализированная организация.

10.12 Шумовые характеристики установки и ее частей должны соответствовать ГОСТ 12.1.003 и ГОСТ 26279.

11 Методы контроля оборудования

Методы контроля и испытаний установки и ее элементов должны соответствовать требованиям программ и методик испытаний установок, разработанным и согласованным согласно [3] — [7].

12 Маркировка, упаковка и хранение оборудования

12.1 Маркировку, упаковку, консервацию и окраску оборудования установок выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ 23170 и ТУ (ТЗ).

12.2 Хранение оборудования установок следует осуществлять согласно требованиям ГОСТ 15150 и в соответствии с требованиями изготовителей.

13 Требования к эксплуатации

13.1 Эксплуатацию установки, включая предпусковые промывки и контроль за водно-химическим режимом, проводят в соответствии с требованиями инструкций изготовителей.

13.2 Характеристики топлива, на котором эксплуатируется установка, должны соответствовать установленным в ТУ (ТЗ) на котел.

Решение о работе установки на непроектном топливе (изменении топливного режима установки) может быть принято только на основании оценки технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива на установке.

Организация изменения топливного режима на установке должна предусматривать в общем случае следующие этапы:

- предварительная экспертная и расчетно-аналитическая оценка технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива с принятием решения о целесообразности и необходимости проведения опытного сжигания непроектного топлива;
- подготовка и проведение опытного сжигания непроектного топлива (в случае принятия решения о необходимости его проведения);
- анализ проведенных работ по организации изменения топливного режима на установке, принятие решения о возможности использования непроектного топлива на установке.

Для проведения работ по организации изменения топливного режима на установке на всех этапах должна привлекаться специализированная организация.

Рекомендации по организации изменения топливного режима на установке и выбору специализированной организации приведены в приложении Е.

13.3 Надежность в эксплуатации обеспечивается надлежащим выполнением планово-предупредительных ремонтов, технического обслуживания и своевременной заменой быстроизнашиваемых узлов, деталей и элементов оборудования.

13.4 Контроль за соблюдением технологических показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух следует осуществлять в установленном порядке в соответствии с действующими законодательными и нормативными документами.

13.5 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при эксплуатации установки не должны превышать во всем диапазоне работы установки технологических показателей выбросов, указанных в приложениях А—В.

Допускается двукратное превышение технологических показателей выбросов от установки котельной в течение 30 мин при условии, что среднее значение технологических показателей выбросов за сутки не превысит нормативного значения.

Усредненное значение всех измеренных концентраций загрязняющих веществ в дымовых газах за установленный период времени (год) не должно превышать нормативных показателей, указанных в приложениях А—В, количество измеренных значений с превышением должно быть менее 30 %, превышение должно быть не более 30 % (при периодических замерах).

14 Гарантии изготовителя

Изготовители и поставщики оборудования должны гарантировать соответствие поставляемого оборудования требованиям ТУ (ТЗ) на него при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа, пуска, наладки и эксплуатации.

Приложение А
(обязательное)

Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива на установках, введенных в эксплуатацию до 31 декабря 2000 г.

Таблица А.1 — Технологические показатели выбросов твердых частиц в атмосферный воздух для твердых топлив всех видов

Тепловая мощность установки, МВт (паропроизводительность, т/ч)	Зольность в рабочем состоянии топлива A^r, %	Массовая концентрация твердых частиц в дымовых газах, мг/м^3
Менее 500 (менее 670 т/ч)	$A^r < 10$	600
	$10 \le A^r \le 20$	600—900
	$A^r > 20$	900
От 500 и более (от 670 т/ч и более)	$A^r < 30$	250
	$A^r \ge 30$	800

Таблица А.2 — Технологические показатели выбросов оксидов серы в атмосферный воздух для твердых и жидких топлив

Вид топлива	Содержание серы в рабочем состоянии топлива S^r, %	Массовая концентрация оксидов серы в дымовых газах, мг/м^3
Твердое топливо	$S^r \le 0,5$	1400
	$S^r > 0,5$	3000
Жидкое топливо (мазут)	$S^r \le 1$	1300
	$1 < S^r \le 2$	2550
	$2 < S^r \le 3$	3400

Таблица А.3 — Технологические показатели выбросов оксидов азота в атмосферный воздух для всех видов топлив

Вид топлива		Массовая концентрация оксидов азота в дымовых газах, мг/м^3
Уголь	бурый	600/800*
	каменный	800/1000*
Жидкое топливо (мазут)		400
Газообразное топливо		350
* Для котлов с твердым/жидким шлакоудалением.		

