ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬ-
НЫЙ СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

**ГОСТ Р
55173—
2012**

УСТАНОВКИ КОТЕЛЬНЫЕ

Общие технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2014

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН ОАО «ЭМАльянс»

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 23 ноября 2012 г. № 1142-ст

4ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Правила применения настоящего стандарта установлены в ГОСТ Р 1.0—2012 (раздел 8). 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 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.ru)

© Стандартинформ, 2014

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.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

УСТАНОВКИ КОТЕЛЬНЫЕ
Общие технические требования

Boiler plant. General technical requirements

Дата введения — 2014—07—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется:

- на тепломеханическое оборудование с его технологическими связями, входящее в состав котельных установок энергетических блоков мощностью от 80 до 1200 МВт (далее – установки), и устанавливает общие технические требования к установкам;
- на тепломеханическое оборудование с его технологическими связями котельных установок, поставляемое отдельно, с котлами производительностью от 160 до 3950 т/ч на абсолютное давление перегретого пара от 9,8 до 25,0 МПа по ГОСТ 28269.

1.2 Настоящий стандарт не распространяется на высокоманевренные (пиковые и полупиковые) установки для маневренных энергоблоков, установки для энергоблоков, в состав которых входят газовые турбины, магнитогидродинамические установки (МГД), энерготехнологические установки, на установки с котлами, оборудованными топками кипящего слоя, и с котлами-утилизаторами, а также с котлами специальных типов, т.е. котлами, входящими в состав установок котельных, но не указанных в ГОСТ 28269.

1.3 Настоящий стандарт должен применяться при сертификации котельных установок или их составных частей.

1.4 Пункты 0, 0, 0, 0, 0 настоящего стандарта являются рекомендуемыми. Остальные требования стандарта – обязательны.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте применены датированные и недатированные ссылки на другие стандарты и/или классификаторы. Данные ссылки цитируются в соответствующих местах текста, а публикации приведены в конце текста стандарта. При датированных ссылках последующие редакции международных стандартов или изменений к ним действительны для настоящего стандарта только после введения изменений к настоящему стандарту или после подготовки новой редакции настоящего проекта национального стандарта. При наличии недатированных ссылок имеет силу последнее издание приведенного стандарта (включая изменения).

ГОСТ Р 54874–2012 Котлы паровые, водогрейные и котлы-утилизаторы. Термины и определения

ГОСТ Р ЕН 12952-1 Котлы водотрубные и котельно-вспомогательное оборудование. Часть 1. Общие положения

ГОСТ Р ЕН 12952-3 Котлы водотрубные и котельно-вспомогательное оборудование. Часть 3. Конструкция и расчеты для частей котла, работающих под давлением

ГОСТ Р ЕН 12952-4 Котлы водотрубные и котельно-вспомогательное оборудование. Часть 4. Расчет в процессе эксплуатации предполагаемого срока службы котла

ГОСТ Р ЕН 12952-6 Котлы водотрубные и котельно-вспомогательное оборудование. Часть 6. Контроль и испытания в процессе изготовления, документация и маркировка частей котла, работающих под давлением

ГОСТ 2.601–68 ЕСКД. Эксплуатационные документы

ГОСТ 2.602–68 ЕСКД. Ремонтные документы

ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.023–80 ССБТ. Шум. Методы установления значений шумовых характеристик стационарных машин

ГОСТ 3619–89 Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры

ГОСТ 15150–69 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 23660–79 Система технического обслуживания и ремонта техники. Обеспечение ремонтопригодности при разработке изделий

ГОСТ 24278–89 Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования

ГОСТ 24444–87 Оборудование технологическое. Общие требования монтажной технологичности

ГОСТ 26279–84 Блоки энергетические для ТЭС на органическом топливе. Общие требования к шумоглушению

ГОСТ 28269–89 Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования

ГОСТ 10585–99 Топливо нефтяное. Мазут. Технические условия

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 ГОСТ Р 54874–2012, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **котельная установка:** Совокупность котла и вспомогательного оборудования, обеспечивающая эффективную и безопасную работу данной установки, энергоблока тепловой электростанции в целом.

Примечание – В котельную 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 газовоздухопроводы, трубопроводы воды, пара и топлива, арматура, гарнитура, автоматика, приборы и устройства контроля и защиты. а также относящиеся к котлу водоподготовительное оборудование и дымовая труба.

3.2 **регулировочный диапазон нагрузки:** Интервал нагрузок, внутри которого мощность может изменяться без изменения состава вспомогательного оборудования и горелочных устройств.

3.3 **капитальный ремонт котельной установки:** Ремонт, выполняемый для восстановления технико-экономических характеристик до проектных или близких к проектным значений, с заменой и (или) восстановлением любых составных частей.

3.4 **средний ремонт котельной установки:** Ремонт, выполняемый для восстановления технико-экономических характеристик до заданных или близких к ним значений, с заменой и (или) восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры.

3.5 **текущий ремонт котельной установки:** Ремонт, выполняемый для поддержания технико-экономических характеристик в заданных пределах, с заменой или восстановлением отдельных быстроизнашивающихся сборочных единиц и деталей.