Приложение Б
(обязательное)

Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива на установках, введенных в эксплуатацию с 1 января 2001 г. по 31 декабря 2025 г.

Таблица Б.1 — Технологические показатели выбросов твердых частиц в атмосферный воздух для твердых топлив всех видов

Тепловая мощность установки, МВт (паропроизводительность, т/ч)	Массовая концентрация твердых частиц в дымовых газах, мг/м^3
Менее 500 (менее 670 т/ч)	250
От 500 и более (от 670 т/ч и более)	150

Таблица Б.2 — Технологические показатели выбросов оксидов серы в атмосферный воздух для твердых и жидких топлив

Вид топлива	Содержание серы в рабочем состоянии топлива S^r, %	Массовая концентрация оксидов серы в дымовых газах, мг/м^3
Твердое топливо	$S^r \le 0,5$	700
	$S^r > 0,5$	1400
Жидкое топливо (мазут)	$S^r \le 1$	1300
	$1 < S^r \le 2$	2550
	$2 < S^r \le 3$	3400

Таблица Б.3 — Технологические показатели выбросов оксидов азота в атмосферный воздух для всех видов топлив

Вид топлива		Массовая концентрация оксидов азота в дымовых газах, мг/м^3
Уголь	бурый	500/500*
	каменный	550/650*
Жидкое топливо (мазут)		250
Газообразное топливо		180
* Для котлов с твердым/жидким шлакоудалением.		

Приложение В
(обязательное)

Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива на установках, введенных в эксплуатацию с 1 января 2026 г.

Таблица В.1 — Технологические показатели выбросов твердых частиц в атмосферный воздух для твердых и жидких топлив

Вид топлива	Тепловая мощность установки, МВт (паропроизводительность, т/ч)	Зольность в рабочем состоянии топлива A^r, %	Массовая концентрация твердых частиц в дымовых газах, мг/м^3
Твердое топливо	Менее 300 (менее 420 т/ч)	$A^r < 10$	150
		$10 \le A^r \le 20$	150—250
		$A^r > 20$	250
	От 300 и более (от 420 т/ч и более)	$A^r < 10$	50
		$10 \le A^r \le 20$	50—150
		$A^r > 20$	150
Газообразное топливо	—	—	150*
* Для установок основным топливом которых является жидкое топливо (мазут). Для газомазутных установок, сжигающих преимущественно газообразное топливо, норматив удельных выбросов твердых частиц не устанавливается.			

Таблица В.2 — Технологические показатели выбросов оксидов серы в атмосферный воздух для всех видов топлив

Вид топлива	Мощность установки, МВт (паропроизводительность, т/ч)	Содержание серы в рабочем состоянии топлива S^r, %	Массовая концентрация оксидов серы в дымовых газах*, мг/м^3
Твердое топливо	Менее 300 (менее 420 т/ч)	$S^r < 0,4$	300
		$0,4 \le S^r \le 0,6$	300—400
		$S^r > 0,6$	400
	От 300 и более (от 420 т/ч и более)	$S^r < 0,4$	200
		$0,4 \le S^r \le 0,6$	200—300
		$S^r > 0,6$	300
Жидкое топливо (мазут)	—	$S^r \le 1$	200/700**
		$1 < S^r \le 2$	200/1050**
		$2 < S^r \le 3$	200/1400**
Газообразное топливо	—	—	200
* Для установок, изготовление и поставка которых будет осуществляться по договорам, заключенным до введения в действие настоящего стандарта, количественные значения технологических показателей выбросов оксидов серы допускается устанавливать в соответствии с таблицей Б.2. ** В числителе значение для установок, сжигающих мазут; в знаменателе — для газомазутных установок, сжигающих преимущественно газообразное топливо (годовой расход мазута, пересчитанный на условное топливо, составляет менее 10 % от общего годового расхода условного топлива на установку).			

Таблица В.3 — Технологические показатели выбросов оксидов азота в атмосферный воздух для всех видов топлив

Вид топлива	Мощность установки, МВт (паропроизводительность, т/ч)	Тип и/или марка угля	Массовая концентрация оксидов азота в дымовых газах, мг/м^3
Твердое топливо	Менее 300 (менее 420 т/ч)	Бурый уголь	250*
		Каменный уголь марок Д, Г	400*
		Остальных марок	450*
	От 300 и более (от 420 т/ч и более)	Бурый уголь	200*
		Каменный уголь	300*
Жидкое топливо (мазут)	—	—	250
Газообразное топливо	—	—	125

* Для установок, изготовление и поставка которых будет осуществляться по договорам, заключенным до введения в действие настоящего стандарта, количественные значения технологических показателей выбросов оксидов азота допускается устанавливать: для установок, сжигающих каменные угли тепловой мощностью менее 300 МВт, — 470 мг/м^3, тепловой мощностью от 300 МВт и более — 350 мг/м^3; для всех установок, сжигающих бурые угли, — 300 мг/м^3.

Приложение Г
(рекомендуемое)

Технологические показатели загрязняющих веществ в отходящих газах, образующихся при сжигании топлива, используемые для определения валовых выбросов и платежной базы

Г.1 Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании топлива для определения выбросов, платежной базы, платы за выброс и штрафных санкций применяют для установок, у которых фактические технологические показатели выбросов загрязняющих веществ не превышают нормативных значений, приведенных в приложениях А—В.

Г.2 В качестве технологического показателя определяют массовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу m, г/кг (г/м^3), сжигаемого в топке котла, по формуле

$$m = C_{зв} \cdot V_{сух.\,г} \cdot 10^{-3}, \quad (Г.1)$$

где $C_{зв}$ — технологический показатель (массовая концентрация загрязняющего вещества в дымовых газах), мг/м^3, принимаемый по приложениям А—В, мг/м^3;

$V_{сух.г}$ — объем дымовых сухих газов, образующихся при сжигании твердого топлива, м^3/кг, определяемый по рисунку Г.1 или по формуле

$$V_{сух.г} = 0{,}435 + 0{,}348 \cdot Q_i^r, \quad (Г.2)$$

где Q_i^r — низшая теплота сгорания твердого топлива в рабочем состоянии, МДж/кг.

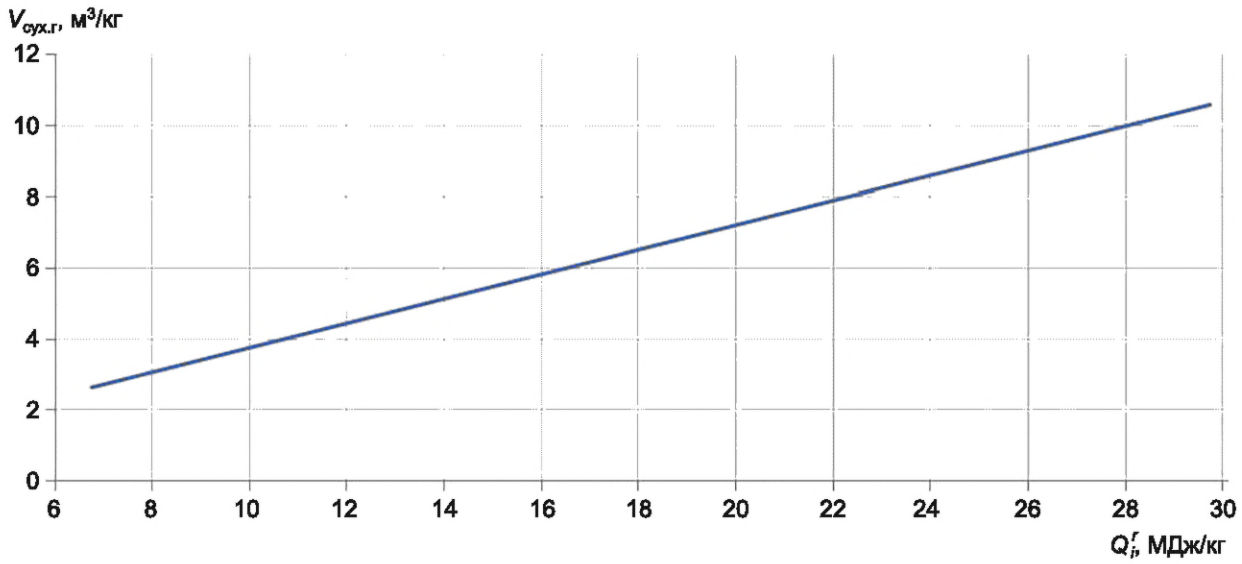


Рисунок Г.1 — Зависимость удельного объема сухих дымовых газов, образующихся при сжигании 1 кг твердого топлива, от теплоты сгорания топлива