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

3.7 **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. Учитывают только отказы, вызванные

конструктивными и технологическими (изготовления) дефектами и дефектами металла котла и котельно-вспомогательного оборудования.

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

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

3.10 **основное оборудование котельной установки:** Котел паровой – по ГОСТ Р 54874–2012 с набором технологического оборудования для очистки дымовых газов от содержащихся в них загрязняющих веществ.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применяются условные обозначения согласно в ГОСТ Р ЕН 12952-1 (таблица 4-1). В этой части стандарта определения дополнительных терминов и условных обозначений приведены там, где необходимо разъяснение специфического текста.

Следует отметить, что в некоторых случаях одинаковый дополнительный символ может быть использован в разных уравнениях с разным значением; в этих особых случаях для каждого уравнения указано значение такого символа.

5 Комплектность тепломеханической части котельных установок

5.1 К оборудованию котельных установок относят:

5.1.1 Тепломеханическое оборудование котельной установки, которое включает полностью или частично:

5.1.1.1 Стационарный паровой с:

- гарнитурой, трубопроводами и арматурой в пределах котла,
- устройствами очистки поверхностей нагрева от наружных отложений,
- оборудованием для внутрикотловой реагентной обработки воды и для непрерывной и периодической продувок (для барабанного котла),
- устройствами для предварительного подогрева воздуха,
- устройствами удаления шлака из котла,
- пылегазовоздухопроводы котла,
- оборудование системы пылеприготовления (мельницы углеразмольные, питатели пыли, питатели сырого угля, сепараторы пыли, циклоны пылевые, клапаны-мигалки пылевые и угольные, затворы угольные),
- тягодутьевое оборудование (вентиляторы дутьевые, дымососы, дымососы рециркуляции газов, вентиляторы первичного дутья, вентиляторы рециркуляции воздуха и отсоса воздуха из уплотнений РВП, воздуходувки дробеочистки, воздуходувки подачи пыли с высокой концентрацией, вентиляторы подачи воздуха для уплотнения мельниц),
- клапаны предохранительные с глушителями шума.
- 5.1.1.2 Оборудование для очистки дымовых газов, которое включает полностью или частично:
- комплектные золовые электрофильтры,
- механические золоуловители, оборудование для удаления золы из-под золоуловителей в пределах установки,
- установку сероочистки,
- установку азотоочистки,
- дымососы газоочистки,
- зологазовоздухопроводы в пределах газоочистки,
- газопроводы от котла до сборных боровов к дымовой трубе,
- системы автоматизации, управления и технологических защит газоочистки,
- система технической диагностики газоочистки.

5.1.2Общеблочное (общестанционное) оборудование в пределах установки, которое включает полностью или частично оборудование для:

- подготовки воды;
- удаления шлака и золы;
- сбора, хранения и отгрузки сухой золы ;
- получения, складирования и отгрузки товарного гипса;
- предремонтной обмывки поверхностей нагрева котлов и других элементов установки котельной;

- подачи топлива (сбрасыватели плужковые, магнитные сепараторы, щепоуловители, весоизмерительные устройства, оборудование систем вентиляции и аспирации, приводные и натяжные станции, узлы пересыпки, оборудование систем пожаротушения, пылеподавления, пылеуборки);
- узла очистки сточных вод;
- испарения аммиака и трубопроводы для подачи аммиака;
- контроля и измерения состава газов до и после очистки,

а также трубопроводы станционные на давление 2,2 МПа и выше (воды, пара, топлива) с арматурой и пылегазовоздухопроводы установки с шиберами и измерительными устройствами.

5.2 Комплектность системы автоматизации установки, включая диагностический контроль, устанавливается в проектной документации котельной установки, блока или ТЭС в целом.

5.3 Первичные средства измерений, сигнализации и автоматики, устанавливаемые на оборудовании, должны иметь соответствующую техническую документацию (технические паспорта на оборудование и/или технические условия, техническое задание, спецификации на его поставку).

5.4 Объемы поставки и комплектность тепломеханической части установок в конкретных случаях определяют по согласованию между потребителем и изготовителями оборудования в соответствии с технической документацией на поставку оборудования.

6 Общие технические требования к тепломеханической части котельных установок

6.1 Котельная установка должна обеспечивать работу на скользящем давлении свежего пара при частичной нагрузке энергоблока, в соответствии с требованиями ГОСТ 3619 и ГОСТ 24278, а также обеспечивать возможность периодической работы с отключенными подогревателями высокого давления (ПВД), обеспечивая теплопроизводительность в соответствии с техническими условиями, согласованными в установленном порядке.

6.2 Котельная установка должна быть оснащена автоматизированными системами управления, системами и приборами автоматического контроля качества пара, воды, дымовых газов после котла и очищенных дымовых газов, обеспечивающими все режимы работы и штатные периодические процедуры очистки, отмывки, консервации.

Установка должна быть оснащена системой оповещения о выходе из строя оборудования золо- и газоочистки.