При сжигании газообразного топлива $V_{сух.г}$, м^3/м^3, определяют по рисунку Г.2 или по формуле

$$V_{сух.г} = 0{,}357 \cdot Q_i^d - 0{,}495, \quad (Г.3)$$

где Q_i^d — низшая теплота сгорания на сухую массу газообразного топлива, МДж/м^3.

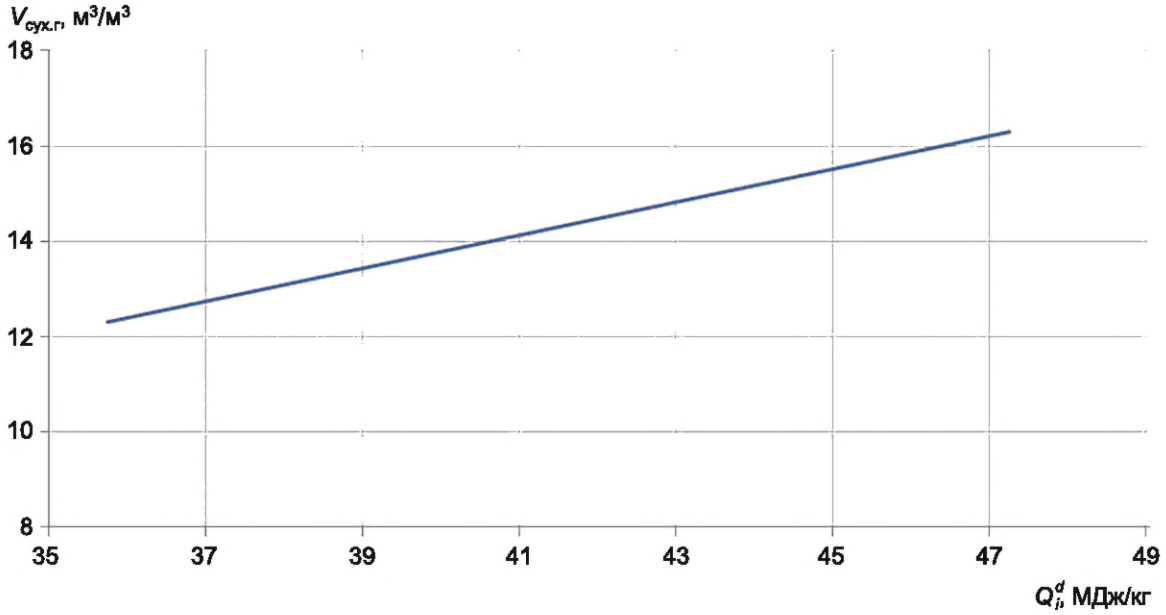


Рисунок Г.2 — Зависимость удельного объема сухих дымовых газов, образующихся при сжигании 1 м^3 газообразного топлива, от теплоты сгорания топлива

Для жидкого топлива (мазута) $V_{сух.г}$ принимают равным 14,5 м^3/кг.

Перевод технологического показателя — массового выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 1 кг (1 м^3) натурального топлива в массовый выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 1 кг условного топлива m_1 (г/кг усл. топл.) осуществляют по формуле

$$m_1 = m \cdot 29{,}33 / Q_i, \qquad (Г.4)$$

где 29,33 — низшая теплота сгорания условного топлива, МДж/кг;

$Q_i = Q_i^r$ — для твердого и жидкого топлива, МДж/кг;

$Q_i = Q_i^d$ — для газообразного топлива, МДж/кг.

Приложение Д
(справочное)

Перечень наилучших доступных технологий

Д.1 На ТЭС допускается применять любые из перечисленных ниже технологий или их комбинации с учетом конкретных условий, возможности реконструкции, интенсификации работы или замены действующего природоохранного оборудования, входящего в состав установки, ограничений применения и технико-экономического обоснования предлагаемых мероприятий согласно [6].