6.3 Системы автоматического регулирования, защиты и технологические блокировки котельной установки должны обеспечивать останов котла при остановах турбины (для блочных установок), питательных насосов, тягодутьевых машин, при превышении предельных показателей работы котельной установки, а также перевод котла после полного сброса нагрузки энергоблока (ТЭС) на режим холостого хода при техническом минимуме производительности пара согласно требованиям ТУ (ТЗ) на котел.

6.4 В конструкции тепломеханического оборудования котельной установки должна быть предусмотрена возможность измерений и контроля теплового и механического состояния элементов оборудования, обеспечивающих проведение ускоренных испытаний для определения (измерения) экономичности в процессе эксплуатации и после ремонта.

Для головных образцов оборудования должны быть предусмотрены:

– средства специального контроля (в объеме, согласованном между потребителем, изготовителями оборудования котельной установки и наладочной организацией);

– средства технического диагностирования (в объеме, предусмотренном в эксплуатационной документации на оборудование котельной установки, согласованном в установленном порядке.

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

7 Показатели надежности тепломеханической части котельных установок

7.1 К показателям надежности котельной установки относят:

- среднюю наработку на отказ;
- коэффициент технического использования;
- коэффициент готовности установки.

Показатели надежности рассчитывают по формулам согласно ГОСТ Р (ЕН 12952-3) и ГОСТ Р (ЕН 12952-4) или приведенным в приложении (0).

7.2 Кроме показателей, перечисленных в 0, к показателям надежности котельной установки относят:

- расчетный срок службы;

- расчетный ресурс элементов, работающих при температуре, соответствующей области ползучести металла;
- установленный срок службы между капитальными ремонтами;
- удельную суммарную продолжительность ремонтов на один год ремонтного цикла.

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

7.4 Нормы показателей надежности

7.4.1 Расчетный ресурс оборудования, входящего в состав установки и работающего с расчетной температурой, соответствующей области ползучести металла, должен составлять не менее 200 000 ч, кроме элементов, определенных в национальных стандартах.

7.4.2 Расчетный срок службы котельной установки и входящего в ее состав котельно-вспомогательного оборудования не менее 40 лет, кроме оборудования и его элементов, перечень и сроки службы которых установлены в национальных стандартах.

7.4.3 Установленный срок службы между капитальными ремонтами для основного оборудования котельных установок – не менее пяти лет, кроме установок с пылеугольными котлами энергоблоков мощностью 800 МВт и котлами энергоблоков мощностью 500 МВт, работающими на углях с зольностью *Ар* не менее 50% (типа экибастузских), для которых срок службы между капитальными ремонтами не менее четырех лет.

7.4.4 Удельную суммарную продолжительность плановых ремонтов основного оборудования котельной установки на один год ремонтного цикла устанавливают после проведения капитальных ремонтов головных образцов этого оборудования и постановки его на промышленное (серийное) производство.

7.4.5 Среднюю наработку на отказ, коэффициенты готовности и технического использования основного оборудования котельной установки назначают в соответствии с требованиями национальных стандартов.

8 Обеспечение монтажной и ремонтной пригодности тепломеханической части котельных установок

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

8.2 Габариты ячейки котельной установки и компоновка в ней оборудования должны отвечать требованиям монтажной пригодности с учетом требований НД.

8.3 Для обеспечения необходимого уровня монтажной и ремонтной пригод-ности и механизации монтажа и ремонта основного и котельно-вспомогательного обо-рудования котельной установки в проектной документации должны быть предусмот-рены:

- система организации монтажных и ремонтных работ;
- создание обменного фонда для обеспечения ремонта агрегатно-узловым методом и возможность хранения обменных узлов и агрегатов;
- необходимые монтажные и ремонтные зоны для подачи и транспортирования оборудования и его составных частей;
- обслуживание стационарными или инвентарными грузоподъемными устройствами всего оборудования и его частей;
- установка грузопассажирских лифтов, место расположения которых указывают в проекте, а сооружение выполняют при монтаже установки и стационарных подъемников;
- установка мусоропроводов, наличие сквозных проемов (от отметки 0 (ноль) 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;
- устройство постов энергоносителей и ремонтной связи;
- обеспечение контролепригодности оборудования и его составных частей.

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

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

Рекомендуемые структура ремонтного цикла и продолжительность плановых ремонтов тепломеханического оборудования установки приведены в приложении (приложение Б).

8.6 Оборудование котельной установки должно проходить обкатку (для вращающихся механизмов, кроме РВП) и все виды контроля и испытаний, предусмотренных стандартами на оборудование, его изготовление и поставку.

8.7 Оборудование котельной установки должно проектироваться и поставляться в блочном исполнении в соответствии с требованиями стандартов на это оборудование, а также допускать монтаж поставочными блоками или доукрупнение на монтажной площадке.

8.8 Сборку и монтаж оборудования следует выполнять на подготовленных в соответствии с нормами и правилами строительных площадках. При монтаже оборудования следует руководствоваться чертежами, выполнять требования инструкций по сборке и монтажу изготовителей оборудования, нормами и правилами монтажа, проектно-технологической документацией на монтаж и указаниями шефперсонала изготовителей.