Д.2 НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива

Д.2.1 НДТ снижения выбросов золы твердого топлива:

- мокрые скрубберы с трубой Вентури (при эффективности не менее 97 % для установок, введенных в эксплуатацию до 31 декабря 2000 г., при сжигании мало- и среднезольных углей);
- эмульгаторы (при эффективности не менее 98 % для установок, введенных в эксплуатацию до 31 декабря 2000 г., при сжигании мало- и среднезольных углей);
- электрофильтры (при эффективности не менее 99,5 %);
- рукавные фильтры (при эффективности не менее 99,8 %);
- двухступенчатые золоуловители.

Д.2.2 НДТ снижения выбросов оксидов серы:

- использование топлива с низким содержанием серы;
- мокрые золоуловители по двойному щелочному способу;
- упрощенная мокросухая сероочистка;
- аммиачно-сульфатная технология сероочистки.

Д.2.3 НДТ снижения выбросов оксидов азота:

- нестехиометрическое сжигание;
- умеренный контролируемый недожог;
- рециркуляция дымовых газов;
- малоэмиссионные горелки;
- двухступенчатое или трехступенчатое сжигание;
- концентрическое сжигание;
- перевод топки котла с жидкого шлакоудаления на твердое шлакоудаление;
- сжигание пыли высокой концентрации;
- сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов;
- ребернинговые мельницы и динамические сепараторы;
- горелочные устройства с применением пристенного дутья;
- плазмотроны;
- безмазутный розжиг с применением электро-ионизационных воспламенителей;
- низкотемпературное вихревое сжигания (НТВ-технология).
- селективное некаталитическое восстановление оксидов азота.

Д.3 НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании жидкого топлива

Д.3.1 НДТ снижения выбросов оксидов серы:

- использование топлива с низким содержанием серы;
- уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа.

Д.3.2 НДТ снижения выбросов оксидов азота:

- контролируемое снижение избытка воздуха;
- нестехиометрическое сжигание;
- двухступенчатое сжигание;
- малоэмиссионные горелки;
- рециркуляция дымовых газов;
- сжигание водомазутной эмульсии.

Д.4 НДТ снижения выбросов оксидов азота при сжигании газообразного топлива:

- контролируемое снижение избытка воздуха;
- нестехиометрическое сжигание;
- двухступенчатое сжигание;
- малоэмиссионные горелки;
- рециркуляция дымовых газов;
- селективное некаталитическое восстановление оксидов азота.

Приложение Е
(рекомендуемое)

Рекомендации по организации изменения топливного режима на установке котельной

Е.1 Изменение топливного режима котельной установки представляет собой процесс последовательных и взаимосвязанных мероприятий (работ), обеспечивающих получение обоснованной оценки технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива, и предусматривает в общем случае следующие этапы (стадии):

- предварительный этап, на котором должна быть проведена предварительная экспертная и расчетно-аналитическая оценка технической возможности и экономической целесообразности использования непроектного топлива, принято решение о целесообразности и необходимости проведения опытного сжигания непроектного топлива;
- проведение опытного сжигания непроектного топлива (в случае принятия решения о необходимости его проведения);
- анализ проведенных работ по организации изменения топливного режима с принятием решения о возможности использования непроектного топлива.

Е.2 В состав работ предварительного этапа должны входить:

- обобщение и анализ опыта сжигания непроектного топлива на других установках (при их наличии), в результате которого следует выявить, по возможности, основные проблемы использования непроектного топлива, оценить технические решения для их устранения, необходимость и возможности их решения на рассматриваемой установке, объем работ по оценке технической возможности использования непроектного топлива;
- сравнительный анализ характеристик непроектного топлива с проектным, включая критерии взрывопожароопасности; принятие решения о необходимости проведения специальных расчетно-аналитических анализов и оценок оборудования установки при сжигании непроектного топлива;
- проведение специальных расчетно-аналитических анализов и оценок оборудования установки при сжигании непроектного топлива (при необходимости);
- обследование оборудования установки, выявление ограничений, препятствующих проведению сжигания непроектного топлива, в том числе возможности и условий проведения опытного сжигания непроектного топлива (при необходимости);
- оценка экономической целесообразности использования непроектного топлива;
- составление заключения по результатам предварительной оценки технической возможности использования непроектного топлива с принятием решения о необходимости проведении опытного сжигания;
- определение готовности установки к опытному сжиганию с разработкой мероприятий и подготовительных работ для проведения опытного сжигания, в случае необходимости его проведения.