9 Оснащение средствами монтажа, технического обслуживания и ремонта

9.1 Средства оснащения монтажа, технического обслуживания и ремонта, ремонтные и эксплуатационные документы разрабатывают в составе конструкторской документации на оборудование котельной установки в соответствии с требованиями стандартов на это оборудование.

9.2 В комплект поставки оборудования котельной установки должны входить комплекты специального инструмента, оснастки и приспособлений, эксплуатационные и ремонтные документы по ГОСТ 2.601 и ГОСТ 2.602 соответственно. Перечень монтажного и ремонтного инструмента и приспособлений, поставляемых совместно с оборудованием, указывают в конструкторской документации.

9.3 К оборудованию установки должны быть приложены эксплуатационные и ремонтные документы по ГОСТ 2.601 и ГОСТ 2.602 соответственно.

10 Маневренность и экономичность котельных установок

10.1 Маневренные свойства котельных установок, входящих в состав энергоблоков, должны удовлетворять [1] и [5].

10.2 В качестве показателя экономичности котельной установки принимают КПД брутто при расчете на проектном топливе в регулировочном диапазоне нагрузок.

КПД брутто котельной установки определяют с учетом затрат на привод механизмов установки.

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

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

11 Экологические требования к котельным установкам

11.1 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

11.2 Нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок устанавливают предельные значения выбросов в атмосферу твердых частиц, оксидов серы и азота, окиси углерода для вновь вводимых и реконструируемых котельных установок, использующих твердое, жидкое и газообразное топливо раздельно и в комбинации. Количественные значения удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не должны превышать нормативных, указанных:

- в таблицах 1–3, для установок, введенных в эксплуатацию на ТЭС до 31 декабря 2000 года.
- в таблицах 4–6, для установок, вводимых в эксплуатацию на ТЭС после 31 декабря 2000 г.

Таблица 1 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, введенных в эксплуатацию на ТЭС до 31 декабря 2000 года, для твердого топлива всех видов

Тепловая мощность котлов *Q*, МВт (паропроизводительность котла *D*, т/ч)	Приведенное содержание золы *Апр*, %·кг/МДж	Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/т ут	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при α=1,4, мг/м^3*
До 299 (до 420)	Менее 0,6	0,06	1,76	150
	0,6–2,5	0,06–0,20	1,76–5,86	150–500
	Более 2,5	0,20	5,86	500
300 и более (420 и более)	Менее 0,6	0,04	1,18	100
	0,6–2,5	0,04–0,16	1,18–4,70	100–400
	Более 2,5	0,16	4,70	400
Примечание – *При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа)				

Таблица 2 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, введенных в эксплуатацию на ТЭС до 31 декабря 2000 года, для твердых и жидких видов топлива

Тепловая мощность котлов *Q*, МВт (паропроизводительность котла *D*, т/ч)	Приведенное содержание золы *Sпр*, %·кг/МДж	Массовый выброс *SOx* на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс *SOx*, кг/т ут	Массовая концентрация *SOx* в дымовых газах при α=1,4, мг/м^3*
До 299 (до 420)	0,045 и менее	0,575	25,7	2000
	Более 0,045	1,5	44,0	3400
300 и более (420 и более)	0,045 и менее	0,875	25,7	2000
	Более 0,045	1,3	38,0	3000
Примечание – *При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа) рассчитанная на сухие газы				

Таблица 3 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, введенных в эксплуатацию на ТЭС до 31 декабря 2000 года.

Тепловая мощность котлов *Q*, МВт (паропроизводительность котла *D*, т/ч)	Вид топлива	Массовый выброс *NOx* на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс *NOx*, кг/т ут	Массовая концентрация *NOx* в дымовых газах при α=1,4, мг/м^3*
До 299 (до 420)	Газ	0,043	1,26	125
	Мазут	0,086	2,52	250
	Бурый уголь:			
	твердое шлакоудаление	0,12	3,50	320
	жидкое шлакоудаление	0,13	3,81	350
	Каменный уголь:			
	твердое шлакоудаление	0,17	4,98	470
	жидкое шлакоудаление	0,23	6,75	640
300 и более (420 и более)	Газ	0,043	1,26	125
	Мазут	0,086	2,52	250
	Бурый угол:			
	твердое шлакоудаление	0,14	3,95	370
	жидкое шлакоудаление	–	–	–
	Каменный уголь:			
	твердое шлакоудаление	0,20	5,S6	540
	жидкое шлакоудаление	0,25	7,33	700
Примечание – *При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа) рассчитанная на сухие газы				

Таблица 4 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу твердых частиц для котельных установок, введенных в эксплуатацию на ТЭС с 1 января 2001 года, для твердого топлива всех видов

Тепловая мощность котлов *Q*, МВт (паропроизводительность котла *D*, т/ч)	Приведенное содержание золы *Апр*, %•кг/МДж	Массовый выброс твердых частиц на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс твердых частиц, кг/т ут	Массовая концентрация частиц в дымовых газах при α=1,4, мг/м^3*
До 299 (до 420)	Менее 0,6	0,06	1,76	150
	0,6–2,5	0,06–0,10	1,76–2,93	150–250
	Более 2,5	0,10	2,93	250
300 и более (420 и более)	Менее 0,6	0,02	0,59	50
	0,6–2,5	0,02–0,06	0,59–1,76	50–150
	Более 2,5	0,06	1,76	150
Примечание – *При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа)				