Е.3 По результатам предварительного этапа допускается (на усмотрение собственника) использование непроектного топлива без проведения опытного сжигания или его проведения по упрощенной форме (экспресс-испытания) при выполнении всех следующих условий:

- пределы изменения интегральных теплотехнических показателей сравниваемых топлив могут считаться несущественными для изменения теплотехнических и аэродинамических параметров установки и не требующими проведения дополнительных расчетов, либо проведенные контрольные расчеты показали, что при использовании непроектного топлива обеспечиваются:
  - номинальные паропроизводительность и параметры пара, диапазон изменения нагрузки котла;
  - допустимый температурный режим работы поверхностей нагрева, работающих в области ползучести;
  - допустимый по условиям коррозии и образования золовых отложений температурный режим низкотемпературных поверхностей нагрева;
  - требуемые производительность и другие параметры тягодутьевых машин;
  - требуемые параметры сушки топлива и транспорта пыли, размольная производительность мельниц, допустимые параметры сушильного агента по условиям взрывобезопасности;
- по оценкам индексов загрязнения и шлакования переход на сжигание непроектного топлива не должен приводить к интенсификации шлакования и загрязнения поверхностей нагрева котла;
- не ухудшается эффективность золоулавливающих установок;
- по расчетным оценкам выбросы маркерных загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сжигании непроектного топлива не превышают установленные технологические показатели или не изменяют существующего экологического состояния ТЭС, в состав которой входит установка, а класс опасности образующихся золошлаковых отходов соответствует проектному;
- показатели склонности к окислению и самовозгоранию топлив не требуют проведения опытного сжигания;
- степень ухудшения сыпучести топлива не будет приводить к затруднениям на топливоподаче;

- по условиям топочного процесса (устойчивости горения) непроектное топливо должно отвечать следующим требованиям:

- марка непроектного топлива должна либо совпадать с маркой проектного топлива, либо соответствовать ему по указанным условиям (см. таблицу Е.1);

- минимальный предел выхода летучих веществ непроектного топлива не должен более чем на 10 % (абс.) быть меньше минимального предела выхода летучих веществ проектного топлива;

- максимальный предел выхода летучих веществ непроектного топлива не должен более чем на 10 % (абс.) превышать минимальный предел выхода летучих веществ проектного топлива;

- для использования непроектного топлива не требуется реконструкция (модернизация) и/или замена основного и/или вспомогательного оборудования установки.

Таблица Е.1 — Марки соответствия твердых топлив

Марка топлива	
проектное	непроектное
1Б	2Б
2Б, 3Б	Г, Д, ДГ
Д	Г, ДГ
Г	Д, ДГ, Ж
Ж	Г, К
СС	К
Т	А, СС

Если одно из условий, приведенных в Е.3, не выполняется, необходимо проведение опытного сжигания непроектного топлива. При этом должна быть определена готовность оборудования ТЭС к опытному сжиганию, разработаны мероприятия и организованы подготовительные работы для проведения опытного сжигания.

Е.4 Приказом по предприятию (ТЭС) должны быть назначены руководители и специалисты ТЭС, ответственные за подготовку и проведение опытного сжигания. Для подготовки к опытному сжиганию должна быть разработана комплексная программа организационно-технических мероприятий.

Е.5 Опытное сжигание необходимо проводить в соответствии с рабочей программой.

Целью опытного сжигания непроектного топлива является оценка технической возможности и экономичности использования его на ТЭС. Для этого следует определить:

- режимы взрывобезопасной работы топливоподачи, пылесистем и котла;

- диапазон изменения нагрузки котла, максимальную и минимальную нагрузки по условиям безаварийной взрывобезопасной работы систем пылеприготовления с поддержанием температуры аэросмеси за мельницами в допустимых пределах с устойчивым горением без подсветки;

- температурные режимы топки котла, эффективность работы топочной камеры;

- возможность поддержания номинальной температуры пара за котлом и допустимых значений температуры среды по пароводяному тракту котла;

- бесшлаковочную нагрузку котла, характер шлакования и загрязнения;

- возможность поддержания температуры сушильного агента за мельницей (сепаратором) в допустимых пределах;