Таблица 5 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов серы для котельных установок, введенных в эксплуатацию на ТЭС с 1 января 2001 года, для твердых и жидких видов топлива

Тепловая мощность котлов *Q*, МВт (паропроизводительность котла *D*, т/ч)	Приведенное содержание золы *Sпр*, %•кг/МДж	Массовый выброс *Sox* на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс *Sox*, кг/т ут	Массовая концентрация *Sox* в дымовых газах при α=1,4, мг/м^3*
До 199 (до 320)	0,045 и менее	0,5	14,7	1200
	Более 0,045	0,6	17,6	1400
200–249 (320–400)	0,045 и менее	0,4	11,7	950
	Более 0,045	0,45	13,1	1050
250–299 (400–420)	0,045 и менее	0,3	8,8	700
	Более 0,045	0,3	8,8	700
300 и более (420 и более)	-	0,3	8,8	700

Примечание – *При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа) рассчитанная на сухие газы

Таблица 6 – Нормативы удельных выбросов в атмосферу оксидов азота для котельных установок, введенных в эксплуатацию на ТЭС с 01 января 2001 года, для твердых и жидких видов топлива

Тепловая мощность котлов *Q*, МВт (паропроизводительность котла *D*, т/ч)	Вид топлива	Массовый выброс *Nox* на единицу тепловой энергии, г/МДж	Массовый выброс *Nox*, кг/т ут	Массовая концентрация *Nox* в дымовых газах при α=1,4, мг/м^3*
До 299 (до 420)	Газ	0,043	1,26	125
	Мазут	0,086	2,52	250
	Бурый уголь:			
	твердое шлакоудаление	0,11	3,20	300
	жидкое шлакоудаление	0,11	3,20	300
	Каменный уголь:			
	твердое шлакоудаление	0,17	4,98	470
	жидкое шлакоудаление	0,23	6,75	640
300 и более (420 и более)	Газ	0,043	1,26	125
	Мазут	0,086	2,52	250
	Бурый угол:			
	твердое шлакоудаление	0,11	3,20	300
	жидкое шлакоудаление	-	-	-
	Каменный уголь:			
	твердое шлакоудаление	0,13	3,81	350
	жидкое шлакоудаление	0,21	6,16	570

Примечание – *При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа) рассчитанная на сухие газы

Норматив удельных выбросов в атмосферу окиси углерода от котельных установок при коэффициенте избытка воздуха 1,4 не должен превышать:

для газа и мазута – 300 мг/м^3 при нормальных условиях (температура 0ОС и давление 101,3 кПа); для углей:

для котлов с твердым шлакоудалением – 400 мг/м^3 при нормальных условиях (температура 0°С и давление 101,3 кПа);

для котлов с жидким шлакоудалением – 300 мг/м^3 при нормальных условиях (температура 0°С и давление 101,3 кПа).

Норматив удельных выбросов золы жидкого топлива не устанавливается. Нормирование выбросов мазутной золы электростанций и котельных проводится только по содержанию в ней ванадия из расчета предельно допустимой среднесуточной концентрации мазутной золы (в пересчете на элемент ванадий) 0,002 мг/м.

Нормативы удельных выбросов указаны в таблицах 1–6 для каждого компонента выбросов: твердых частиц (таблица 1 и таблица 4), оксидов серы (таблица 2 и таблица 5) и оксидов азота (таблица 3 и таблица 6) в зависимости от вида сжигаемого топлива и тепловой мощности установки.

11.2.1 Нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу разработаны исходя из современного уровня технологий сжигания топлива и очистки дымовых газов и устанавливают ограничения по составу и максимальному количеству загрязняющих веществ, которые могут выделяться от установок. Указанные нормативы обязательны для разработчиков проектной документации и изготовителей соответствующего оборудования. Допустимость сооружения установки с нормативными удельными выбросами оборудования, входящего в ее состав, в конкретном регионе зависит от предельно допустимого выброса, величину которого для данного региона и конкретной ТЭС устанавливают на основании расчетов при разработке проектной документации (разделы по охране атмосферного воздуха, проекты томов ПДВ).

Нормативные показатели удельных выбросов могут применяться для определения величин платы за выбросы и штрафных санкций только при отсутствии данных натурных измерений для котельных установок, у которых гарантированные поставщиком (изготовителем) значения удельных выбросов соответствуют нормативным, с учетом экологических свойств сжигаемого топлива, технологических особенностей и других условий, отличных от проектных.

Нормативы удельных выбросов оксидов азота после котлов, не оборудованных устройствами для очистки газов, должны соответствовать нормативам для котлов по ГОСТ 28269.

11.2.2 В качестве основного нормируемого показателя принимают массовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу на единицу вводимой в топку котла энергии и массовый выброс загрязняющих веществ на 1 т условного топлива, сжигаемого в топке котла.

В качестве производной величины выбросов принята массовая концентрация загрязняющего вещества в дымовых газах, выбрасываемых от установки в атмосферу.

Нормативы удельных выбросов оксидов азота и оксидов серы даны в пересчете на диоксид азота и диоксид серы.

Формулы расчета удельных выбросов приведены в приложении В.

Значения нормативов удельных выбросов относятся к дымовым газам при коэффициенте избытка воздуха 1,4. Нормативы удельных выбросов оксидов азота и серы приведены в пересчете на сухие газы.

Для значений коэффициента избытка воздуха, отличных от 1,4, концентрации загрязняющих веществ определяют в соответствии с 0Г.

11.2.3 Нормативы выбросов оксидов серы и азота в атмосферу, указанные в таблицах 2, 3, 5. 6, действительны при сжигании мазута марки М100 по ГОСТ 10585 и лучшего качества.

11.2.4 Нормативы удельных выбросов твердых частиц в атмосферу принимают путем интерполяции значений по таблицам 1 и 4 в указанных пределах приведенной зольности топлива, причем большие значения выбросов относятся к большим значениям приведенной зольности.

11.2.5 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу котельных установок, реконструируемых ТЭС, принимают по таблицам 1, 2 и 3.

Для действующих установок должны выполняться нормы, установленные для них проектами ПДВ.

11.2.6 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации установки не должны превышать во всем диапазоне работы установки удельных выбросов, указанных в таблицах 1 6, при проектных характеристиках топлива.

Допускается двукратное превышение нормативов удельных выбросов от установки котельной в течение 30 мин при условии, что среднее значение удельных выбросов за сутки не превысит норма-

тивного значения и общая продолжительность 30–минутных превышений будет менее 3% времени за год.

11.3 Качество сточных вод

Качество сточных вод, образующихся при работе котельных установок, определяют на основании правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов [2].

11.4 Шум

Шумовые характеристики составных частей котельной установки должны соответствовать ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.023 и ГОСТ 26279.

Эквивалентные уровни звука в зонах обслуживания не должны превышать значений, определенных ГОСТ 12.1.003

12 Эргономические показатели котельных установок

В проекте котельной установки должны содержаться разделы по выполнению санитарно-технических требований в помещениях ТЭС в соответствии с требованиями действующих сводов правил и санитарных норм.

13 Методы контроля оборудования

13.1 Методы контроля и испытаний оборудования установки должны соответствовать требованиям [3], правилам по контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от промышленных предприятий, а также программам и методикам испытаний установок, разработанным и согласованным в установленном порядке.

13.2 Контроль и испытания отдельного основного оборудования, входящего в состав котельной установки, проводят в соответствии со стандартами на это оборудование и по программам и методикам испытаний, согласованным в установленном порядке.

14 Маркировка, упаковка, транспортирование и хранение оборудования

14.1 Маркировку, упаковку, консервирование и окраску оборудования установок выполняют в соответствии с требованиями ГОСТ Р (ЕН 12952-6), стандартами на оборудование, утвержденными в установленном порядке.

14.2 Условия транспортирования оборудования котельных установок выбирают с учетом требований перевозчика.

14.3 Хранение оборудования должно производиться в соответствии с ГОСТ 15150 и инструкций изготовителей конкретного оборудования.

15 Гарантии

15.1 Изготовители оборудования должны гарантировать соответствие поставляемого ими оборудования требованиям настоящего стандарта и стандартов на это оборудование в пределах гарантийного срока эксплуатации при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа, пуска, наладки и эксплуатации.

15.2 Поставщик котельной установки должен гарантировать:

- значения параметров пара, паропроизводительности, КПД, показателей надежности, записанные в договоре, при условиях, записанных в договоре;
- если в договоре предусматривается возможность использования различных топлив, следует обязательно выделить гарантийное топливо, на котором гарантийные обязательства должны выполняться в полном объеме.

15.3 Изготовитель оборудования котельной установки должен гарантировать:

- устранение своими силами и за свой счет дефектов в изготовлении оборудования, выявленных в гарантийный период.

В течение назначенного срока службы:

- поставлять по просьбе заказчика запасные части, а при наличии – модернизированные модули, блоки, узлы и детали;
- поставлять быстроизнашивающиеся узлы и детали.

15.4 Гарантии поставщика указывают без допуска на технологические отклонения при изготовлении, а при проверке гарантированных показателей учитывают только допуски на погрешность измерений при испытаниях.

15.5 Поставщик несет оговариваемую договором (контрактом) на поставку материальную ответственность за несоблюдение гарантированных показателей.

15.6 Гарантийный срок эксплуатации определяют соглашением сторон в договоре на поставку.

15.7 Характеристики топлива, на котором эксплуатируется установка, должны соответствовать проектным.

Возможность использования топлив с характеристиками, отличающимися от проектных, должна быть согласована с изготовителем котельной установки.

Приложение А
(справочное)

Формулы расчёта показателей надежности котельных установок

А.1 Среднюю наработку на отказ оборудования котельной установки *То* (ч) рассчитывают по формуле

$$T_0 = \frac{\sum T_{раб}}{\sum n}, \quad (А.1)$$

где $\Sigma T_{раб}$ – суммарная наработка всей группы установок с аналогичным оборудованием в рассматриваемый период календарного времени, ч (этот период - не менее 2 лет);

Σn – число отказов за этот же период календарного времени.

А.2 Коэффициент технического использования оборудования установки *КТИ*, %, рассчитывают по формуле

$$K_{ТИ} = \frac{T_K - \sum T_{ПЛ} - T_B}{T_K} \times 100, \quad (А.2)$$

где T_K – календарное время, ч;

$\Sigma T_{ПЛ}$ – продолжительность плановых простоев в ремонте за календарное время, ч;

T_B – время восстановления энергоблока, ч.

А.3 Коэффициент готовности оборудование установки $K_Г$ (%), рассчитывают по формуле

$$K_Г = \frac{\sum T_{раб}}{\sum T_{раб} + \sum T_B} \times 100, \quad (А.3)$$

где $\Sigma T_{раб}$ – суммарная наработка энергоблока в рассматриваемый период, ч;

T_B – суммарное время восстановления энергоблоков за тот же период, ч.

Примечание – Показатели, указанные в пунктах 0–0, определяют после окончания периода приработки оборудования, установленного в стандартах или ТУ (ТЗ) на это оборудование.

Приложение Б
(рекомендуемое)

Структура ремонтного цикла и продолжительность плановых ремонтов

Таблица Б.1 – Структура ремонтного цикла

Год ремонтного цикла	1		2		3		4		S	
Виды ремонта	Т1	Т2	Т1	Т2	С	Т2	Т1	Т2	К	Т2

Примечание – Условные обозначения:
К – капитальный ремонт;
С – средний ремонт;
Т1 – текущий ремонт 1-й категории;
Т2 – текущий ремонт 2-й категории, число, сроки и продолжительность которых в течение года планируются электростанцией в пределах норматива времени Т2.

Таблица Б.2 – Продолжительность плановых ремонтов в днях

Вид топлива	Продолжительность плановых ремонтов при мощности энергоблока, МВт															
	200				300				500				800			
	и виде ремонта															
	Т1	Т2	С	К	Т1	Т2	С	К	Т1	Т2	С	К	Т1	Т1	С	К
Каменный уголь	11	6	25	46	16	8	27	60	18	9	40	68	21	10	42	73
Бурый уголь	12	6	25	48	17	8	27	63	19	9	40	72	22	10	42	76
Экибастузский уголь	13	6	25	50	18	8	27	65	20	9	40	75	23	10	42	80
Мазут, газ	10	6	23	42	15	8	24	55	17	9	35	65	20	10	37	72

Примечание – Условные обозначения:
К – капитальный ремонт;
С – средний ремонт;
Т1 – текущий ремонт 1-й категории;
Т2 – текущий ремонт 2-й категории, число, сроки и продолжительность которых в течение года планируются электростанцией в пределах норматива времени Т2.

Приложение В
(рекомендуемое)

Формулы для расчёта выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок

Величины удельных выбросов загрязняющих веществ определяют по следующим формулам:

В.1 Массовую концентрацию вредного вещества в дымовых газах, выбрасываемых в атмосферу μ, мг/м^3, рассчитывают по формуле

$$\mu = n \times \frac{Q_i^r}{V_Г} \times 10^3, \quad (В.1)$$

где n – основной показатель норматива удельных выбросов,. г/МДж;

Q_i^r – низшая теплота сгорания натурального топлива на рабочую массу, МДж/кг (МДж/м^3 – для газообразного топлива);

$V_Г$ – объем дымовых газов при температуре 0°С и давлении 101,3 кПа, м^3/кг (м3/м3 – для газообразного топлива) и α =1,4. Для выбросов оксидов серы и азота $V_Г$ берется в пересчете на сухой газ.

В.2 Массовый выброс загрязняющего вещества, приходящийся на 1 кг условного топлива (или килограмм на 1 тонну условного топлива), m, т, рассчитывают по формуле

$$m = n \times Q_{iУТ}^r, \quad (В.2)$$

где $Q_{iУТ}^r$ – теплота сгорания условного топлива, равная 29,31 МДж/кг.

В.3 При совместном сжигании нескольких видов топлива в котле норматив удельного выброса загрязняющего вещества $n_{ср}$, г/МДж определяется как средневзвешенная величина:

$$n_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{f} n_i B_i}{\sum_{i=1}^{f} B_i}, \quad (В.3)$$

где n_i – удельный выброс для котла при работе на i-м виде топлива, г/МДж;

B_i – расход i-го вида топлива на котел, г/с. т/год;

$\sum_{i=1}^{f} B_i$ – суммарный расход топлива на котел, г/с. т/год.

Примечание – Концентрации загрязняющих веществ в дымовых газах. выбрасываемых в атмосферу, рассчитывают при α =1,40 при нормальных условиях в пересчете на сухой газ.

Приложение Г
(рекомендуемое)

Пример пересчёта концентраций загрязняющих веществ для коэффициентов избытка воздуха, отличных от 1,4

Г.1 Для данного типа котла в зависимости от его тепловой мощности и вида сжигаемого топлива по соответствующей таблице находится основной показатель норматива удельного выброса загрязняющего вещества *n*, г/МДж.

Г.2 Допустимую концентрацию загрязняющего вещества μ, мг/м^3, при нормальных условиях определяют по формуле

$$\mu = n \times \frac{Q_i^r}{V_\Gamma} \times 10^3, \qquad (Г.1)$$

где n – основной показатель норматива удельных выбросов, г/МДж;

Q_i^r – низшая теплота сгорание натурального топлива на рабочую массу, МДж/кг (МДж/м^3 – для газообразного топлива);

V_Γ – объем дымовых газов при температуре 0°С и давлении 101,3 кПа, м^3/кг (м^3/м^3 – для газообразного топлива).

$$V_\Gamma = V_\Gamma^0 + (\alpha - 1) \times V^0, \qquad (Г.2)$$

где V^0_Γ – теоретическое количество дымовых газов, м^3/кг (м^3/м^3 – для газообразного топлива) при нормальных условиях;

V^0 – теоретическое количество сухого воздуха, необходимого для полного сгорания топлива, м^3/кг (м^3/м – для газообразного топлива) при нормальных условиях;

α – коэффициент избытка воздуха.

При расчете выбросов оксидов серы и азота в формулу (Г.1) подставляется объем сухих дымовых газов:

$$V_{C\Gamma} = V_\Gamma^0 - V_{H_2O}^0 + (1{,}4 - 1) \times V^0 \times 0{,}984, \qquad (Г.3)$$

где $V_{H_2O}^0$ – теоретический объем водяных паров, м^3/кг (м^3/м^3 – для газообразного топлива).

Значения V_Γ^0, V^0, $V_{H_2O}^0$ – при известном составе топлива определяются по нормативному методу «Тепловой расчет котельных агрегатов».

Примеры расчета:

1 Для установки котельной тепловой мощностью 233 МВт (т.е. < 300 МВт), введенной в эксплуатацию до 31 декабря 2000 года, с твердым шлакоудалением, сжигающей подмосковный уголь Б2, находим удельный показатель по выбросам в атмосферу оксидов азота n = 0,12 г/МДж. По нормативному методу [4] находим значения необходимых для расчета ветчин

Q_i^r = 2490 ккал/кг = 2,49 × 4,19 = 10,43 МДж/кг,.

V^0_Γ = 3,57 м^3/кг, V^0 = 2,94 м^3/кг, $V_{H_2O}^0$ = 0,69 м^3/кг.

2 По формуле Г.2 определяем объем дымовых газов при нормальных условиях и α = 1,4:

V_Γ = 3,57 – 0,69 + (1,4 - 1) × 2,94 × 0,984 = 4,04 м^3/кг.

3 По формуле Г.1 определяем допустимую концентрацию оксидов азота в дымовых газах при α = 1,4 и нормальных условиях

$$\mu = 0{,}12 \times \frac{10{,}43}{4{,}04} \times 10^3 = 309{,}8, \text{ мг/м}^3$$

4 При α, отличающемся от 1,4, например, α = 1,3

V_Γ = 3,57 – 0,69 + (1,3 - 1) × 2,94 × 0,984 = 3,75 м^3/кг.

$$\mu = 0{,}12 \times \frac{10{,}43}{3{,}75} \times 10^3 = 333{,}8 \text{, мг/м}^3$$

Если известно значение концентрации загрязняющего вещества при α = 1,4 и нормальных условиях, то концентрация загрязняющего вещества при нормальных условиях и α, отличающемся от 1,4, может быть рассчитана по формуле

$$\mu(a) = \mu(a = 1{,}4) \times \frac{V_\Gamma(a = 1{,}4)}{V_\Gamma(a)},$$

Для приведенного примера

$$\mu(a = 1{,}3) = 309.8 \times \frac{4.04}{3{,}75} = 333{,}8 \text{, мг/м}^3$$

Библиография

[1] РД 34.25.104-93 «Технические требования к маневренности энергетических блоков тепловых электростанций с конденсационными турбинами» Минтопэнерго.

[2] «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП 81». Утверждены. Протокол научно-технического Совета Минэнерго СССР от 17 августа 1981 г. №99 по согласованию с Госстроем СССР письмо № АБ-3430-20/4 от 29.06.81.

[3] ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.2003 № 88

[4] Тепловой расчет котельных агрегатов (Нормативный метод). Под ред. Н. В. Кузнецова. М.: Энергия, 1973г.

[5] Технические требования к маневренным характеристикам проектируемых и модернизируемых энергоблоков ТЭЦ, 1980г.

УДК 621.18:006.354 ОКС 27.060

Ключевые слова: котельные установки; тепломеханическое оборудование; энергоблок; ремонт установки; средняя наработка на отказ; нормативы выбросов загрязняющих веществ

Подписано в печать 01.08.2014. Формат 60х84 1/8.
Усл. печ. л. 2,33. Тираж 44 экз. Зак. 3178.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»

123995 Москва, Гранатный пер., 4.

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

gost.e-ecolog.ru