- возможность получения рекомендуемой для непроектного топлива тонины помола пыли;

- отсутствие ограничений по размольной и сушильной производительности мельниц;

- оценку работы газовоздушного тракта котла, отсутствие либо степень ограничений в работе тягодутьевых мельниц;

- экологические показатели: оксиды азота, углерода, серы, концентрация твердых частиц в уходящих газах;

- надежность работы систем золоулавливания и золошлакоудаления;

- технико-экономические показатели работы котла в рабочем диапазоне нагрузок;

- оптимальные режимы работы котла и его пылесистем по условиям достижения максимальной экономичности при сжигании угольной пыли с рекомендуемой для испытуемого топлива (угля) тонины помола;

- оптимальные режимы работы котла по условиям минимальных выбросов оксидов азота.

Е.6 Для проведения опытного сжигания непроектного топлива необходимо в установленном порядке у руководителей за подготовку и проведение опытного сжигания получить разрешение на проведение опытного сжигания непроектного топлива.

Е.7 Опытное сжигание проводится персоналом специализированной организации с участием персонала ТЭС. Начало опытного сжигания непроектного топлива определяется распоряжением главного инженера ТЭС.

Е.8 Техническое руководство опытным сжиганием осуществляет руководитель работ от специализированной организации (технический руководитель опытным сжиганием), назначенный по согласованию с персоналом ТЭС.

Е.9 По результатам проведенных работ специализированной организацией составляется технический акт (при проведении опытного сжигания) и технический отчет, который должен содержать:

- общие сведения об объекте, сроках и объеме проведенных работ;
- результаты предварительного этапа работ, представленные в заключении по предварительному этапу, в том числе выводы о возможности промышленного использования непроектного топлива без проведения опытного сжигания;
- объем необходимых реконструктивных работ и других мероприятий для обеспечения технической возможности использования непроектного топлива, включая расчет затрат, необходимых для их проведения;
- объемы и режимы сжигания топлива (при проведении опытного сжигания);
- поузловую оценку работы оборудования при сжигании непроектного топлива (при проведении опытного сжигания) с выводами по технической возможности и условиям его использования;
- сравнительную характеристику концентраций маркерных загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух на соответствие установленным технологическим показателям (при необходимости перечень мероприятий по обеспечению соответствия);
- количество и класс опасности золошлаковых отходов, образующихся при сжигании непроектного топлива;
- режимные карты установки при сжигании непроектного топлива;
- технико-экономическое обоснование применения непроектного топлива (при положительных оценках технической возможности его применения);
- рекомендации и предложения по улучшению работы основного и вспомогательного оборудования установки при работе на непроектном топливе.

Е.10 Для проведения работ по изменению топливного режима установки на всех этапах должна привлекаться специализированная организация, которая должна соответствовать, как минимум, следующим отборочным требованиям:

- располагать квалифицированными специалистами с опытом работы в области применения настоящего стандарта и техническими средствами, необходимыми для качественного выполнения работ;
- иметь сертификаты соответствия современным системам менеджмента и членства в профильных саморегулируемых организациях;
- быть аккредитованной в качестве испытательной лаборатории (центра) или иметь в своем составе аккредитованную испытательную лабораторию, область аккредитации которой охватывает деятельность в области применения настоящего стандарта;
- иметь опыт проведения расчетно-аналитических анализов и экспертных оценок характеристик и свойств топлив, технико-экономических показателей и условий работы оборудования ТЭС с использованием апробированных методик и/или программного обеспечения.

Библиография

[1] Федеральный закон от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

[2] Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2024 Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии

[3] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937)

[4] Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (утверждены приказом Минэнерго России от 9 января 2019 г. № 2)

[5] Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением (утверждены приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 536)

[6] Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 11 февраля 2019 г. № 90)

[7] Положение о предельно допустимых выбросах, временно разрешенных выбросах, предельно допустимых нормативах вредных физических воздействий на атмосферный воздух и разрешениях на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 9 декабря 2020 г. № 2055)

УДК 697.326:006.354 ОКС 27.060.30

Ключевые слова: котельная установка, котел, топливо, выбросы загрязняющих веществ, энергоблок, технологический показатель

Редактор *Н.В. Таланова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *С.И. Фирсова*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 08.09.2025. Подписано в печать 15.09.2025. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,71.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru