ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

ИТС 38—2017

СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА НА КРУПНЫХ УСТАНОВКАХ В ЦЕЛЯХ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

Москва
Бюро НДТ
2017

gost.e-ecolog.ru

Содержание

Введение V
Краткое содержание справочника VI
Предисловие VIII
Область применения 1
Раздел 1 Общая характеристика электроэнергетической отрасли России 4
1.1 Структура, субъекты и технологический уровень электроэнергетики России 4
1.1.1 Укрупненная структура электроэнергетики России 4
1.1.2 Инфраструктурные компании и организации 6
1.1.3 Технологический и инновационный уровень электроэнергетической отрасли 8
1.2 Обобщенные показатели теплоэнергетики России 10
1.2.1 Структура установленной мощности ТЭС по энергозонам России 10
1.2.2 Структура генерирующих мощностей ТЭС по видам топлива 11
16
1.2.3 Возрастная структура генерирующего оборудования ТЭС России 16
1.2.4 Показатели энергетической эффективности по группам установленного оборудования ТЭС 17
1.2.5 Характеристика системы централизованного теплоснабжения России 18
1.3 Обобщенные экологические показатели ТЭС 19
1.3.1 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу 19
1.3.2. Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты 21
1.3.3 Золошлаковые отходы 25
1.3.4 Акустическое воздействие (шум) 26
1.3.5 Выбросы парниковых газов в электроэнергетике 27
Раздел 2 Производство энергии при сжигании каменных и бурых углей 29
2.1 Описание технологических процессов 29
2.1.1 Транспортировка разгрузка и хранение твердого топлива 31
2.1.2 Сжигание твердого топлива 35
2.1.3 Технологии, применяемые для снижения выбросов твердых частиц 41
2.1.4 Обращение с золошлаками 51
2.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду 61
2.2.1 Отчетные данные по выбросам загрязняющих веществ по отрасли за 2015 год на ТЭС, сжигающих твердое топливо 61
2.2.2 Технологические показатели котельных установок по удельным выбросам ЗВ в атмосферу при сжигании твердого топлива 64
2.3 Определение НДТ при сжигании твердого топлива 66
2.3.1 Определение НДТ разгрузки, хранения и предварительной подготовки твердого топлива 66
2.3.2 Определение НДТ снижения выбросов твердых частиц при сжигании твердого топлива 73
2.3.3 Определение НДТ снижения выбросов оксидов азота NOx при сжигании твердого топлива 74
2.3.4 Определение НДТ снижения выбросов SO_x при сжигании твердого топлива 77
2.3.5 Определение НДТ обращения с золошлаками 79
2.4 НДТ сжигания твердого топлива 82
2.4.1 НДТ разгрузки, хранения и подготовки твердого топлива 82
2.4.2 НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива 83
2.4.3 НДТ обращения с золошлаками 84
2.5 Экономические аспекты реализации НДТ 85
2.6 Перспективные технологии 90
2.6.1 Суперсверхкритические параметры (ССКП) пара 90

2.6.2 Газификация твердого топлива 91
2.6.3 Сжигание топлива в котлах с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС) 94
2.6.4 Электронно-лучевой метод 95
2.6.5 Перспективные системы обращения с ЗШО на ТЭС 97
2.6.6 Аммиачно-сульфатная установка сероочистки 98
2.6.7 Комбинированный золоуловитель для пылеугольных котлов, сжигающих Экибастузские и Кузнецкие угли 100
2.6.8 Установки азотоочистки по технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота аммиаком (СНКВ) 103
2.6.9 Котел с кольцевой топкой 105
2.6.10 Рукавные фильтры для очистки дымовых газов. 107
2.6.11 Низкотемпературное вихревое сжигание угля 109
2.6.12 Установки азотоочистки по технологии селективного каталитического восстановления (СКВ) 111
Раздел 3 Производство энергии при сжигании газообразных топлив 113
3.1 Описание технологических процессов 113
3.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду 118
3.3. Определение НДТ снижения выбросов и сбросов при сжигании газообразного топлива 126
3.4 НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива 128
3.5 Экономические аспекты реализации НДТ 128
3.6 Перспективные технологии 130
Раздел 4 Производство энергии при сжигании жидкого топлива 132
4.1 Описание технологических процессов 132
4.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду 135
4.3 Определение НДТ при сжигании жидкого топлива 138
4.3.1 Определение наилучших доступных технологий для разгрузки, хранения и подготовки жидкого топлива 138
4.3.2 Определение наилучших доступных технологий снижения выбросов оксидов серы SO_x при сжигании жидкого топлива 139
4.3.3 Определение наилучших доступных технологий снижения выбросов оксида азота NO_x при сжигании жидкого топлива 140
4.4 НДТ при сжигании жидого топлива 142
4.4.1 НДТ разгрузки, хранения и транспортировки жидкого топлива 142
4.4.2 НДТ снижения выбросов диоксида серы SO_2 и оксида азота NO_x при сжигании жидкого топлива 143
Раздел 5 Разгрузка, хранение и очистка масел 144
5.1 Технологии обращения с маслами, применяемые на КТЭУ 144
5.2 Воздействия маслохозяйств на окружающую среду 147
5.3 Сбор и утилизация отработанных масел 149
5.4 НДТ обращения с маслами на КТЭУ 151
Раздел 6 Системы охлаждения КТЭУ 158
Раздел 7 Воздействие КТЭУ (ТЭС) на водные объекты 163
7.1 Описание технологических процессов 163
7.1.1 Сточные воды систем охлаждения ТЭС 163
7.1.2 Сточные воды водоподготовительных установок 165
7.1.3 Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами 170
7.1.4 Поверхностный сток с промплощадки ТЭС, дренажные воды производственных помещений и подземных сооружений 173
7.1.5 Сбросные воды от химических очисток и консервации оборудования 174
7.1.6 Воды, сбрасываемые системами гидрошлакозолоудаления 174
7.1.7 Сбросные воды обмывки регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлов, работающих на мазуте 175
7.2 Определение НДТ снижения воздействия на водные объекты 176

7.3 НДТ снижения воздействия на водные объекты 182
Раздел 8 Акустическое воздействие (шум) 184
8.1 Источники шума при работе ТЭС на угле 184
8.2 Источники шума при работе ТЭС на жидком и газообразном топливе 185
8.3 Определение НДТ для снижения шума 186
8.4 НДТ для снижения шума на ТЭС 190
8.5 Перспективные технологии для снижения шума на ТЭС 192
Раздел 9 Организация ПЭК на КТЭУ 194
9.1 Контроль нормативов ПДВ 195
9.2 Контроль ГОУ 200
9.3 Контроль соблюдения технических нормативов выбросов передвижными источниками 202
9.4 Контроль водопользования 203
9.5 Контроль объемов водопользования 203
9.6 Контроль качества вод 204
9.7 Контроль воздействий на подземные воды 207
9.8 Контроль почв 209
9.9 Общие метрологические требования к методам контроля 211
9.10 Об аккредитации лабораторий, осуществляющих ПЭК 212
9.11 Правила принятия решения о соответствии контролируемого параметра нормативным требованиям 213
9.12 НДТ организации ПЭК на КТЭУ 215
Раздел 10 Заключительные положения и рекомендации 230
10.1 Общие положения 230
10.2 Состав ТРГ- 38 231
10.3 Рекомендации 236
Приложение А (справочное) 237
Приложение Б (обязательное) 240
Приложение В (обязательное) 241
В.1 НДТ разгрузки, хранения и подготовки твердого топлива 241
В.2 НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива 242
В.3 НДТ обращения с золошлаками 243
В.4 НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива 244
В.5 НДТ снижения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении и транспортировке жидкого топлива 244
В.6 НДТ снижения выбросов диоксида серы SO_2 и оксида азота NO_x при сжигании жидкого топлива 245
В.7 НДТ обращения с маслами на КТЭУ 245
В.8 НДТ систем охлаждения КТЭУ 247
В.9 НДТ снижения воздействия на водные объекты 247
В.10 НДТ для снижения шума на ТЭС 248
В.11 НДТ организации ПЭК на КТЭУ 249
Приложение Г (обязательное) 252
Приложение Д (рекомендуемое) 256
Приложение Е (справочное) 260
Библиография 265

Введение

Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (далее – справочник НДТ) касается топливосжигающих установок (энергоустановок) с номинальной тепловой мощностью, превышающей 50 МВт, содержит основные полученные данные, заключения по наилучшим доступным технологиям (НДТ) и соответствующим им уровням выбросов.

В 2014 году принят ряд важных нормативных правовых актов [1-3], содержащих комплекс мер по переходу на принципы НДТ и внедрение инновационных технологий, в том числе:

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 19 марта 2014 г. № 398-р «Об утверждении комплекса мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы наилучших доступных технологий и внедрение современных технологий»;

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 03 июля 2014 г. № 1217-р «Об утверждении плана мероприятий («дорожная карта») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года»;

Федеральный закон Российской Федерации от 21 июля 2014 г. № 219-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Основные цели реализации указанного комплекса мер, Дорожной карты и норм Федерального закона состоят в модернизации действующих производств, создании отечественного современного оборудования, улучшении экологической обстановки в регионах, повышении энергетической и экологической эффективности различных отраслей промышленности, в том числе объектов электроэнергетики и, в особенности, угольных ТЭС.

Базой достижения указанных целей является разработка информационно-технического справочника НДТ в теплоэнергетике и соответствующих нормативно-технических документов на его основе.

Структура настоящего справочника НДТ соответствует ГОСТ Р 56828.14-2016 [4], частично соответствует ГОСТ 56828.13 - 2016 [5], термины приведены в соответствии с ГОСТ Р 56828.15-2016 [6].

Краткое содержание справочника

Введение. Во введении представлена аннотация справочника НДТ, основные нормативные правовые акты, содержащие комплекс мер по переходу на принципы НДТ.

Предисловие. В предисловии указана цель разработки справчоника НДТ, его статус, законодательный контекст, краткое описание процедуры создания в соответствии с установленным порядком, а также взаимосвязь с аналогичными международными документами.

Область применения. Описаны основные виды деятельности, на которые распространяется действие справочника НДТ.

В **разделе 1** представлена общая характеристика электроэнергетической отрасли России.

В **разделе 2** представлены сведения о производстве энергии при сжигании каменных и бурых углей, включая:

– описание технологических процессов;

– текущие уровни эмиссии в окружающую среду на ТЭС, сжигающих твердое топливо;

– определение наилучших доступных технологий при сжигании твердого топлива;

– наилучшие доступные технологии;

– экономические аспекты реализации НДТ;

– перспективные технологии.

В **разделе 3** представлены сведения о производстве энергии при сжигании газообразных топлив, включая:

– описание технологических процессов;

– текущие уровни эмиссии в окружающую среду на ТЭС при сжигании газообразного топлива;

– определение наилучших доступных технологий при сжигании газообразного топлива;

– наилучшие доступные технологии при сжигании газообразного топлива;

– экономические аспекты реализации НДТ;

– перспективные технологии.

В **разделе 4** представлены сведения о производстве энергии при сжигании жидкого топлива:

– описание технологических процессов;

– текущие уровни эмиссии в окружающую среду на ТЭС при сжигании жидкого топлива;

– определение наилучших доступных технологий при сжигании жидкого топлива;

– наилучшие доступные технологии;

– экономические аспекты реализации НДТ;

– перспективные технологии.

В **разделе 5** представлены сведения об обращении с маслами, применяемыми на крупных топливосжигающих энергогенерирующих установках (далее – КТЭУ):

– технологии обращения с маслами, применяемые на КТЭУ;

– воздействия маслохозяйств на окружающую среду;

– порядок сбора и утилизации отработанных масел;

– НДТ обращения с маслами на КТЭУ.

В **разделе 6** представлены сведения о системах охлаждения КТЭУ, в том числе НДТ.

В **разделе 7** представлены сведения о воздействии КТЭУ (ТЭС) на водные объекты:

– описание технологических процессов;

– определение наилучших доступных технологий снижения воздействия на водные объекты;

– НДТ снижения воздействия на водные объекты.

В **разделе 8** Акустическое воздействие (шум) приведены:

– источники шума при работе ТЭС на угле;

– источники шума при работе ТЭС на жидком и газообразном топливе;

– определение наилучших доступных технологий для снижения шума;

– НДТ для снижения шума на ТЭС;

– перспективные технологии для снижения шума на ТЭС.

В **разделе 9** приведены сведения об организации производственного экологического контроля (далее – ПЭК) на КТЭУ, в том числе НДТ.

В **разделе 10** даны заключительные положения и рекомендации, в том числе:

– общие сведения;

– состав технической рабочей группы (ТРГ 38);

– рекомендации.

Предисловие

Цель разработки – обеспечение реализации перехода предприятий электроэнергетики на принципы наилучших доступных технологий.

Основные принципы и порядок разработки справочника НДТ установлены постановлением Правительства Российской Федерации от 23 декабря 2014 г. № 1458 «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям» [7].

Статус документа. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям является документом по стандартизации.

Информация о разработчиках. Справочник НДТ разработан технической рабочей группой «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ТРГ 38), созданной приказом Росстандарта от 18 июля 2016 г. № 1037 [8]. Перечень организаций и их представителей, принимавших участие в разработке справочника НДТ, приведены в разделе «Заключительные положения и рекомендации».

Кроме того, при формировании настоящего справочника НДТ был использован проект справочника НДТ, разработанный в рамках государственного контракта 16/0411.3070390019.241/10/113 от 14 июля 2016 года по заказу Минэнерго России специалистами ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского (ОАО°«ЭНИН»), ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»), Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ») и ООО «Экополис».

Взаимосвязь с международными, региональными аналогами

Справочник НДТ разработан в результате проведения экспертных оценок и консультаций со специалистами ведущих отечественных предприятий теплоэнергетики, научно-исследовательских, проектных и образовательных организаций. Составители справочника НДТ приняли во внимание материалы справочника Европейского союза «НДТ для крупных топливосжигающих установок», утвержденный в 2006 г. [9] и проект обновленного указанного справочника (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. Final Draft (June 2016) [10].

Сбор данных

Сбор информации о применяемых в Российской Федерации технологических процессах, оборудовании, технических способах, методах сжигания топлива на крупных установках в целях производства энергии была организована в соответствии с Порядком сбора данных, необходимых для разработки справочника НДТ и анализа приоритетных проблем отрасли, утвержденным приказом Росстандарта от 23 июля 2015 г. № 863 [11]. Сбор информации осуществлялся Бюро НДТ при содействии Ассоциации «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики» и ООО «Экогор» в период сентябрь-декабрь 2016 года.

По результатам опроса были получены сведения об энергогенерирующих объектах следующих компаний: ПАО «ТГК-1», ПАО «ОГК-2», ПАО «Мосэнерго», АО «Интер РАО - Электрогенерация», ООО «Башкирская генерирующая компания», АО

«Татэнерго», АО «СИБЭКО», ПАО «Лукойл», ПАО «МОЭК», ПАО «Т Плюс», ПАО «Юнипро», ПАО «Квадра», ПАО «Иркутскэнерго», ПАО «Энел Россия», ООО «Сибирская генерирующая компания».

Установленная электрическая мощность ТЭС, по которым представлены анкеты, составляет 123,3 ГВт, что составляет почти 77 % от общей установленной электрической мощности ТЭС ЕЭС России на начало 2016 года (160,2 ГВт).

Взаимосвязь с другими справочниками НДТ

Настоящий справочник НДТ ссылается на следующие межотраслевые справочники НДТ, разрабатотанные в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2014 г. № 2178-р [12]:

ИТС 8-2015 «Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях» [57];

ИТС 10-2015 «Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений, городских округов» [97];

ИТС 20-2016 «Промышленные системы охлаждения» [56].

Информация об утверждении, опубликовании и введении в действие

Справочник НДТ утвержден приказом Росстандарта от «22» декабря 2017 г. № 2929.

Справочник НДТ введен в действие с 1 июля 2018 г., официально опубликован в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА НА КРУПНЫХ УСТАНОВКАХ В ЦЕЛЯХ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

FUEL COMBUSTION ON LARGE PLANTS
FOR PRODUCTION OF ENERGY

Дата введения — 2018-07-01

Область применения

Настоящий справочник НДТ распространяется на деятельность по производству электрической и тепловой энергии через сжигание топлива крупными топливосжигающими установками, одновременно соответствующими следующим критериям:

а) крупные топливосжигающие установки, предназначенные для производства (генерации) электрической энергии и (или) тепловой энергии в виде пара и (или) горячей воды, при этом типы потребителей (собственные нужды энергогенерирующего объекта или внешние потребители), цели и способы потребления произведенной электро- и (или) теплоэнергии для целей настоящего справочника НДТ не имеют значения. Объем производимой продукции при определении области применения справочника НДТ не учитывается;

б) стационарные крупные топливосжигающие установки, т.е. установки, прочно связанные фундаментом с землей и технологически присоединенные к сетям инженерно-технического обеспечения;

в) крупные топливосжигающие установки, потребляющие следующие виды топлива в основных режимах эксплуатации (основные виды топлива в соответствии с паспортом энергоустановки, при этом режимы пуска, останова, резервные и аварийные виды не учитываются):

1) газ природный и попутный;

2) жидкие углеводородные топлива;

3) твердые виды топлива: антрациты, каменные и бурые угли, в том числе обогащенные;

г) крупные топливосжигающие установки тепловой мощностью 50 МВт и более, включая тепловую энергию, подводимую в режиме дожигания (например, в котлах-утилизаторах или камерах промежуточного подогрева в газотурбинных установках), потребление топлива которых при номинальной нагрузке составляет 6,15 тонн условного топлива в час и более (по низшей рабочей теплотворной способности топлива).

В область применения справочника НДТ не входят:

– блок-станции;

– ГТЭС, не входящие в состав энергогенерирующих предприятий и компаний;

– паровые и водогрейные котельные, не входящие в состав энергогенерирующих предприятий и компаний;

– энергоустановки, используемые в качестве привода механического оборудования, насосов, компрессоров и т. п., энерготехнологические топливосжигающие установки, предназначенные для нагрева, сушки, испарения рабочих сред, сырья и продукции, для производства холода в виде льда, охлажденного воздуха и (или) воды;

– энергоутилизационные установки, производящие тепло за счет утилизации энергии, образующейся в различных технологических процессах (энерготехнологические котлы, котлы-утилизаторы после металлургических печей, котлы для сжигания отходов производства и потребления и т.д.).

В справочнике НДТ не рассматриваются топливосжигающие установки, потребляющие следующие виды топлива:

– искусственные газы;

– жидкие производственные отходы и искусственные жидкие топлива;

– твердые отходы производства и потребления, сланцы, торф и биомасса;

– передвижные электрогенерирующие установки, энергоустановки транспортных средств, вне зависимости от видов и объемов используемого ими топлива.

При описании технологий производства электрической и тепловой энергии с использованием крупных топливосжигающих установкок рассматривается комплекс технологического оборудования, осуществляющий полный технологический цикл энергопроизводства и включающий в свой состав следующие операции, осуществляемые на площадках энергогенерирующих предприятий:

– разгрузка топлива из транспортных средств, его хранение и подготовка к сжиганию;

– сжигание топлива и производство электроэнергии, тепла в виде пара и (или) горячей воды с очисткой и отведением дымовых газов;

– преобразование энергии пара в электроэнергию, включая охлаждение технологического оборудования;

– водоподготовка для нужд энергообъектов, исключая водоподготовку для целей подпитки тепловых сетей;

– техническое водоснабжение энергообъекта для целей охлаждения технологического оборудования, компенсации пароводяных потерь, золошлакоудаления, прочих производственных нужд;

– обращение с отходами;

– обращение с маслами (разгрузка, хранение, очистка).

Дополнительно область применения справочника НДТ приведена в соответствии с классификаторами ОКПД 2 и ОКВЭД 2, утвержденных приказом Росстандарта от 31.01.2014 № 14-ст [13] (таблица 1.1).

Таблица 1.1 — Область применения справочника НДТ согласно ОКПД 2 и ОКВЭД 2

ОКПД 2	Наименование продукции по общероссийскому классификатору продукции по видам экономической деятельности (ОКПД2) ОК 034-2014 (КПЕС 2008)	Наименование вида экономической деятельности по общероссийскому классификатору видов экономической деятельности (ОКВЭД2) ОК 029-2014 (КДЕС Ред. 2)	ОКВЭД 2
35.11.10.111	Электроэнергия, произведенная конденсационными электростанциями (КЭС) общего назначения	Производство электроэнергии тепловыми электростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций	35.11.1
35.11.10.112	Электроэнергия, произведенная теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) общего назначения		
35.11.10.113	Электроэнергия, произведенная газотурбинными электростанциями (ГТЭС) общего назначения		
35.30.11.110	Энергия тепловая, отпущенная электростанциями	Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) тепловыми электростанциями.	35.30.11
35.30.11.111	Энергия тепловая, отпущенная тепловыми электроцентралями (ТЭЦ)		
35.30.11.120	Энергия тепловая, отпущенная котельными	Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	35.30.14

Раздел 1 Общая характеристика электроэнергетической отрасли России

1.1 Структура, субъекты и технологический уровень электроэнергетики России

1.1.1 Укрупненная структура электроэнергетики России

Электроэнергетика России включает в себя:

– централизованную зону энергоснабжения, в которую входит энергетическая система России (далее – ЕЭС России) и изолированно работающие энергорайоны и энергосистемы Сибири и Дальнего Востока, Норильско-Таймырская энергосистема;

– децентрализованную зону энергоснабжения, в которую входят энергопредприятия, работающие в закрытых административно-территориальных образованиях (ЗАТО). В настоящее время в России существует 41 ЗАТО, находящихся на территории 22 субъектов Российской Федерации (в т.ч. на территории 18 областей, 3 краев, 1 республики).

Основой российской электроэнергетики является Единая энергетическая система России – уникальный, высокоавтоматизированный, единый технологический комплекс включающий 70 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно). В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. Общая установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2016 года составила 235305 МВт. В структуре генерирующих мощностей электростанций России преобладают тепловые электростанции, доля которых в установленной мощности составляет свыше 68 %, доля атомных электростанций – 10,7 %, доля гидравлических станций – почти 21 %. Около 80 % генерирующих мощностей тепловых электростанций в Европейской части России работают на газе и мазуте, в то время как в Восточной части России более 80 % генерирующих мощностей тепловых электростанций используют уголь.

Укрупненная структура электроэнергетики представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 — Укрупненная структура электроэнергетики [4]

Установленная мощность электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2016 представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 — Установленная мощность электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2016 [14]

Энерго-объединение	МВт	ТЭС		ГЭС		ВЭС		СЭС		АЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	235305,6	160233,3	68,1	47855,2	20,3	10,9	0	60,2	0,03	27146	11,5
ОЭС Центра	53306,9	38684,1	72,6	1788,9	3,4	-	-	-	-	12834	24,0
ОЭС Средней Волги	27040,2	16078,2	59,6	6890,0	25,4	-	-	-	-	4072	15,0
ОЭС Урала	50707,82	47327,1	93,3	1853,5	3,7	2,2	0	45,0	0,09	1480	2,9
ОЭС Северо-Запада	23143,0	14427,3	62,3	2950,3	12,8	5,3	0	-	-	5760	24,9
ОЭС Юга	20116,8	11357,4	56,3	5756,1	28,6	3,4	0	-	-	3000	14,9
ОЭС Сибири	51808,3	26516,7	51,2	25276,4	48,8	-	-	15,2	0,03	-	-
ОЭС Востока	9182,5	5842,5	63,6	3340,0	36,4	-	-	-	-	-	-

1.1.2 Инфраструктурные компании и организации

ОАО «СО ЕЭС» [15]

Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО ЕЭС) единолично осуществляет централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России. В процессе своей деятельности Системный оператор решает три основные группы задач:

- управление технологическими режимами работы объектов ЕЭС России в реальном времени;
- обеспечение перспективного развития ЕЭС России;
- обеспечение единства и эффективной работы технологических механизмов оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности.

Ассоциация «НП Совет рынка» [15]

Ассоциация «Некоммерческое партнерство «Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» («Совет рынка») организует функционирование и контроль оптового и розничного рынков электроэнергии. Приоритетными направлениями деятельности НП «Совет рынка» являются:

- организация функционирования оптового и розничного рынка мощности;
- контроль над участниками рынков электроэнергии и мощности, коммерческой и технологической инфраструктуры, а также урегулирование споров между участниками оптового рынка;
- аналитическая поддержка в целях более эффективного принятия решений участниками оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности, органами государственного управления.

ПАО «Интер РАО» [15]

Группа «Интер РАО» — диверсифицированный энергетический холдинг, управляющий активами в России, а также в странах Европы и СНГ.

Деятельность «Интер РАО» охватывает:

- производство электрической и тепловой энергии;
- энергосбыт;
- международный энерготрейдинг;
- инжиниринг, экспорт энергооборудования;
- управление распределительными электросетями за пределами Российской Федерации.

Установленная мощность генерирующих объектов «Интер РАО» (на 01.01.2016) составляет 35 ГВт. Объем выработки электроэнергии по итогам 2015 года — 141 млрд кВт*ч. Генерирующие активы «Интер РАО»:

- 40 тепловых электростанций и 6 генерирующих установок малой мощности;
- 12 гидроэлектростанций (в том числе 7 малых ГЭС);
- 2 ветропарка.

ПАО «Интер РАО» – единственный российский оператор экспорта-импорта электроэнергии. География поставок включает Финляндию, Беларусь, Литву, Украину, Грузию, Азербайджан, Южную Осетию, Казахстан, Китай и Монголию.

ПАО «Россети» [15]

Публичное акционерное общество «Российские сети» (ПАО «Россети») – оператор энергетических сетей в России – является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире. Компания управляет 2,29 млн км линий электропередачи, 480 тыс. подстанциями трансформаторной мощностью более 751 ГВА. В 2014 году полезный отпуск электроэнергии потребителям составил 715 млрд кВт·ч. Численность персонала Группы компаний «Россети» - 218 тысячи человек.

Имущественный комплекс ПАО «Россети» включает в себя 37 дочерних и зависимых общества, в том числе 14 межрегиональных и магистральную сетевую компанию. Контролирующим акционером является государство в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом Российской Федерации, владеющее 85,3 % долей в уставном капитале.

ПАО «Россети» - ведущая компания на российском рынке по внедрению инновационных технологий в магистральном и распределительном электросетевом комплексе. Компания уделяет большое внимание вопросам энергосбережения, энергоэффективности, международного сотрудничества, защиты окружающей среды и охраны труда.

ПАО «ФСК ЕЭС» [15]

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС») создано в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС) с целью ее сохранения и развития. Постановлением Правительства Российской Федерации от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» Единая энергетическая система России признана «общенациональным достоянием и гарантией энергетической безопасности» государства. Основной ее частью «является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства». Для ее «сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике» было предусмотрено создание ФСК ЕЭС.

В постановлении Правительства Российской Федерации от 21.12.2001 № 881 были утверждены критерии отнесения к ЕНЭС магистральных линий электропередачи и объектов электросетевого хозяйства.

В собственности ПАО «Россети» находятся 80,13 % размещенных акций ПАО «ФСК ЕЭС», в собственности миноритарных акционеров – 19,28% акций Федеральной сетевой компании, Росимущество – 0,59%.

Основные направления деятельности компании:

– управление Единой национальной (общероссийской) электрической сетью;

– предоставление услуг субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче электрической энергии и присоединению к электрической сети;

– инвестиционная деятельность в сфере развития Единой национальной (общероссийской) электрической сети;

– поддержание в надлежащем состоянии электрических сетей;

– технический надзор за состоянием сетевых объектов.

Протяженность линий электропередачи на 01.01.2016[1)] составила 139,1 тыс. км.

1.1.3 Технологический и инновационный уровень электроэнергетической отрасли



ЕЭС России. Единая энергетическая система России – это единый технологический комплекс включающий 69 региональных энергосистем, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно). В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. На 01.01.2016 года общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 235305 МВт.



АЭС. Российская атомная отрасль – это единый энерго-промышленный комплекс, являющийся одним из передовых в мире по уровню научно-технических разработок, опыту эксплуатации атомных станций, квалификации персонала АЭС. Проекты АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) доказали свою надежность в процессе тысячи реакторо-лет безаварийной работы. Все оборудование АЭС отечественного производства, технический уровень которого не уступает мировому. На 01.01.2016 года общая установленная мощность АЭС ЕЭС России составила 27146 МВт.



ГЭС. Гидроэнергетика России – это 87 крупных гидроэлектростанций, в том числе 21 ГЭС мощностью свыше 500 МВт. На ГЭС России работают 465 гидроагрегатов, в том числе 150 единичной мощностью свыше 100 МВт. На 6 крупнейших компаний приходится почти 95% установленной мощности ГЭС, Все оборудование отечественного производства и его технико-экономические показатели не уступают современным зарубежным аналогам. На 01.01.2016 года общая установленная мощность ГЭС ЕЭС России составила 47855,2 МВт.

[1)] воздушные, кабельно-воздушные и кабельные линии электропередачи



ТЭС. 120 энергоблоков (конденсационные блоки единичной мощности 300, 500, 800, 1200 МВт и теплофикационные блоки на 250 МВт) суммарной мощностью 44 ГВт, или более 25% (по суммарной мощности) всего парка установленного генерирующего оборудования ТЭС России работает на сверхкритическом давлении пара (СКД). Более 90 ГВт (1713 турбоагрегатов) или свыше 55 % установленной в стране генерирующей мощности ТЭС приходится на когенерационное (ТЭЦ) оборудование. Установленная мощность оборудования, использующего газотурбинные технологии составляет свыше 23 ГВт или 23 % всего парка генерирующего оборудования работающего на природном газе. При этом свыше 20 ГВт (более 85 %) этого оборудования было введено в эксплуатацию в последние 10 лет. На 01.01.2016 года установленная мощность ТЭС централизованной зоны энергоснабжения составила 161,3 млн кВт, в том числе ТЭС ЕЭС России – 160233,28 МВт.



ВИЭ. По состоянию на 01.01.2015 года общая установленная мощность ВИЭ составила 1366 МВт.

В период с 2014 по 2020 гг. планируются к вводу 2055,6 МВт установленной мощности генерирующих объектов на основе ВИЭ, в том числе ВЭС - 801,0 МВт, СЭС – 1184,2 МВт, МГЭС – 70,44 МВт [5].



Электросетевой комплекс. Общая протяженность электрических сетей всех классов напряжения составляет почти 2650 тыс. км, включая линии электропередачи протяженностью свыше 150 тыс. км. номинального напряжения 220-1150 кВ, составляющие основную системообразующую сеть. Группа компаний Россети является одной из крупнейших электросетевых компаний в мире по числу потребителей и протяженности сетей напряжения до 110 кВ: протяженность линий электропередачи составляет около 2,3 млн км.

1.2 Обобщенные показатели теплоэнергетики России

1.2.1 Структура установленной мощности ТЭС по энергозонам России

Структура установленной мощности ТЭС ОЭС России приведена в таблице 1.3 и на рисунке 1.2.

Таблица 1.3 — Структура установленной мощности ТЭС ОЭС России на 01.01.2016

Энергообъединение	ТЭС	
	МВт	%
ЕЭС РОССИИ	160233,3	68,1
ОЭС Центра	38684,1	72,6
ОЭС Средней Волги	16078,2	59,6
ОЭС Урала	47327,1	93,3
ОЭС Северо-Запада	14427,3	62,3
ОЭС Юга	11357,4	56,3
ОЭС Сибири	26516,7	51,2
ОЭС Востока	5842,5	63,6



Рисунок 1.2 — Структура установленной мощности ТЭС ОЭС России на 01.01.2016

Установленная мощность ТЭС изолированно работающих районов и энергосистем Сибири и Дальнего Востока составляет порядка 3313 МВт, в том числе:

- Камчатского края – 447,8 МВт;
- Магаданской области – 324 МВт;
- Чукотского автономного округа – 108,5 МВт;
- Сахалинской области – 653 МВт;

- Республики Саха – Якутия – 554,4 МВт;
- Норильско-Таймырская энергосистема – 1235 МВт.

Крупнейшими ТЭС, работающими в изолированных районах и энергосистемах, являются:

- Норильские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 суммарной установленной мощностью 1235 МВт (основное топливо – газ);
- Якутская ГРЭС – 368 МВт (основное топливо – газ);
- Сахалинская ГРЭС– 300 МВт (основное топливо – уголь);
- Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 суммарной установленной мощностью 395 МВт (основное топливо – мазут/газ);
- Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – 225 МВт (основное топливо – газ/уголь);
- Аркагалинская ГРЭС – 224 МВт (основное топливо – уголь).

Децентрализованную зону энергоснабжения России представляют электростанции, работающие в 41 ЗАТО, находящихся на территории 22 субъектов Российской Федерации (в т.ч. на территории 18 областей, 3 краев, 1 республики). Перечень ЗАТО и расположенных на их территориях населенных пунктов утвержден Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.07.2001 № 508 [16].

1.2.2 Структура генерирующих мощностей ТЭС по видам топлива

По состоянию на 1 января 2016 г. установленная мощность тепловых электростанций централизованной зоны энергоснабжения составила 161,3 млн кВт, в том числе ТЭС ЕЭС России – 160,2 млн кВт; ТЭС изолированно работающих энергосистем – 2,9 млн кВт. Подробная структура генерирующих мощностей ТЭС с разбивкой по КЭС/ТЭЦ и видам топлива представлена в таблице 1.4

На рисунках 1.3 – 1.5 представлены структуры генерирующих мощностей КЭС и ТЭЦ с разбивкой по параметрам, составу оборудования и видам топлива.

Таблица 1.4 – Структура генерирующих мощностей ТЭС России по видам топлива (централизованная зона энергоснабжения) на 01.01.2016

	Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	Газ + жидкое топливо		Твердое топливо	
			Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.
ТЭС, всего	**161285,9**	**2249**	**105598,1**	**1510**	**55687,8**	**739**
ПСУ 24 МПа	44103,0	120	31414,0	83	12689,0	37
ПСУ 13 МПа	70670,6	680	40637,3	403	30033,3	277
ПСУ 9 МПа и менее	22626,8	985	9661,3	560	12965,5	425
ПГУ	17648,0	74	17648,0	74	–	–
ГТУ	5896,2	226	5896,2	226		
Прочие*	341,2	164	341,2	164	–	–
КЭС, всего	**71014,7**	**536**	**45616,0**	**382**	**25398,7**	**154**
ПСУ 24 МПа	38079,0	96	26110,0	62	11969,0	34
ПСУ 13 МПа	20123,3	107	9688,3	50	10435,0	57
ПСУ 9 МПа и менее	3792,0	87	797,3	24	2994,7	63
ПГУ	6614,0	18	6614,0	18	–	–
ГТУ	2105,2	85	2105,2	85		
Прочие	301,2	143	301,2	143	–	–
ТЭЦ, всего	**90271,1**	**1713**	**59982,0**	**1128**	**30289,1**	**585**
ПСУ 24 МПа	6024,0	24	5304,0	21	720,0	3
ПСУ 13 МПа	50547,3	573	30949,0	353	19598,3	220
ПСУ 9 МПа и менее	18834,8	898	8864,0	536	9970,8	362
ПГУ	11034,0	56	11034,0	56	–	–
ГТУ	3791,0	141	3791,0	141		
Прочие	40,0	21	40,0	21	–	–

Примечание:
*Прочие — дизельные генераторы (ДЭС), газопоршневые агрегаты (ГПА), детандергенераторы (ДГА), ВИЭ и др.

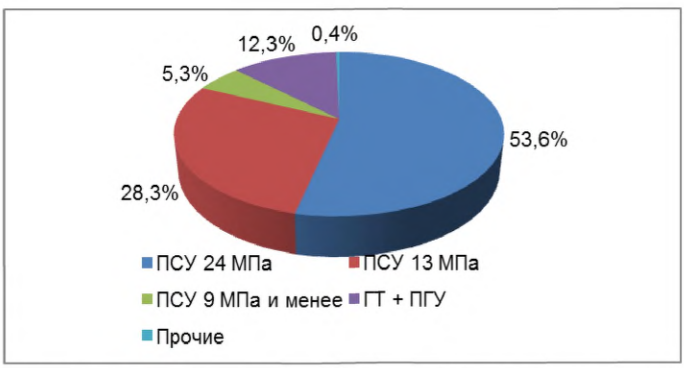


Рисунок 1.3 — Структура генерирующих мощностей КЭС с разбивкой по параметрам и составу оборудования

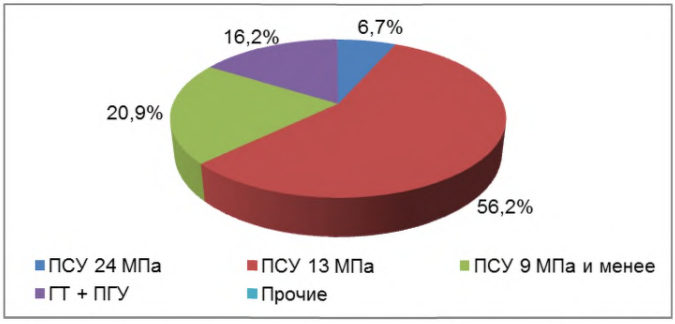


Рисунок 1.4 — Структура генерирующих мощностей ТЭЦ с разбивкой по параметрам и составу оборудования

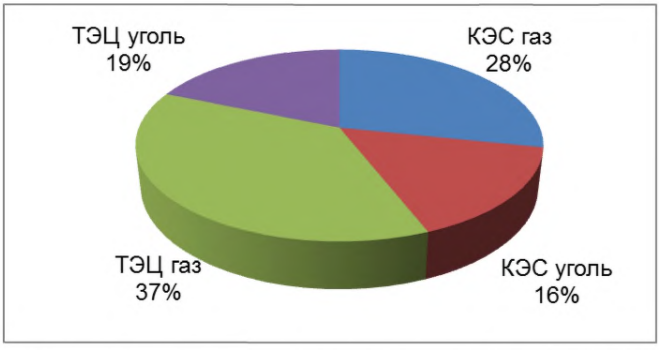


Рисунок 1.5 — Структура установленной мощности с разбивкой по КЭС/ТЭЦ и видам топлива

Ниже представлен прогноз потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов генерирующих мощностей и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации, предусмотренным в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы (приказ Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147.) [17]

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитывались режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды установленного для ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС ЕЭС России в органическом топливе сформирована исходя из намечаемых уровней производства электрической энергии и приведена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 — Производство электрической энергии на ТЭС ЕЭС России в 2016-2022 годах

	ПРОГНОЗ						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Выработка электрической энергии, млрд.кВт.ч	677,09	662,55	653,32	655,72	657,29	662,30	663,05
Выработка электрической энергии при маловодных условиях*, млрд.кВт.ч	677,09	678,11	669,03	671,43	673,00	678,01	678,76
Примечание: * - вариант с гарантированной выработкой на ГЭС Сибири и Востока при маловодных условиях.							

Изменение потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для рассматриваемого варианта представлено в таблице 1.6.

Таблица 1.6 — Потребность ТЭС ЕЭС России в органическом топливе в 2016-2022 годах

	ПРОГНОЗ						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т у.т.	287 274	281 959	277 806	278 702	279 338	280 881	281 230
из них: газ	204 090	203 837	201 403	202 162	202 016	202 993	202 947
нефтетопливо	1 504	1 464	1 436	1 446	1 465	1 468	1 471
уголь	71 475	66 569	64 929	65 055	65 796	66 349	66 735
прочее топливо	10 206	10 088	10 037	10 039	10 061	10 071	10 078
Потребность ТЭС в топливе, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
из них газ	71,0	72,3	72,5	72,5	72,3	72,3	72,2
нефтетопливо	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
уголь	24,9	23,6	23,4	23,3	23,6	23,6	23,7
прочее топливо	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6

Структура топлива на весь рассматриваемый период не меняется. При этом доля газа составляет 71-73%, угля – 23-25%, нефтетоплива и прочего топлива – менее 5%.

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблице 1.7.

Таблица 1.7 — Потребность ТЭС в органическом топливе по ОЭС в 2016-2022 годах, тыс. т у.т.

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Нефте-топливо	Уголь	Прочее топливо
ОЭС Северо-Запада	2016	23805	18899	786	2139	1980
	2017	23927	18990	789	2172	1976
	2018	24056	19185	787	2109	1975
	2019	24194	19127	798	2296	1973
	2020	24239	19095	802	2367	1975
	2021	24245	19102	802	2366	1975
	2022	24188	19045	802	2365	1975
ОЭС Центра	2016	59306	51968	127	3704	3507
	2017	58494	51774	88	3120	3512
	2018	56357	49896	87	2863	3511
	2019	56388	50014	87	2773	3514
	2020	55721	49431	88	2684	3519
	2021	55429	49172	87	2649	3520
	2022	55231	48999	87	2625	3520
ОЭС Средней Волги	2016	27908	27707	126	0	75
	2017	28104	27903	126	0	75
	2018	28288	28100	125	0	63
	2019	28432	28245	125	0	63
	2020	28438	28249	125	0	63
	2021	28434	28246	125	0	63
	2022	28459	28271	125	0	63
ОЭС Юга	2016	18830	16083	37	2702	8
	2017	18298	15795	38	2456	8
	2018	17248	14985	35	2220	8
	2019	17161	14981	34	2138	8
	2020	17066	14905	34	2119	8
	2021	17350	15142	35	2166	8
	2022	17297	15093	35	2161	8
ОЭС Урала	2016	94456	81197	168	10808	2283
	2017	93429	80449	168	10585	2228
	2018	91718	80115	148	9268	2186
	2019	91741	80224	147	9188	2182
	2020	92540	80794	148	9409	2189
	2021	93204	81408	149	9454	2193
	2022	93334	81536	149	9456	2194
ОЭС Сибири	2016	51485	4618	225	44289	2353
	2017	47181	4241	209	40441	2290
	2018	47665	4484	207	40680	2294
	2019	48006	4629	208	40869	2299
	2020	48438	4460	221	41450	2307
	2021	48740	4491	222	41716	2311
	2022	49127	4527	224	42059	2317
ОЭС Востока	2016	11484	3617	34	7833	0

Окончание таблицы 1.7

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Нефте-топливо	Уголь	Прочее топливо
	2017	12527	4685	47	7795	0
	2018	12473	4638	47	7789	0
	2019	12780	4943	47	7791	0
	2020	12895	5080	47	7768	0
	2021	13479	5432	48	7999	0
	2022	13593	5476	49	8068	0

1.2.3 Возрастная структура генерирующего оборудования ТЭС России

Состояние основных фондов характеризуется высоким физическим износом. К 01.01.2015 суммарная мощность турбоагрегатов, продолжительность эксплуатации которых превышает 30 лет, составила почти 100 ГВт или свыше 60 % мощности всего парка генерирующего оборудования ТЭС. При этом суммарная мощность турбоагрегатов старше 60 лет составляет свыше 4 ГВт, а их количество превышает 160 ед.

Подробная возрастная структура турбинного оборудования ТЭС России с разбивкой по КЭС/ТЭЦ и видам топлива, представлена на рисунках 1.6– 1.7.

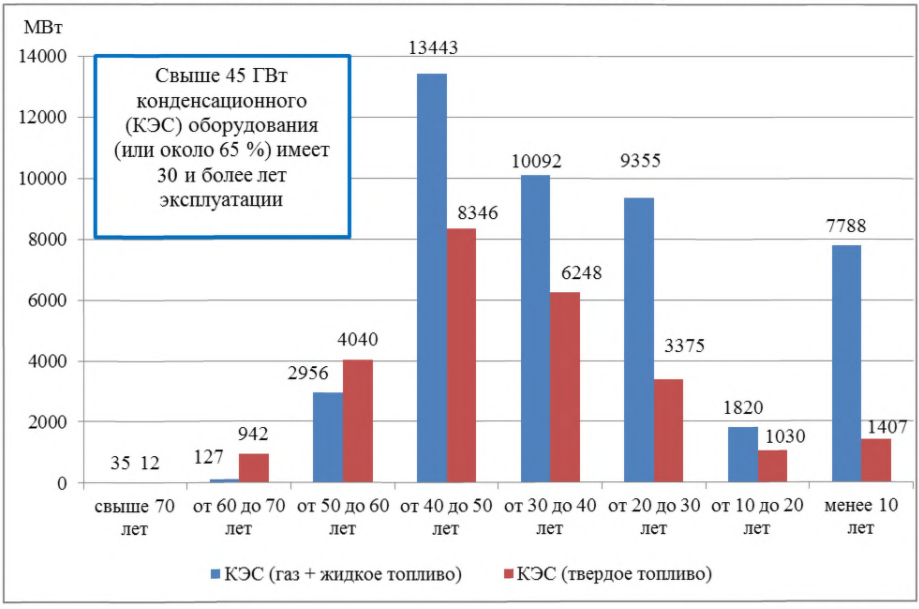


Рисунок 1.6 — Возрастная структура генерирующих мощностей КЭС России, МВт

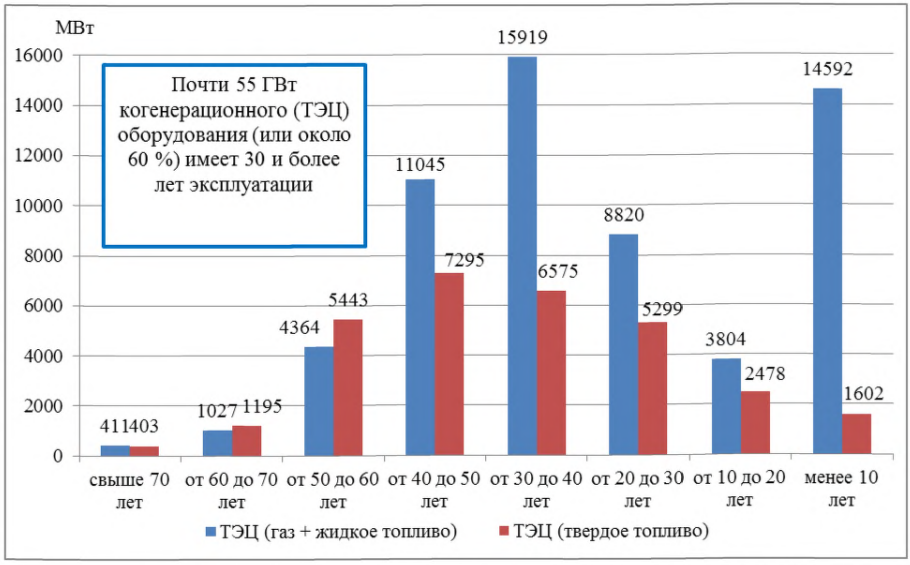


Рисунок 1.7 — Возрастная структура генерирующих мощностей ТЭЦ России, МВт

1.2.4 Показатели энергетической эффективности по группам установленного оборудования ТЭС

Основными показателями, характеризующими энергоэффективность работы ТЭС являются удельные расходы условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии.

Динамика среднего удельного расхода топлива на отпуск электрической энергии по отрасли показана на рисунке 1.8.



Рисунок 1.8 – Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии (пропорциональный метод), г/кВт*ч [18]

Наиболее эффективным оборудованием являются ПГУ. Наименее эффективные показатели у ТЭС с параметрами свежего пара до 90 кгс/см^2.

Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепла по отрасли составил 145,1 кг у.т./Гкал. Наименьший удельный расход условного топлива на отпущенное тепло на ПГУ-ТЭЦ. наибольший – у ТЭС с параметрами свежего пара до 90 кгс/см^2 – 191,7 кг у.т./Гкал, что в 1,5 раза хуже чем у ПГУ-ТЭЦ.

1.2.5 Характеристика системы централизованного теплоснабжения России

Характеристика системы теплоснабжения России [19].

Российская система централизованного теплоснабжения является самой большой в мире. На долю России приходится до 45 % мирового централизованного производства тепловой энергии. Тепловая энергия производится на 12 млн единиц индивидуальных теплогенераторов и теплоутилизационных установок. В Российской Федерации централизованным теплоснабжением для нужд отопления обеспечено до 81 % жилищного фонда, а горячей водой из систем централизованного горячего водоснабжения – до 64% населения России. На производство тепловой энергии для систем теплоснабжения расходуется до 255 млн т у.т, или 33 % от всего потребления первичной энергии в России. На цели производства тепловой энергии ежегодно расходуется до 190 млрд. м^3 природного газа, что составляет 41 % от суммарного потребления газа в Российской Федерации. В топливном балансе систем теплоснабжения доля природного газа достигает 50 %.

В городах с расчетной тепловой нагрузкой более 500 Гкал/час функционируют, в основном, сверхкрупные[2] и крупные[3] централизованные теплофикационные системы теплоснабжения (на базе ТЭЦ общего пользования). Их доля в суммарной тепловой нагрузке потребителей тепловой энергии составляет около 70 % (см. таблицу 1.8). На территориях России с незначительной плотностью населения, функционируют средние[4] и малые[5] системы теплоснабжения на базе небольших и, как правило, малоэффективных муниципальных или промышленных котельных. На долю таких систем приходится до 30 % производимой тепловой энергии и более 35 % бюджетных средств, направляемых на финансирование систем теплоснабжения и их подготовку к зиме.

Таблица 1.8 — Структура тепловых нагрузок в городах России

Суммарная расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Менее 100	100- 500	500-1000	1000-3500	Более 3500
Количество городов	2345	528	95	74	36
Доля в суммарной тепловой нагрузке	12%	18%	10%	21%	39%

1.3 Обобщенные экологические показатели ТЭС

1.3.1 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Валовые выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика за период с 1990 года по 2015 год представлены в таблице 1.9 и на рисунке 1.9, удельные выбросы загрязняющих веществ за указанный период в таблице 1.10 и на рисунке 1.10.

Таблица 1.9 — Валовые выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика, млн. т.

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Выбросы загрязняющих веществ	7,15	4,6	3,40	3,02	2,92	2,71	2,79	2,50	2,45	2,35
в том числе:										
зола твердого топлива	2,42	1,38	1,02	0,92	0,90	0,80	0,77	0,69	0,66	0,59
диоксид серы	3,12	2,05	1,44	1,19	1,12	1,04	1,12	0,99	0,97	0,97
оксиды азота	1,61	1,17	0,94	0,91	0,89	0,86	0,909	0,82	0,82	0,80

[2] потребление тепловой энергии более 10 млн Гкал в год
[3] потребление тепловой энергии от 2 до 10 млн Гкал в год
[4] потребление тепловой энергии от 0,5 до 2 млн Гкал в год
[5] потребление тепловой энергии менее 0,5 млн Гкал в год

Таблица 1.10 — Удельные выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика, кг/т у.т.

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Зола твердого топлива	24,23	18,43	14,1	13,11	11,63	11,42	10,23	10,2	9,74	8,43
Диоксид серы на серосодержащее топливо	21,76	19,95	16,5	13,66	13,63	14,11	14,45	14,45	14,03	13,49
Оксиды азота на все топливо	4,63	4,36	3,87	3,23	3,35	3,25	3,36	3,14	3,25	3,24

За последние 25 лет валовый выброс загрязняющих веществ ТЭС отрасли сократился в 3 раза (с 7.15 млн. т в 1990 г. до 2.35 млн.т в 2015 г.). В настоящее время абсолютное большинство ТЭС обеспечивают соблюдение предельно-допустимых выбросов (ПДВ) в атмосферу.

Значительное уменьшение негативного воздействия объектов электроэнергетики на окружающую среду обусловлено, в том числе:

– существенным сокращением потребления жидкого топлива (с 42,4 млн т у.т. в 1990 г. до 2-3 млн. т у.т. в 2015 г.);

– внедрением комплекса технологических мер подавления оксидов азота на котлах ТЭС;

– увеличением доли сжигания экологически чистого газообразного топлива на ТЭС;

– внедрением на ТЭС современного золоулавливающего оборудования;

– широким внедрешием комбинированной парогазовой технологии производства энергии.

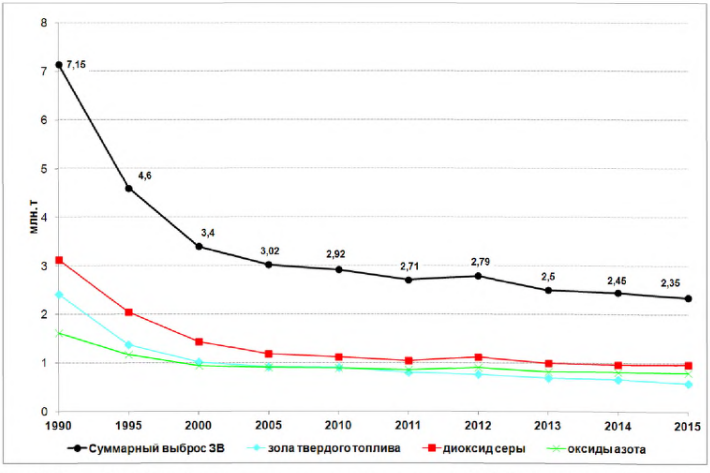


Рисунок 1.9 — Выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика

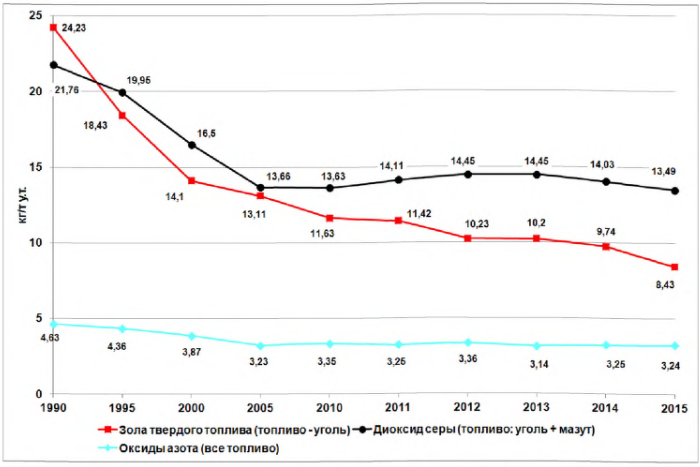


Рисунок 1.10 — Удельные выбросы загрязняющих веществ ТЭС отрасли электроэнергетика

Анализ отраслевой отчетности за 2015 г. показал:

1) Доля валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от суммарных выбросов ТЭС отрасли электроэнергетика России составляет:

- угольных ТЭС – 83 % (2028013 т) см. таблицу 2.2;
- газовых ТЭС – 16 % (392626 т) см. таблицу 3.3;
- мазутных ТЭС – 1 % (27389 т) см. таблицу 4.3.

2) Основная масса валовых выбросов ЗВ (свыше 70 %) приходится на крупные угольные и мазутные ТЭС установленной электрической мощностью более 250 МВт, доля которых составляет свыше 90 % установленной мощности всех угольных и мазутных ТЭС отрасли электроэнергетика России.

Проведенные оценки применяемых в российской энергетике видов энергетических топлив показали, что масса загрязняющих веществ, образующихся при сжигании 1 тонны условного топлива (т у.т.) газа составляет около 5 кг/т у.т., а при сжигании 1 т у.т. жидких топлив и угля – в 60 раз больше, около 300 кг/т у.т.

Таким образом, приведенные данные показывают, что значительное негативное воздействие электростанций отрасли на окружающую среду оказывают крупные угольные и мазутные ТЭС установленной электрической мощностью свыше 250 МВт.

Исходя из существенно различных экологических характеристик твердых и жидких видов топлива по сравнению с газом считаем обоснованным отнесение к объектам I категории ТЭС установленной электрической мощностью свыше 250 МВт, использующие в качестве основного твердое или жидкое топливо.

1.3.2. Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты

Воздействие на гидросферу при эксплуатации ТЭС характеризуется:

– изменением естественного материального баланса водной среды под воздействием забора больших объемов воды;

– объемами сбросов загрязняющих веществ и изменением содержания загрязняющих веществ в воде поверхностных водных объектов.

Водопотребление

Объем забора (изъятия) воды тепловыми электростанциями и котельными в 2011-2015 гг. представлен в таблице 1.11.

Таблица 1.11 — Забор (изъятие) воды ТЭС в 2011-2015 гг., тыс. м3

	2011	2012	2013	2014	2015
Забрано воды, всего, тыс. м^3	21 434 821	21 433 486	20 301 196	20 217 766	19 513 062
В том числе:					
из поверхностных водных объектов	20 668 410	19 795 800	18 722 886	18 743 597	18 000 108
То же,%	92,76	92,36	92,23	92,71	92,25
из городского водопровода	625 603	654 495	605 436	594 798	573 468
То же,%	2,81	3,05	3,05	2,98	2,94
из подземных источников	86 815	98 694	96 393	105 237	102 151
То же,%	не более 0,5	не более 0,5	не более 0,5	0,52	0,52
от других предприятий	920 525	902 853	876 474	836 255	837 319
То же,%	4,13	4,21	4,32	4,14	4,29

Как видно из этой таблицы, более 90% забранной воды приходится на долю поверхностных водных объектов. Получение воды от других предприятий характерно для ТЭС не имеющих своего водозабора.

Забор (изъятие) воды осуществляется по договорам водопользования с указанием лимита водопотребления. Ни на одной ТЭС и котельной сверхлимитного забора (изъятия) водных ресурсов не выявлено.

Использование воды

По данным Государственной статистической отчетности (форма 2 ТП водхоз) предприятия используют забранную воду на производственные, хозяйственно-питьевые нужды и другие цели, а также передают забранную воду другим предприятиям, как без использования, так и после использования (в том числе для очистки). Общие сведения об использовании воды приведены в таблице 1.12.

Таблица 1.12 — Использование воды ТЭС, тыс. м^3

	2011	2012	2013	2014	2015
Забрано воды, всего, тыс. м^3	21 434 821	21 433 486	20 301 196	20 217 766	19 513 062
Использовано воды, тыс. м^3	20 225 174	20 385 618	19 405 320	19 346 885	18 615 962

Окончание таблицы 1.12

То же, % от забранной (изъятой)	94,36	95,11	95,59	95,70	95,41
В том числе:					
На производственные нужды, тыс. $м^3$	19 711 189	19 912 427	18 124 419	18 921 303	18 212 050
То же, % от использованной воды	97,46	97,68	93,40	97,80	97,83
На хозяйственно-питьевые нужды, тыс. $м^3$	210 996	122 184	117 172	159 601	96 854
То же,% от использованной воды	1,04	0,60	0,60	0,82	0,52
Передано другим предприятиям без использования, тыс. $м^3$	1 013 433	978 719	943 186	829 035	872 439
То же, % от забранной воды	4,55	4,57	4,65	4,10	4,47
Передано другим предприятиям после использования, тыс. $м^3$	715 266	691 145	745 374	805 634	571 192
То же,% от использованной воды	3,54	3,39	3,84	4,16	3,07
Потери при транспортировке, тыс. $м^3$	55 873	54 814	54 824	48 787	44 604
То же,% от использованной воды	менее 0,3				

Вода из городского водопровода и из подземных источников используется, как на хозяйственно-питьевые нужды предприятий, так и на производственные (технологические) нужды (таблица 1.13).

В целях экономии воды на ТЭС действуют системы оборотного и повторного водоснабжения.

Система оборотного водоснабжения – система водоснабжения, при которой циркуляционная вода используется многократно для тех же целей без очистки.

Система повторного водоснабжения – система водоснабжения, при которой отводимая сточная вода используется после очистки для других целей.

Таблица 1.13 — Использование воды в системах оборотного и повторного водоснабжения ТЭС в 2011-2015 гг., тыс. м^3

	2011	2012	2013	2014	2015
Использовано воды в системах оборотного водоснабжения, тыс. м^3	56 691 338	53 850 116	48 450 440	49 724 024	47 338 571
Использовано воды в системах повторного водоснабжения, тыс. м^3	1 565 710	1 247 582	869 200	903 035	1 690 876
Потребность ТЭС в воде	80 537 878	76 531 184	69 619 795	70 843 742	68 541 477
Доля потребности в воде , удовлетворяемой за счет систем оборотного и повторного водоснабжения, %	72,3	72,0	70,8	71,5	71,5

Водоотведение

Объемы водоотведения в поверхностные водные объекты представлены в таблице 1.14.

Таблица 1.14 — Водоотведение в поверхностные водные объекты

	2011	2012	2013	2014	2015
Отведено в поверхностные водные объекты, тыс. м^3	19 504 549	18 541 528	19 177 076	18 530 822	17 577 941
В том числе:					
Нормативно-чистых без очистки, тыс. м^3	18 427 552	17 754 437	17 732 464	17 337 587	16 046 107
То же, %	94,48	95,75	92,47	93,56	91,29
Нормативно-очищенных, тыс. м^3	63 223	59 370	66 328	56 061	52 797
То же, %	0,32	0,32	0,35	0,30	0,30
Загрязненных недостаточно очищенных, тыс. м^3	130 653	160 950	171 811	169 074	162 496
То же, %	0,67	0,87	0,90	0,91	0,92
Загрязненных без очистки, тыс. м^3	857 110	546 638	1 188 348	1 200 085	1 283 652
То же, %	4,39	2,95	6,20	6,48	7,30

1.3.3 Золошлаковые отходы

Данные по динамике образования и использования золошлаковых отходов представлены в таблице 1.15 и на рисунке 1.11.

Таблица 1.15 — Динамика образования и использования золошлаков в период с 1990 по 2015 годы, млн. т.

	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Объем образования ЗШО	38,8	27,7	24,5	21,39	26,72	25,93	25,24	22,34	24,74	21,32
Использовано ЗШО, всего	4,9	1,82	6,7	4,47	2,84	6,29	5,51	4,04	7,29	5,79

Объем использования золошлаковых отходов колебался по годам с 2,84 млн. т в 2010 г. до 5,79 млн. т в 2015 г. Основные направления использования ЗШО: отсыпка дамб золошлакоотвалов, ремонт и строительство дорог, планировка территорий, добавки при производстве стройматериалов (цемента, кирпича, шлакоблоков, ячеистого бетона и т.п.).

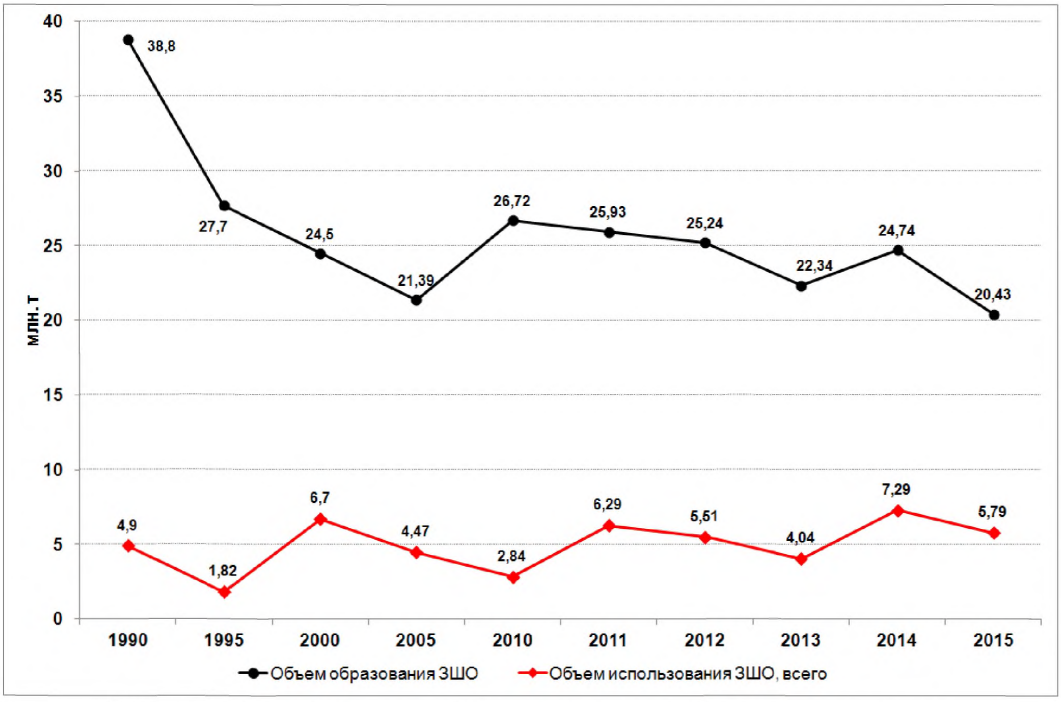


Рисунок 1.11 — Динамика образования и использования золошлаков в период с 1990 по 2015 годы

1.3.4 Акустическое воздействие (шум)

Источниками шума при работе ТЭС являются:

– системы транспортировки угля и углеразмольное оборудование;

– шум излучаемый из устьев дымовых труб, воздухозаборов дутьевых вентиляторов, от корпусов тягодутьевого оборудования, от газовоздушных трактов, компрессорной, трансформаторов, от зданий ТЭС, градирен , ГРП, газопроводов;

– шум от турбин, особенно газовых, котлов, редукционно-охладительных установок, насосов, деаэраторов, паропроводов, синхронных компенсаторов, приточно-вытяжной вентиляции.

Наиболее сильным источником шума является сброс пара в атмосферу.

Шум излучаемый от высотного источника мало снижается естественными и искусственными препятствиями. Шум от энергетических газовоздухопроводов имеет тональные составляющие в спектре шума и излучается от срезов дымовых труб с большой высоты.

Превышение допустимых норм для рабочих зон по уровню звука при работе различного оборудования ТЭС по результатам измерений на расстоянии 1 метра следующее:

– аварийные сбросы пара в атмосферу — 36-58 дБА;
– переключатели открытых распределительных устройств (ОРУ) —до 40 дБА;
– паровые турбины — до 20 дБА;
– тягодутьевые машины — 5-15 дБА;
– Редукционно-охладительные установки (РОУ) — 28-32 дБА;
– градирни — до 7 дБА;
– трансформаторы — до 5 дБА;
– углеразмольное оборудование — 7-21 дБА;
– ГРП— 20-25 дБА;
– насосы — 9-17 дБА;
– компрессора — 6-15 дБА;
– котлы— до 9 дБА.

Энергетическое оборудование при работе в расчетных режимах возбуждает постоянный широкополосный и непостоянный, колеблющийся во времени шум с непрерывным спектром в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц.

В аварийных ситуациях, связанных с выбросами пара в атмосферу, или при срабатывании переключателей ОРУ, возбуждается непостоянный прерывистый шум. В аварийных ситуациях, связанных с образованием свищей, возбуждается тональный шум. Оборудование механических мастерских возбуждает импульсный и прерывистый шум.

Технологический контроль шума основывается в основном на следующем:

– использование шумопоглощающих кожухов машин;

– выбор конструкций в соответствии с их уровнем изоляции шума и воздействия на конструкции здания;

– обязательное использование шумоглушителей при сбросах пара;

– использование шумоглушителей во входных (воздухозаборы дутьевых вентиляторов, местной вентиляции, компрессоров) и выходных каналах (газовый тракт после дымососов, систем вентиляции, компрессоров);

– использование шумоглушителей для снижения шума ГРП;

– использование звукопоглощающих материалов для стен и потолков;

– использование изоляторов вибрации и гибких соединений;

– использованием акустических экранов;

– применение детализированного проектного решения, например, чтобы предотвратить возможное распространение шума через отверстия или чтобы минимизировать изменения давления в трубопроводах.

Правильное размещение оборудования в пределах промышленных площадок, позволяет уменьшить проблемы от излучаемого оборудованием шума. Внутри здания рабочие зоны должны быть отделены от шумного оборудования.

1.3.5 Выбросы парниковых газов в электроэнергетике

В таблице 1.16 и рисунке 1.12 показана динамика выбросов CO_2 ТЭС отрасли электроэнергетика в период с 2010 по 2015 г. Видно, что фактический валовый выброс CO_2 в 2014 2015 годах не превышал 70% от этого значения в базовом 1990 году.

В 2015 г. выбросы двух других парниковых газов N_2O и CH_4 составили, соответственно: около 3000 и 7600 т или в CO_2-эквиваленте, соответственно: 920 и 160 тыс. т CO_2-экв.

Таким образом, выброс трех парниковых газов в 2015 г. составил 480 млн т в CO_2-экв., при этом на долю выбросов CO_2 приходится 99,78 %, на долю выбросов N_2O – 0,19%, на долю CH_4 – 0,03 %.

В 2014 г. выбросы гексафторида серы составили 1160 кг или в пересчете на CO_2-эквивалент около 26700 т CO_2-экв., или 0,006 % выбросов CO_2.

Таблица 1.16 — Выбросы CO_2 ТЭС отрасли электроэнергетика

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Выбросы CO_2, млн. т	522	512	521	506	487	479

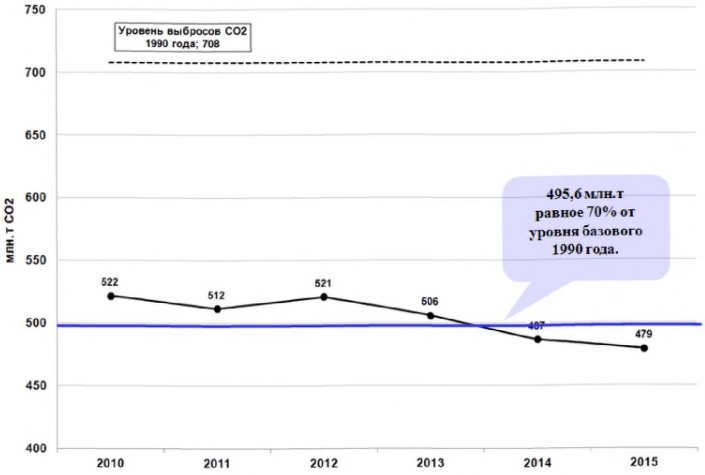


Рисунок 1.12 — Выбросы CO_2 ТЭС отрасли электроэнергетика

Объемы выбросов CO_2 в период с 2010 по 2015 г. рассчитывались по данным макетов 52082 «Информация по выбросам парниковых газов (CO_2,N_2O,CH_4)» Форма 2эк (отраслевая) Минэнерго России. Всего в указанных макетах за 2015 год приведена информация по 362 объектам суммарной установленной электрической мощностью 147734 МВт.

При расчетах использовались следующие значения коэффициентов эмиссии CO_2, полученные при выполнении инвентаризации выбросов парниковых газов ТЭС ОАО «РАО «ЕЭС России»за период 1990-1997 годах:

1,62 т CO_2/т у.т. для природного газа;

2,28 т CO_2/т у.т. для мазута;

2,76 т CO_2/т у.т. для твердого топлива.

Оценка выбросов N_2O и CH_4 не проводилась, т.к. суммарный выброс двух этих газов для тепловых электростанций не превышает долей процента от массы выбросов CO_2.

Раздел 2 Производство энергии при сжигании каменных и бурых углей

В таблице 2.1 представлена структура генерирующих мощностей угольных ТЭС России (централизованной зоны энергоснабжения) на 01.01.2016.

Таблица 2.1 — Структура генерирующих мощностей угольных ТЭС России (централизованная зона энергоснабжения) на 01.01.2016.

	Твердое топливо	
	Установленная мощность, МВт	Кол-во, установок.
ТЭС, всего	55687,8	
ПСУ 24 МПа	12689,0	37
ПСУ 13 МПа	30033,3	277
ПСУ 9 МПа и менее	12965,5	425
КЭС, всего	25398,7	154
ПСУ 24 МПа	11969,0	34
ПСУ 13 МПа	10435,0	57
ПСУ 9 МПа и менее	2994,7	63
ТЭЦ, всего	30289,1	585
ПСУ 24 МПа	720,0	3
ПСУ 13 МПа	19598,3	220
ПСУ 9 МПа и менее	9970,8	362

2.1 Описание технологических процессов

На ТЭС происходит преобразование химической энергии органического топлива в электрическую энергию и тепло, отпускаемое потребителю в виде горячей воды или пара. На паротурбинной ТЭС, реализующей тепловой цикл Ренкина, источником тепловой энергии является сжигание топлива. При этом, в котле химическая энергия топлива превращается в тепловую энергию высокотемпературных продуктов сгорания (теплоносителя) и затем в тепловую энергию пара высокой температуры и давления (рабочего тела), далее в паровой турбине в кинетическую энергию ротора турбины, являющейся приводом электрогенератора, и затем в электрогенераторе в электрическую энергию (рисунок 2.1). Показателем эффективности парового цикла является кэффициент полезного действия.

В зависимости от параметров рабочего тела (давления и температуры перегретого пара) различают паротурбинные ТЭС докритического ДКД (9,8 и 13,8 МПа, 540 и 560°С) с КПД до 35-36 %, сверхкритического СКД (23,5 МПа, 545°С) давлений с КПД 36-40 % и суперкритических ССКП (до 30 МПа, 580-620°С) параметров с КПД 42-45 %. [20].

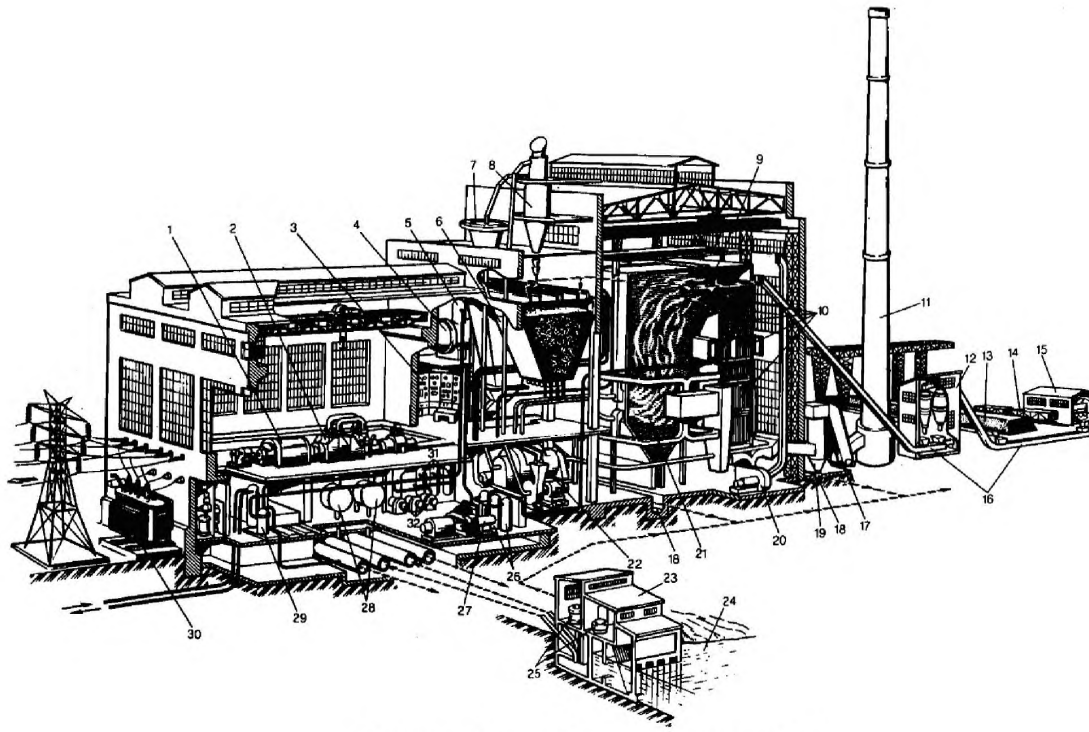


Рисунок 2.1 — Паротурбинная ТЭС

(1 – электрический генератор; 2 – паровая турбина; 3 – пульт управления; 4 – деаэратор; 5 и 6 – бункеры; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – поверхности нагрева; 11 – дымовая труба; 12 – дробильное помещение; 13 – склад резервного топлива; 14 – вагон; 15 – разгрузочное устройство; 16 – конвейр; 17 – дымосос; 18 – канал; 19 – золоуловитель; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – мельница; 23 – насосоная станция; 24 – источник воды; 25 – циркуляционный насос; 26 – регенеративный подогреватель высокого давления; 27 – питательный насос; 28 – конденсатор; 29 – установка химводоподготовки; 30 – повышающий трансформатор; 31 – регенеративный подогреватель низкого давления; 32 – конденсатный насос)

Производство электрической и тепловой энергии на угольной ТЭС сопровождается негативным воздействием на окружающую среду, в виде выбросов вредных газообразных продуктов сгорания и твердых частиц в атмосферу, сбросом загрязненных стоков в гидросферу и изъятием значительных земельных площадей под золошлаковые отходы. При этом выбросы в атмосферу являются одной из основных экологических проблем [21] (рисунок. 2.2).

Основную часть вредных выбросов в атмосферу вследствие сжигания ископаемых видов топлива составляют SO_2, NO_X, CO, твердые частицы и парниковые газы, такие как CO_2.

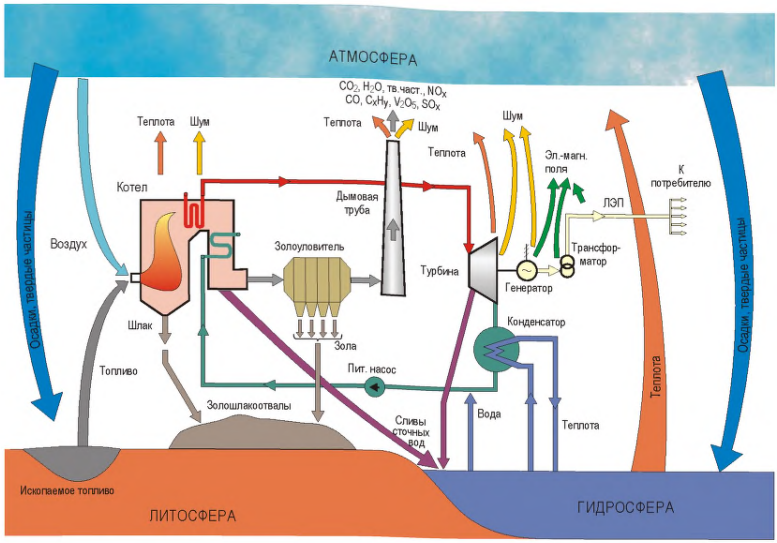


Рисунок 2.2 — Схема взаимодействия ТЭС с окружающей средой

2.1.1 Транспортировка разгрузка и хранение твердого топлива

Твердое топливо хранится в хранилищах (на угольных складах).

Доставка топлива на ТЭС может осуществляться железнодорожным, водным, автомобильным, трубопроводным и конвейерным транспортом. Использование автомобильного и конвейерного транспортирования экономически целесообразно при дальности транспортировки до 10 км. Самым дешевым является водный транспорт. Однако наибольшее распространение в России получила доставка угля железнодорожным транспортом.

Система топливоподачи ТЭС, в независимости от характеристик сжигаемого твердого топлива, включает в себя узел приема и разгрузки, размораживающее устройство, конвейерные линии, дробильные установки, склад топлива и вспомогательные устройства.[21]

Все процессы, связанные с транспортированием, разгрузкой, хранением, подготовкой к сжиганию и подачей в бункера котлов и в топки должны быть механизированы и автоматизированы.

Принципиальная схема топливоподачи ТЭС показана на рисунке 2.3.

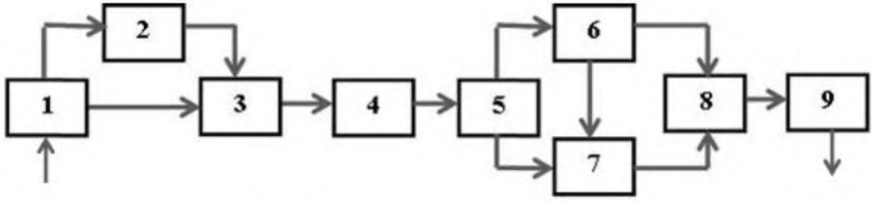


Рисунок 2.3 — Принципиальная схема топливоподачи ТЭС

(1 – вагонные весы; 2 – устройство для размораживания топлива; 3 – приемно-разгрузочное устройство; 4 – дробильные установки предварительного дробления; 5 – узел деления потока топлива; 6 – склад топлива; 7 – дробильные установки второй ступени дробления; 8 – бункер сырого топлива; 9 – система пылеприготовления)

Как показано на рисунке 2.3, все поступающее топливо, пройдя вагонные весы 1, устройство 2 для размораживания топлива в зимнее время, поступает в приемно-разгрузочное устройство 3, откуда подается системой ленточных конвейеров через дробильную установку предварительного дробления 4 на узел деления потока топлива 5. Далее поток топлива может быть направлен на склад топлива 6 или напрямую на дробильные установки второй ступени 7 и в бункер сырого топлива 8. Питание бункера сырого топлива в зависимости от используемого типа сжигания также может вестись со склада 6 непосредственно или после прохождения дробильных установок 7. Из бункера 8 топливо поступает в систему пылеприготовления.

При сжигании твердого топлива в слое система пылеприготовления на ТЭС отсутствует.

При железнодорожном способе транспортирования топливо доставляется непосредственно на ТЭС в открытых полувагонах, оснащенных нижними люками с дистанционным управлением для механизированной разгрузки. Угол открытия таких люков, как правило, не более 36 градусов. Это затрудняет свободное высыпание топлива, поэтому полувагоны на ТЭС большой мощности разгружаются с помощью вагоноопрокидывателей.

В холодное время года смерзшееся топливо перед разгрузкой размораживают в размораживающих устройствах (РУ). Для размораживания полувагонов используются конвективные, радиационные (РРУ) и комбинированные устройства. В конвективных РУ, теплоносителем является горячий воздух, с температурой до 120 °С. РРУ оборудовано панелями инфракрасного излучения.

Для ТЭС небольшой мощности, на которых разгрузка топлива осуществляется через нижние люки полувагонов, разогрев слоя угля оказывается недостаточным, поэтому вместе с размораживающими устройствами применяют бурорыхлительные машины и накладные вибраторы.

Хранение твердого топлива на ТЭС осуществляется, как правило, на открытых складах. Закрытые склады используются для электростанций в больших городах в условиях стесненной территории, а также в отдаленных северных районах.

Вместимость складов твердого топлива, как правило, принимается равной 30-суточному расходу топлива. При расположении ТЭС на расстоянии до 40 км от района

угольных разрезов и шахт вместимость склада должна быть равной 7-суточному расходу, при расстояниях от 41 до 100 км – 15-суточному расходу топлива.

Территория, на которой размещается склад топлива, должна быть незатопляемой паводковыми и грунтовыми водами или защищена от них. Ее планировка предусматривает уклон не менее 0,005 и наличие дренажных устройств.

Для бурых углей максимальный срок хранения составляет 0,4-0,5 года. Для каменных углей I и II групп по склонности к окислению максимальный срок хранения при вместимости штабеля менее 100 тыс. т варьируется в пределах 1,5 – 2 лет, при вместимости штабеля более 100 тыс. т – в пределах 4-6 лет. Для каменных углей III и IV групп этот срок составляет: 0,5-1 года при вместимости менее 100 тыс. т и 2-3 года при вместимости более 100 тыс. т.

Хранение угля на открытых складах сопровождается изменением его первоначальных свойств. Выветривание при хранении угля сопровождается, с одной стороны, уменьшением массы хранимого топлива, а с другой – снижением его удельной теплоты сгорания. Для предотвращения смерзания штабелей угля на ТЭС используется: рыхление поверхности штабеля с помощью бульдозеров; покрытие штабеля сухим углем; покрытие поверхностно-активными и маслоподобными веществами, вытесняющими водяную пленку с поверхности угля; реагентное размораживание и др. Для изоляции запасов твердого топлива от атмосферного кислорода могут применяться: поверхностная герметизация штабелей, создание уплотненного слоя на поверхности штабеля.

Для достижения постоянного качества топлива, что помогает оптимизировать процесс горения, уголь иногда шихтуют или смешивают в зависимости от потребности сжигательной установки. Смешивание может быть достигнуто простым отбором угля со склада в последовательности, отличающейся от фактической последовательности разгрузки, или смешиванием различных видов угля в силосах между угольным складом и бункерами сырого угля.

Для безопасного и эффективного сжигания угля в пылевидном состоянии требуется его подготовка. В зависимости от вида угля и способа сжигания, подготовка его включает в себя дробление, сушку и размол до пылевидного состояния с размерами частиц несколько десятков или сотен мкм в зависимости от марки и способа сжигания угля. При сжигании угля в слое стадия размола отсутствует, вместо размола применяется дробление до размера 5 -10 мм.

Сначала уголь подвергается дроблению, затем транспортируется к котельным установкам [22,23].

Топливо транспортируется со склада при помощи ленточных транспортеров в главный корпус ТЭС.

Дробление угля второй ступени производится в основном с использованием молотковых дробилок. Такие устройства обеспечивают дробление до размера 25 мм. Для снижения нагрузки на дробилку, мелкий уголь отсеивается в грохоте перед дробилкой и минуя ее направляется на конвейер. Стадия предварительного (грубого) дробления твердого топлива предназначена для дробления крупных кусков топлива непосредственно в приемно-разгрузочных устройствах. Для этой цели используются дробильно-фрезерные машины, которые измельчают топливо на решетках приемных бункеров.

При транспортировке топлива от приемных бункеров до бункеров сырого угля (БСУ) котельной осуществляется его очистка от посторонних предметов (от металлических с помощью металлоискателей и металлоуловителей, от древесной щепы, и пр. с помощью щепоуловителей) и дробление, а также может выполняться подсушивание и смешение различных марок угля.

Для обеспечения бесперебойной и безопасной работы системы топливоподачи ТЭС предусматриваются системы обеспыливания, дистанционного управления, обеспечения пожаробезопасности.

Обеспыливание выполняется в разгрузочных устройствах, узлах пересыпки, дробилках, бункерах сырого угля (БСУ) и готовой пыли (БГП). Для обеспечения эффективного обеспыливания проводятся следующие мероприятия:

- полная герметизация очагов пылеобразования, постоянный контроль за состоянием укрытий, уплотнение узлов пересыпок с устранением неплотностей, возникающих в процессе эксплуатации;
- использование эффективных пылеулавливающих устройств;
- обеспечение разрежения в системе пылеприготовления;
- механизация уборки пыли с использованием гидросмыва.

Процесс загрузки бункеров автоматизирован. Дистанционное управление механизмами осуществляется с центрального щита управления.

В бункерах, предназначенных для хранения угля, выделяющего воспламеняющиеся газы, конструкция перекрытия выполняется из несгораемых материалов с проемами для разгрузки. Для обеспечения требований взрывобезопасности бункера оснащается:

- сигнализацией предельного нижнего уровня топлива;
- сигнализацией о возгорании топлива;
- блокировкой, отключающей питатель сырого угля при снижении уровня топлива ниже 2 м от входного патрубка питателя;
- блокировкой, действующей на включение средств побуждения к движению топлива в бункере при обрыве подачи топлива в СП;
- системой пожаротушения.

Максимальная продолжительность хранения топлива в бункерах составляет: для топлив IV группы взрывоопасности – 10 суток, для топлив II и III групп – 20 суток; для I группы – 30 суток.

Предварительная сушка угля может осуществляться в дробилках тракта топливоподачи, в паровых или газовых барабанных сушилках.

Сушка и измельчение угля перед его сжиганием производится в ситемах пылеприготовления. Измельчение угля до пылевидного состояния обеспечивает быстрый выход летучих, воспламенение и устойчивое горение с максимальной эффективностью и минимальным уровнем шлакования поверхностей нагрева котла.

На крупных ТЭС в основном применяются индивидуальные сушильно-мельничные системы (СМС), в которых приготовление пыли осуществляется непосредственно у котла с использованием горячего воздуха или топочных газов для сушки угля, или топочных газов в смеси с горячим воздухом.

Выбор системы пылеприготовления (СП) зависит от вида топлива и типа топки котла. В замкнутых СП с прямым вдуванием используются молотковые мельницы (ММ) и мельницы-вентиляторы (М-В). В системах с промежуточными пылевыми бункерами – шаровые барабанные (ШБМ), среднеходные валковые мельницы (СВМ) и (ММ). Для высоковлажных бурых углей используются разомкнутые индивидуальные системы пылеприготовления с применением ММ или мельниц-вентиляторов (М-В).

ММ применяют для размола высокореакционных бурых и каменных углей с невысокой абразивностью.

М-В кроме размола осуществляет вентиляционный процесс в СП – подачу к мельнице сушильного агента с температурой 900-1000 °С и подачу пылегазовой смеси к горелкам. Такие мельницы используют для легко размалываемых влажных бурых углей.

ШБМ универсальны по топливу (включая угли с большим содержанием серы и золы), возможно получение пыли любой тонкости.

Применение (СВМ) ограничивается относительно мягкими сухими (влажность до 20% с учетом возможной предварительной сушки угля до мельницы) каменными углями с зольностью до 45%.

Процесс пылеприготовления в мельницах совмещается с сушкой пыли.

Объем бункера пыли определяется с учетом необходимости обеспечения 2-3 часового запаса потребности котла.

Бункер пыли оснащается приборами и устройствами для:

- измерения температуры в углах верхней части бункера на расстоянии 1,0-1,5 м от стен и потолочного перекрытия;
- измерения уровня пыли не менее чем в четырех точках по высоте бункера;
- измерения разрежения в верхней части бункера;
- контроля максимального и минимального уровней пыли;
- сигнализации возгорания пыли.

После измельчения в мельницах угольная пыль в зависимости от типа системы пылеприготовления может выноситься газом или потоком воздуха из мельниц и по пылепроводам направляться непосредственно в горелки котла (системы пылеприготовления с прямым вдуванием) или направляться в промежуточные бункера пыли (системы пылеприготовления с промбункером). Из промбункера пыль горячим воздухом или смесью горячего воздуха и дымовых газов подается в горелки на сжигание.

2.1.2 Сжигание твердого топлива

На паротурбинных ТЭС реализуются две технологии сжигания твердого топлива: в потоке горячего воздуха (факельное сжигание) и в слое на специальной решетке (слоевое сжигание).

При **факельном сжигании** заранее приготовленное пылевидное топливо и воздух (предварительно подогретый в воздухоподогревателе котельной установки) подаются на сжигание в топку котла раздельными прямоточными или закрученными струями через специальные горелочные устройства [22,23]. Кроме основных, при сжигании твердого топлива могут использоваться сбросные горелки, куда подается угольная пыль тонкого помола, неуловленная в циклоне, и траспортирующий ее сушильный агент (воздух).

Существуют различные компоновочные решения для топок котлов: плечевые, кольцевые, вихревые, низкотемпературные вихревые (НТВ) и другие.

Дополнительные газовые или мазутные горелки используются при необходимости во время пуска, в ситуациях неустойчивого горения и при остановах.

В факеле можно сжигать любые топлива (газ, мазут и пылевидный уголь) без ограничения тепловой мощности котла. Поэтому технология факельного сжигания является наиболее распространенной на ТЭС. В пылеугольных котлах используются фронтальное, встречное и тангенциальное (или угловое) расположение горелок в 1 или несколько ярусов (рисунок 2.4).

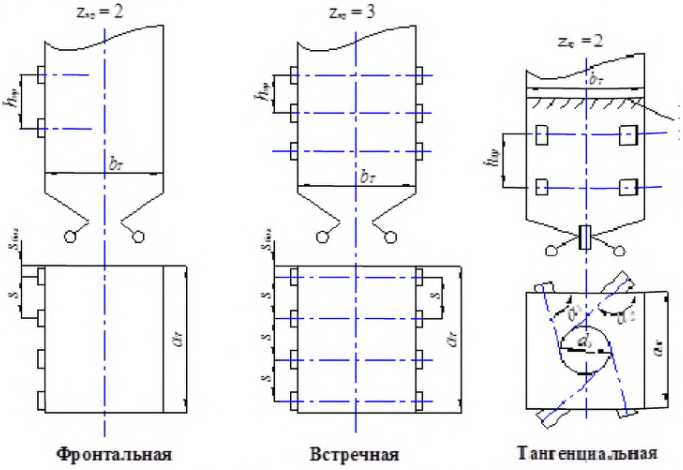


Рисунок 2.4 — Компоновка горелок

Пылеугольные топки с факельным сжиганием в зависимости от способа удаления шлака из топки котла бывают с твердым (ТШУ) и жидким (ЖШУ) шлакоудалением (рисунок 2.5).

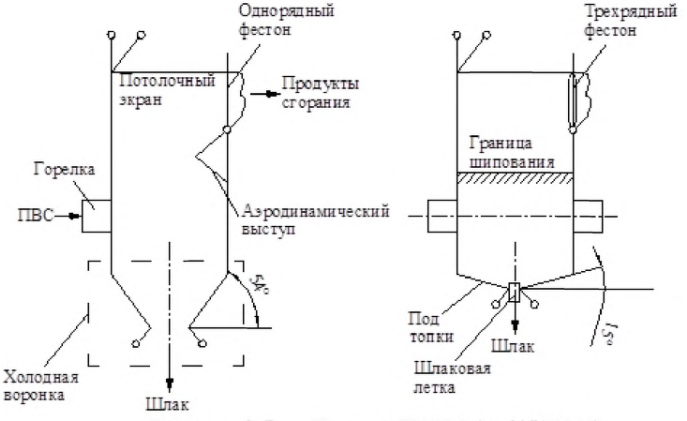


Рисунок 2.5 — Топки с ТШУ (а) и ЖШУ (б)

В топках с ТШУ сжигание топлива производится при температурах ниже точки плавления шлака возле стен топки или поверхностей нагрева. Для предотвращения

шлакования экранов топки температура золы должна быть достаточно низкой, чтобы зола не налипала на стенки топки, и шлак, собирающийся в нижней части топки котла, оставался твердым. В центре факела температуры часто выше точки плавления золы.

В таких топках 5 – 10% минеральной части угля в виде шлака с температурой около 600°С выводятся из топки через специальные отверстия (летки) в ее нижней части. Оставшиеся 90 – 95% в виде летучей золы выносится продуктами сгорания из топки и затем удаляются в золоуловителях, установленных за котлом.

В топках с ЖШУ топливо сжигается при температурах выше точки плавления шлака, чтобы обеспечивать жидкое состояние шлака с достаточной текучестью. Такие топки требуют специальной обмуровки, чтобы выдерживать температуры плавления золы в химически активной среде. Большое количество золы переносится на стенки и стекает в жидкой форме вниз по стенкам через нижнее выходное отверстие.

При этом доля золы в уносе составляет 80-85%, а соответственно 15 – 20% удаляется в виде жидкого шлака. Жидкий шлак охлаждается в наполненной водой ванне, установленной под топкой котла.

Котлы с жидким шлакоудалением используется для сжигания каменного угля с низким выходом летучих.

На ТЭС используют технологию сжигания в циркулирующем кипящем слое (ЦКС) (рисунок 2.6). Дробленный уголь с исходными размерами частиц 5-8 мм поступает на воздухораспределительную решетку через которую под давлением подается горячий воздух. В слой также подается дробленный известняк или доломит для связывания образующихся при сжигании сернистых топлив оксидов серы. В слое в качестве инертного материала находится зола сгоревшего топлива (иногда мелкий кварцевый песок). Масса топлива в слое в пересчете на углерод составляет 1 – 3%. [24]

Часть воздуха для горения подается с пода топки, как первичный воздух через решетку, а часть – как вторичный воздух в нескольких метрах выше решетки. Скорость воздуха достаточно высока для подъема твердых частиц слоя, которые заполняют весь объем камеры сгорания. Под воздействием потока воздуха слой распространяется на всю высоту топки, где и происходит выгорание топлива с температурами 800-900°С.

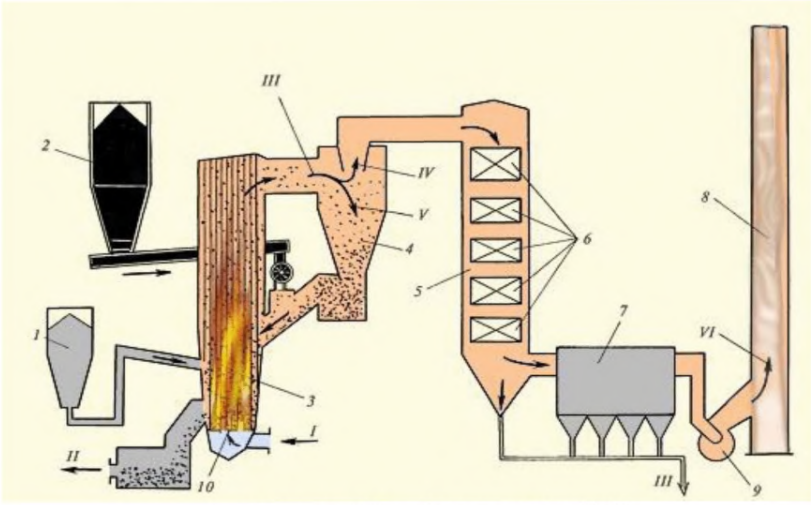


Рисунок 2.6 — Схема котла с ЦКС

(1 – бункер известняка; 2 – бункер угольной дробленки; 3 – топка; 4 – циклон; 5 – опускная шахта котла; 6 – конвективные поверхности нагрева; 7 – электрофильтр; 8 – дымовая труба;9 – дымосос; 10 – воздухораспределительная решетка. I – подвод воздуха под слой; II – отвод золы из слоя; III – отвод золы из электрофильтра; IV – выход очищенных газов из циклона; V – отвод твердой фазы в слой; VI – отвод газов в дымовую трубу).

После выхода из топки поток поступает в циклоны, в которых происходит отделение газообразных продуктов сгорания от твердой массы слоя (несгоревшего топлива и инертной массы). Дымовые газы направляются в конвективные поверхности нагрева, а твердая фаза возвращается в топку для дожигания и циркулирует таким образом до полного выгорания.

Системы с циркулирующим слоем увеличивают время потенциальной реакции и уровень смешивания газов, что обычно приводит к более эффективному сжиганию и улавливанию серы. В процессе сжигания лишняя зола через специальные охлаждаемые каналы выводится из слоя в нижней части топки.

В настоящее время на блоке 330 МВт Новочеркасской ГРЭС проходит наладочные испытания первый в России котел с циркулирующим кипящем слоем.

Ниже описаны некоторые технологии, применяемые для повышения технико-экономических и экологических характеристик КТЭУ, сжигающих твердые виды топлива.

Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов.

Технология механоактивации угля позволяет снизить температуру воспламенения угольной пыли и организовать стабильный процесс горения пылеугольного факела на пусковых режимах. В результате механоактивации происходят изменения физико-химических свойств угольной пыли, что делает пылеугольный факел механоактивированной пыли аналогом мазутному факелу (по размерам, теплонапряженности и интенсивности выгорания), что и позволяет производить

замещение мазута при растопке и подсветке без изменения существующей схемы сжигания топлива.

Механоактивация — процесс образования более химически активного вещества с помощью предварительной механической обработки. Механоактивация происходит, когда скорость накопления дефектов превышает скорость их исчезновения. Отличия от измельчения: Измельчение проводят с целью получения максимальной поверхности при минимальных затратах энергии, а активацию – с целью накопления энергии в виде дефектов и других изменений в твердом веществе, которые позволяют снизить энергию активации его последующего химического превращения или улучшить стерические условия для протекания процесса.

Скорости горения после измельчения на различных типах мельниц существенно отличаются. Об этом говорит большое различие в энергии активации при воспламенении и горении угля после измельчения. Имея одинаковый средний размер, механоактивированные частицы угля обладают более высокой реакционной способностью и имеют пониженную температуру воспламенения, что позволяет организовать устойчивый факел в неблагоприятных растопочных условиях.

Система включает в себя мельницу-дезинтегратор, запально-защитное устройство. систему подвода и подачи угольной пыли, систему источников электропитания, систему контроля и управления розжигом котла.

Основными преимуществами технологии являются: снижение расходов на жидкое, газообразное топливо и на эксплуатационное обслуживание мазутного хозяйства; минимальная реконструкция топочно-горелочного устройства: воспламенение и горение угольной пыли происходит непосредственно в топочном объеме котла; ролная автоматизация процесса розжига котла; малый срок окупаемости (2 – 5 лет).

Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы.

В энергетике мельницы валковые среднеходные типа МВС с динамическими сепараторами используются в качестве «ребёрнинговых». Тонкость готовой угольной пыли должна составлять R90= 8%.

Особенностью работы мельницы типа МВС с динамическим сепаратором является то, что после размола угольная пыль воздушным потоком выносится в сепаратор, где за счёт вращения ротора разделяется на мелкие и крупные фракции. Мелкие фракции выносятся к горелкам, а крупные возвращаются на домол в мельницу. Изменение тонины помола осуществляется за счет поворота лопаточного аппарата и изменением частоты вращения динамического сепаратора для обычной и ребенинговой мельницы соответственно.

Более тонкий размол угля требуется для дожигания топлива в условиях внедрения трехступенчатого сжигания (Reburning) для подавления оксидов азота. При этом восстановительная зона в топке организуется не за счет природного газа, а за счет утоненной пыли от ребернинговой мельницы. Именно для получения столь тонкой пыли в мельницах с прямым вдуванием применяется динамический сепаратор, который обладает меньшим аэродинамическим сопротивлением по сравнению со стандартным центробежным сепаратором.

Горелочные устройства с применением пристенного дутья.

Данная схема сжигания с пристенным дутьём отличается от традиционного концентрического сжигания тем, что воздух, обеспечивающий ступенчатость сжигания по горизонтали, подаётся не только через основные горелки, но и через дополнительные сопла. В этом случае происходит затягивание подмешивания воздуха к первичному факелу за счет ступенчатой подачи вторичного воздуха через концентрические каналы горелки и ступенчатости по горизонтали (за счёт направления струй вторичного воздуха к топочным экранам). Эти струи вторичного воздуха защищают топочные экраны от шлакования.

В этом случае часть вторичного воздуха подаётся в топку с отклонением от направления основного воздушного потока и аэросмеси. В результате горение топлива на стадии выхода летучих происходит в среде, несколько обеднённой кислородом, что приводит к значительному снижению образования топливных NO_x. Роста недожога при этом почти не происходит: необходимый для горения воздух просто подмешивается к факелу чуть позже, на стадии воспламенения и горения коксового остатка

Такая схема, при котором часть вторичного воздуха направляется вдоль стен топки, обеспечивает снижение содержания CO и повышение концентрации кислорода вблизи экранов топочной камеры.

Применение плазмотронов

Угольная пыль по сравнению с газом и мазутом требует более высокой температуры воспламенения и более длительного температурного воздействия. поэтому пылеугольные котлы обычно разжигают с помощью природного газа или мазута. Эта технология обеспечивает стабилизацию процессов горения. В мире на эти цели расходуют более 50 млн. т мазута в год. Однако стоимость традиционных видов топлива непрерывно растет.

Однако совместное сжигание угля и обладающего более высокой реакционной способностью мазута ухудшает эколого-экономические показатели котлов: на 10-15% повышается мехнедожог топлива и на 2-5% снижается КПД-брутто, возрастает скорость высокотемпературной коррозии экранных поверхностей, снижается надежность эксплуатации котельного оборудования, на 30-40% увеличивается выход оксидов азота и серы (за счет более высокого содержания серы в мазуте), появляются выбросы канцерогенной пятиокиси ванадия.

Одним из способов стабилизации воспламенения угольной пыли является использование плазмотронов. Кратковременная работа плазмотрона позволяет произвести растопку котла и осуществить достижение всех необходимых растопочных параметров. Под воздействием плазмы частицы угля дробятся на более мелкие компоненты и происходит их интенсивная газификация. Все это повышает реакционные свойства топлива и горение протекает более устойчиво.

По разным оценкам, электрическая мощность, потребляемая плазмотроном, не превышает 2,5% от тепловой мощности пылеугольной горелки и составляет 0,3-0,5% от тепловой мощности котла.

Для растопки могут применяться электродуговые и СВЧ-плазмотроны.

2.1.3 Технологии, применяемые для снижения выбросов твердых частиц

2.1.3.1 Электрофильтр

Наиболее эффективными отечественными золоуловителями на ТЭС являются электрофильтры, которые имеют степень очистки газов от твердых частиц 99 – 99,8% при гидравлическом сопротивлении не более 200 Па.

Принцип работы ЭФ заключается в следующем. Запыленный газ движется в каналах, образованных осадительными электродами, между которыми на определенных расстояниях располагаются коронирующие электроды (рисунок 2.7). Обычно ширина межэлектродного промежутка (расстояние между соседними осадительными электродами) составляет 250 – 500 мм.

К коронирующим электродам подводится высокое напряжение отрицательной полярности, а осадительные электроды заземлены. В зависимости от межэлектродного расстояния и физико-химических свойств золы и дымового газа величина напряжения составляет 30 – 100 кВ. При напряженности электрического поля выше определенного значения *Ек* (так называемого критического значения) происходит ионизация дымовых газов вблизи коронирующих электродов, сопровождающаяся зажиганием коронного разряда.

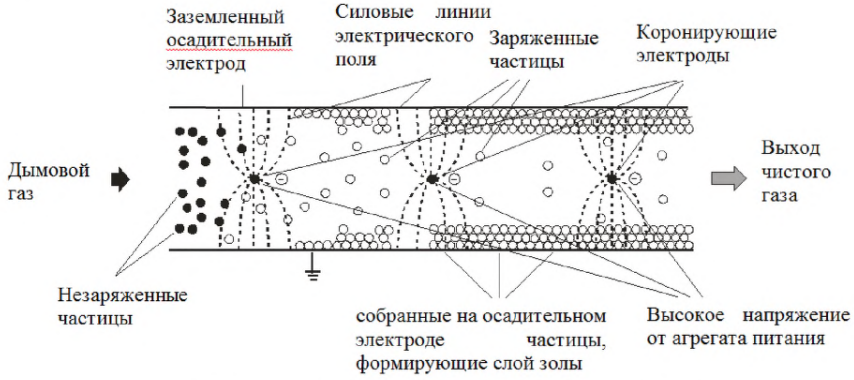


Рисунок 2.7 — Принцип работы электрофильтра

Коронный разряд не распространяется на весь промежуток, а затухает по мере уменьшения напряженности электрического поля в направлении осадительного электрода.

Газовые ионы различной полярности и электроны, образующиеся в зоне коронного разряда, под действием сил электрического поля движутся к разноименным электродам, вследствие чего в межэлектродном пространстве возникает электрический ток, называемый током короны. Твердые частицы, на которых адсорбируются ионы, приобретают электрический заряд и движутся по направлению к электродам под действием сил электрического поля. При этом основная масса частиц заряжается отрицательно, так как положительные ионы, образующиеся вблизи коронирующих электродов, под действием сил электрического поля уходят на эти электроды, не успевая адсорбироваться на поверхности частиц золы. Таким образом, основное

количество частиц золы осаждается на осадительных электродах, а незначительная часть – на коронирующих.

Через определенные промежутки времени с помощью ударного механизма происходит встряхивание электродов. Под действием силы тяжести частицы золы падают в бункер, находящийся под осадительными электродами, из которого зола транспортируется на склад или золоотвал.

При увеличении напряженности электрического поля выше *Ек* ток кроны увеличивается, и эффективность золоулавливания возрастает. Однако при определенном значении *Епр* (пробойная напряженность) происходит дуговой либо искровой пробой межэлектродного промежутка. Таким образом, при очистке дымовых газов в ЭФ необходимо выполнение условия:

$$Екр < E < Епр \quad (1)$$

Применяемые в настоящее время на ТЭС электрофильтры имеют горизонтальную конструкцию, преимущество которой состоит в том, что достижение высокой эффективности обеспечивается несколькими отдельными электрополями, которые можно легко расположить последовательно. Число полей зависит от требуемой общей эффективности. Кроме разбиения ЭФ на электрополя по длине, каждое электрополе часто делят на секции по ширине. Смысл секционирования заключается в следующем:

1. Искрения в ЭФ имеют вероятностный характер. Чем больше поле ЭФ, тем выше вероятность возникновения в нем искрений, потому что большее количество участков с возможными искрениями попадает в поле. Поэтому при увеличении размеров поля ЭФ снижается результирующее напряжение. Это приводит к уменьшению тока короны и снижению эффективности золоулавливания.

2. Электрическая емкость полей больших размеров увеличивается, а, следовательно, возрастает время ее перезарядки, в результате плотность коронного тока и эффективность золоулавливания снижаются.

3. Секционирование позволяет лучше приспособить режим работы каждого индивидуального агрегата питания к любой существенной неравномерности температуры или газового распределения, в отличие от одного агрегата питания, который работал бы при самом неэффективном эксплуатационном режиме.

Вид двухсекционного трехпольного электрофильтра представлен на рисунке 2.8.

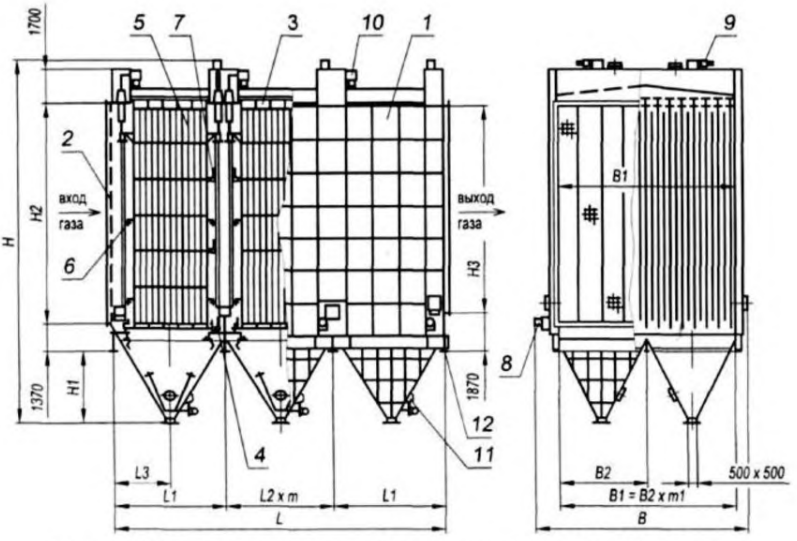


Рисунок 2.8 — Двухсекционный трехпольный электрофильтр

(1 – корпус; 2 – газораспределительная решетка; 3 – осадительный электрод; 4 – механизм встряхивания осадительных электродов; 5 – коронирующий электрод; 6 – рама подвеса коронирующих электродов; 7 – механизм встряхивания коронирующих электродов; 8 – привод встряхивания осадительных электродов; 9 - привод встряхивания коронирующих электродов; 10 – токоподвод; 11 – вибратор; 12 – опора)

Электрофильтры имеют следующие достоинства:

- Возможность получения уловленной золы в сухом виде;
- Низкое гидравлическое сопротивление (не более 0,4 кПа);
- Надежность работы и простота обслуживания;
- Возможность обработки больших объемов дымовых газов (до 1 000 000 нм3/ч);
- Низкие эксплуатационные затраты.

Недостатками электрофильтров являются:

- Невысокая степень улавливания тонких частиц;
- Зависимость эффективности золоулавливания от УЭС золы;
- Возможность снижения эффективности работы при изменении состава угля

2.1.3.2 Скруббер

Мокрый способ очистки газов от твердых частиц находит широкое применение на российских угольных ТЭС.

В зависимости от физико-химических свойств золы и очищаемых газов, от назначения и необходимой степени очистки разработаны различные типы мокрых золоуловителей, отличающихся принципом действия и конструктивным оформлением. Основная часть мокрых золоуловителей представлена наиболее эффективными аппаратами типа МВ УО ОРГРЭС и МВ-ВТИ, использующими принцип инерционного осаждения взвешенных частиц на каплях распыленной воды при обтекании их

запыленным потоком в трубе-коагуляторе Вентури (КВ) в сочетании с каплеуловителем (скруббером) центробежного типа. Установка труб Вентури может осуществляться вертикально или горизонтально в зависимости от типа аппаратов.

На рис.2.9 показан общий вид мокрого золоуловителя МВ-ВТИ. Труба Вентури 5 включает в себя конфузор 1 с углом раскрытия 25-60°, горловину 4 и диффузор 3 с углом раскрытия 6-12°. Запыленный газовый поток поступает в конфузор, где происходит ускорение газов с преобразованием части потенциальной энергии газов в кинетическую. При этом частицы золы приобретают значительные скорости. В зону конфузора или горловины с помощью устройства орошения 2 подается вода, которая эффективно диспергируется скоростным газовым потоком.

В трубе Вентури осуществляется процесс осаждения частиц золы на каплях распыленной орошающей воды. Высокой интенсивности этого процесса способствуют распыл воды на большое число мелких капель и наличие значительной разности скоростей частиц и капель в газовом потоке. В диффузоре обеспечиваются восстановление части статического напора и одновременно улавливание частиц каплями воды. Насыщенный каплями с уловленной ими золой газовый поток поступает в центробежный скруббер (каплеуловитель) 9, в котором, вращаясь, движется к выходному патрубку. Внутренняя поверхность корпуса каплеуловителя непрерывно орошается из сопел 6, установленных по окружности. Струя воды, вытекающая из сопла, направлена в сторону вращения дымовых газов тангенциально к внутренней футерованной поверхности корпуса каплеуловителя и должна смачивать ее без образования брызг. Равномерное распределение воды по отдельным соплам обеспечивается применением распределительного кольца 8 с подводом воды к нему из магистрали.

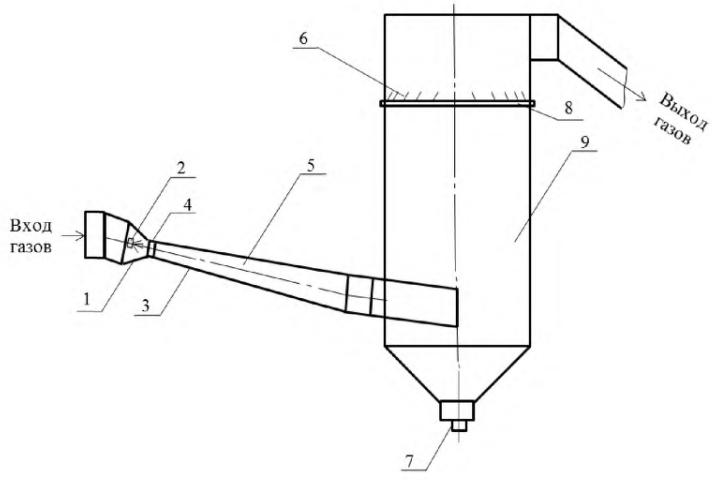


Рисунок 2.9 — Скруббер с трубой Вентури

(1 - конфузор; 2 – устройство орошения; 3 – диффузор; 4 – горловина; 5 - труба Вентури; 6 – оросительное сопло; 7 – гидрозатвор; 8 – распределительное кольцо; 9 – каплеуловитель)

Возникающая при вращении дымовых газов центробежная сила отбрасывает капли воды, образовавшиеся в трубе Вентури с уловленной ими золой, а также частицы золы, не попавшие в капли воды в трубе Вентури, к орошаемой поверхности каплеуловителя. Большинство капель и частиц достигает водяной пленки, образующейся на поверхности корпуса каплеуловителя, и улавливается ею. Вода с частицами золы стекает по стенке корпуса вниз и через гидравлический затвор 7 сбрасывается в канал гидрозолоудаления.

В отличие от других типов золоуловителей, как мокрых, так и сухих, использующих принцип инерционного осаждения частиц, и в которых фракционная степень очистки газов тем больше, чем крупнее размер частиц, капли распыленной в КВ воды наоборот более эффективно улавливают тонкие фракции в характерном для полидисперсной летучей золы диапазоне размеров частиц. В корпусе же скруббера достаточно эффективно улавливаются не только капли воды, но и крупные частицы золы, в результате чего достигаются примерно одинаковые степени очистки газов для различных фракций летучей золы.

Одновременно с улавливанием твердых частиц в мокрых золоуловителях с КВ протекают процессы теплообмена между дымовыми газами и орошающей водой. При этом дымовые газы охлаждаются, а орошающая вода, как в виде капель, так и в виде пленки на стенках КВ и корпуса нагревается и частично испаряется, увеличивая влагосодержание очищенных газов. В мокрых золоуловителях с КВ, устанавливаемых на электростанциях, температура отработавшей воды (пульпы) практически равна температуре мокрого термометра. В зависимости от вида сжигаемого топлива температура пульпы колеблется от 45° С для угля АШ до 68° С для фрезерного торфа.

Мокрые золоуловители с трубами (коагуляторами) Вентури получили широкое распространение на отечественных электростанциях. Основными достоинствами этих аппаратов являются относительно небольшие капитальные и эксплуатационные затраты, возможность при определенных условиях надежной работы на оборотной воде, отсутствие влияния удельного электрического сопротивления (УЭС) золы на эффективность работы, малые габариты. Они применяются на котлах паропроизводительновтью до 670 т/час. Не рекомендуется применять мокрые золоуловители для топлив, содержащих в составе золы более 15% CaO, и при приведенной сернистости топлива выше 0,3 % кг/МДж. Жесткость орошающей воды не должна превышать 15 мг-экв/л.

К недостаткам скрубберов с коагуляторами Вентури можно отнести относительно невысокую эффективность очистки (как правило, не более 97 - 97,5%) и невозможность получения золы в сухом виде.

Кроме того, существенным ограничением области применения указанных аппаратов на ТЭС является возможность образования минеральных отложений на внутренних поверхностях золоуловителей.

2.1.3.3 Циклоны

В качестве инерционных золоуловителей на ТЭС получили применение циклоны, в которых осаждение твердых частиц происходит за счет центробежных сил при вращательном движении потока. Схема циклона представлена на рисунке 2.10 *а).*

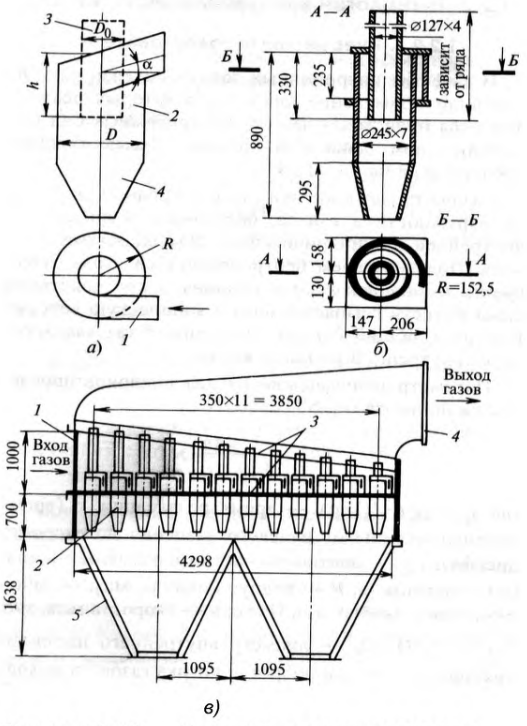


Рисунок 2.10 — Циклонные золоуловители

(а – принципиальная схема циклона, где 1 – входной патрубок для запыленного газа; 2 – корпус циклона; 3 – выходной патрубок очищенного газа; 4 – бункер для золы;
б – элемент батарейного циклона БЦУ;
в – батарейный циклон, где 1 – входной патрубок для запыленного газа; 2 – циклонный элемент; 3 – трубные доски; 4 – выходной патрубок очищенного газа; 5 – бункер для золы)

Газ поступает в циклон тангенциально и движется по окружности в канале, образованном внешней и внутренней цилиндрическими поверхностями циклона. Под действием центробежных сил зола оттесняется к внешней стенке циклона и под действием силы тяжести ссыпается вниз в коническую воронку и далее в общий бункер. Очищенный газ удаляется через внутренний цилиндр вверх.

Эффективность улавливания твердых частиц в циклоне возрастает при увеличении размеров частиц золы, их плотности, скорости газов и уменьшении радиуса циклона.

Для получения более высокой эффективности золоулавливания в настоящее время на ТЭС применяются, как правило, батарейные циклоны (рисунок 2.10 *в*), когда внутри одного корпуса установлено большое число циклонов малого диаметра.

Эффективность улавливания твердых частиц в батарейных циклона не превышает 92 – 93 % поэтому они применяются на котлах малой и средней

паропроизводительности и как предочистка, при высокой запыленности дымовых газов на входе в электрофильтр. Гидравлическое сопротивление батарейных циклонов составляет около 1200 Па.

Достоинствами циклонов являются простота конструкции, относительно невысокая стоимость, надежность работы. Основной их недостаток – низкая эффективность золоулавливания (в особенности, тонких частиц). Поэтому циклоны практически не применяются для очистки дымовых газов ТЭС за рубежом.

2.1.3.4 Эмульгаторы

В настоящее время применяются два основных типа эмульгаторов: батарейные II поколения и кольцевые.

Конструкция современного батарейного эмульгатора II поколения представлена на рис. 2.11.

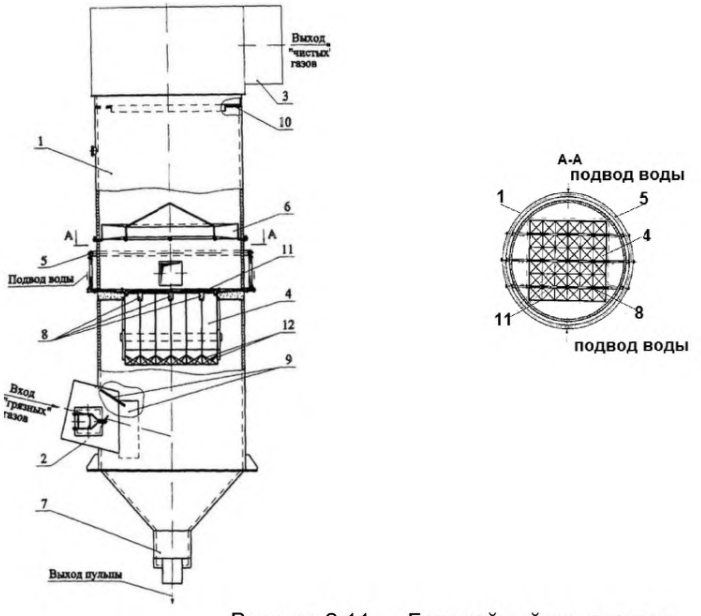


Рисунок 2.11 — Батарейный эмульгатор:

(1 – корпус; 2 – патрубок ввода газов; 3 – патрубок вывода газов; 4 – завихритель; 5 – коллектор узла орошения; 6 – лопастной каплеуловитель; 7 – гидрозатвор; 8 – водораспределительные стаканы; 9 – козырьки патрубка ввода газов; 10 – отбойное кольцо; 11- водораспределительные трубы; 12 – лопасти)

Дымовые газы поступают через патрубок ввода газов 2 в нижнюю часть корпуса 1 и входят в параллельно расположенные орошаемые насадки завихрителя 4, где они интенсивно закручиваются лопастями 12.

Орошающая жидкость в виде воды подается в коллектор 5, откуда она поступает в водораспределительные трубы 11, а из отверстий труб - в водораспределительные стаканы 8, и, далее, через отверстия в стаканах в каждую насадку. При взаимодействии воды с вращающимся газовым потоком происходит образование пенного вращающегося слоя, который накапливается над лопастями. Вращение этого слоя способствует его турбулизации, при этом повышается межфазная контактная поверхность и ее обновляемость. В слое пены с высокоразвитой поверхностью улавливаются мелкие частицы золы, оставшиеся после прохождения газового потока через лопасти насадок завихрителя.

Отработанная жидкость с уловленной золой (пульпа) сливается через лопасти 12 насадок завихрителя 4 в золосмывной аппарат, через который поступает в сборный бункер с гидрозатвором 7.

Дымовые газы после очистки в эмульсионном слое поступают в лопастной каплеуловитель 6, где потерявшие вращательную скорость газы дополнительно закручиваются для сепарации водяных капель из дымовых газов, а оставшиеся на выходе из каплеуловителя несепарированные водяные капли собираются под отбойным кольцом 10 и сливаются через лопасти каплеуловителя для дальнейшего участия в процессе очистки газов.

Успешная реконструкция золоулавливающих установок с монтажом батарейных эмульгаторов II поколения была проведена в 2000÷03 гг. на пяти котлах Серовской и Верхнетагильской ГРЭС. Эффективность новых аппаратов составила 99,5 ÷ 99,6 %. Успешно внедрены батарейные эмульгаторы на котлах №11-15 Усть-Каменогорской ТЭЦ. Эффективность золоулавливания на этих котлах превышает 99,0%.

На Томской ГРЭС-2 на энергоблоке №5 также успешно внедрены батарейные эмульгаторы. Однако эксплуатационная эффективность работы данных аппаратов по результатам испытаний не превышает 98,7%. Недостаточно высокая эффективность эмульгаторов, установленных на Томской ГРЭС-2, объясняется недостатком воды на орошение.

Конструкция кольцевого эмульгатора приведена на рис. 2.12. Запыленные газы через тангенциальный вход поступают в нижнюю часть корпуса 1 под завихритель 2 и через него входят в закрученном виде в верхнюю часть корпуса. По трубе орошения 4 на тарелку завихрителя 2 подается орошающая вода, образуя вращающуюся ванну жидкости. При определенной скорости газа жидкость начинает в виде пленки и струй срываться с тарелки и смешиваться с дымовыми газами, образуя газожидкостную эмульсию, которая со временем накапливается в пристенной зоне корпуса непосредственно над завихрителем. При выходе на стационарный режим возникает противоток газ-жидкость и пульпа с уловленной золой сливается под действием силы тяжести на коническое днище корпуса, откуда через гидрозатвор 8 удаляется в канал ГЗУ. Дымовые газы после промывки в эмульсионном слое, продолжая вращательное движение в объеме над завихрителем, проходят через раскручиватель 3, где дополнительно подкручиваются. За счет этого вращения капли пульпы, образуемые при всхлопывании пузырей на верхней границе эмульсионного слоя и вылетающие из него под действием центробежных сил, сепарируются на стенку скруббера до козырька 5. За счет высокого уровня тепло- и массообмена между жидкостью и газом во вращающемся пенном слое (режим инверсии фаз) с высокой эффективностью улавливаются твёрдые

частицы (зола, пыль). Очищенные от твёрдых частиц и капель, газы удаляются из эмульгатора в выходной газоход 16.

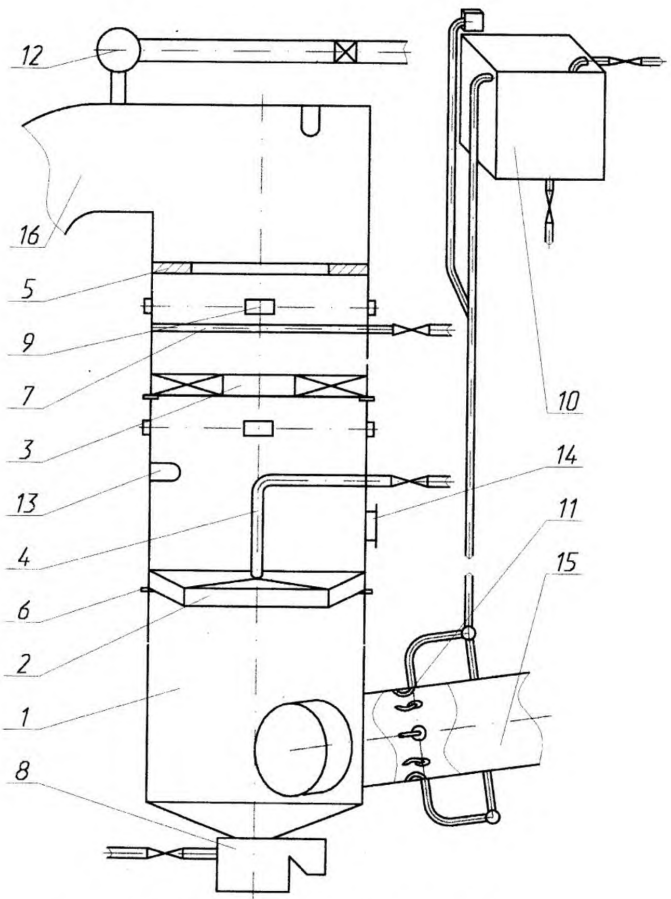


Рисунок 2.12. — Кольцевой эмульгатор

(1- корпус; 2 – завихритель; 3 – раскручиватель; 4 - труба орошения; 5 – козырёк; 6 – кронштейны; 7 - перфорированная труба (для смыва золы с раскручивателя); 8 – гидрозатвор; 9 - смотровые лючки; 10 - напорный бак; 11- смывное устройство (для очистки входного газохода); 12 - труба для подвода горячего воздуха; 13 - светильники для освещения объема корпуса; 14 - ремонтный люк; 15 - входной газоход; 16 - выходной газоход)

Определяющими для данного устройства факторами эффективности очистки газов являются высота и равномерность распределения слоя эмульсии над завихрителем. Повышенное давление во вращающемся пенном (эмульсионном) слое за счет действия центробежных сил обусловливает устойчивое существование только мелких пузырей пены, что многократно увеличивает поверхность контакта фаз и интенсифицирует процессы тепло – массообмена, чему также способствует противоточное движение газа и жидкости. Примерный расход орошающей жидкости составляет 0,2 л/нм^3 газа.

Очищенные газы имеют температуру 40 – 50 ^{0}С и относительную влажность, близкую к 100%, поэтому для исключения образования конденсата на стенках газохода, в дымососе и дымовой трубе и предотвращения коррозии, в газоход между эмульгатором и дымососом подается горячий воздух со второй ступени воздухоподогревателя, который повышает температуру очищенных газов до 70 - 80 ^{0}С.

Примером успешного применения кольцевых эмульгаторов для очистки дымовых газов ТЭС является проведенная в 2005-2009 г. замена мокрых скрубберов Южноуральской ГРЭС на кольцевые эмульгаторы фирмы «КОЧ». В результате эффективность золоулавливания поднялась до 99,5-99,7%.

Достоинствами эмульгаторов являются:

- высокая эффективность очистки дымовых газов (до 99.7 %);
- малые габариты;
- относительно невысокая стоимость (стоимость эмульгатора примерно в 2 раза ниже, чем стоимость ЭФ для одинаковых условий работы и эффективности очистки);
- высокая эффективность улавливания тонких частиц.

К недостаткам эмульгаторов относятся:

- невозможность получения сухой золы;
- чувствительность к изменению режимов работы котла;
- брызгоунос, приводящий к появлению отложений в газоходах и дымовой трубе;
- необходимость подогрева выходящих из эмульгатора дымовых газов;
- невозможность использования эмульгаторов при содержании оксида кальция в золе более 10 %.

2.1.4 Обращение с золошлаками

Основная функция систем золошлакоудаления угольных ТЭС – надежное удаление из котельной установки твердой негорючей части твердого топлива – золошлаков. В зависимости от выбора способа конечного удаления золошлаков в функцию системы может входить отпуск золошлаков внешним потребителям при их наличии и/или хранение невостребованной части золошлаков с учетом требований экологической и промышленной безопасности.

К системам золошдакоудаления предъявляются следующие основные требования:

- надежность удаления золошлаков для обеспечения работы генерирующего оборудования;
- минимальное потребление энергетических ресурсов, воды, земли;
- промышленная и экологическая безопасность, приемлемый уровень рисков аварий и потенциального ущерба, минимальный уровень воздействий на окружающую среду;
- минимальные капитальные и эксплуатационные затраты.

Системы золошлакоудаления могут включать в себя, в зависимости от потребностей конкретных ТЭС, взаимосвязанные технологические участки, выполняющие следующие отдельные функции:

– участок внутреннего шлакоудаления, выполняет отбора шлака от котлов, его измельчение, транспортирование в пределах котельных отделений и передачу в узел внешнего золошлакоудаления или в места временного накопления шлака;

– участок внутреннего золоудаления, выполняет функцию отбора золы от золоуловителей и ее транспортирование в узел внешнего золошлакоудаления или в места временного накопления золы;

– участок временного накопления шлака, который может включать накопители шлака и оборудование для его отгрузки потребителям или в места постоянного хранения;

– участки временного накопления и отгрузки сухой золы потребителям;

– участки внешнего транспорта золы и шлака до мест постоянного хранения или захоронения;

– золошлакохранилища – сооружения для хранения невостребованной части золы и шлаков совместно или по отдельности;

– участки отгрузки золошлаков с золошлакохранилищ.

На каждой конкретной ТЭС состав системы обращения с золошлаками определяется местными условиями, объемами образования и свойствами золошлаков, потребностями в отгрузке золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям.

На российких ТЭС применяются механичесие, гидравлические, пневматические и комбинированные системы золошлакоудаления. Выбор типа системы золошлакоудаления (ЗШУ) определяется:

– технологическими особенностями энергетического производства (вид выводимого шлака из топки котла, способ очистки дымовых газов, расход и свойства золы и шлака, необходимость использования и наличие достаточного количества воды);

– возможностью организации сбыта золошаков или их отдельных фракций для утилизации сторонними организациями;

– климатическими условиями мест для размещения ЗШХ, их удаленностью от промплощадки ТЭС и рельефом местности для транспорта невостребованной части золошлаков на ЗШХ;

– требованиями по надежности и экономичности работы системы ЗШУ.

Наиболее распространенной на российских угольных ТЭС являются системы ЗШУ совместного внешнего удаления золы и шлака с оборотным водоснабжением и отгрузкой ЗШО из карт ЗШХ в автомобильный и/или железнодорожный транспорт, блок-схема которой представлена на рисунке 2.13 [25].



Рисунок 2.13 — Блок-схема традиционной системы ГЗУ ТЭС при совместном транспортировании золы и шлака на ЗШХ и отгрузке ЗШО из карт ЗШХ в автомобильный и ж/д транспорт

На некоторых ТЭС эксплуатируются системы ГЗУ с раздельным удалением, складированием и отгрузкой золы и шлака (рисунок 2.14). В таком случае на оперативном шлакохранилище создаются узлы отгрузки шлака, а также, в случае необходимости, могут размещаться установки по обезвоживанию шлака и насосная станция возврата осветленной воды. Оперативные шлакохранилища могут располагаться как на промплощадке ТЭС, так и за ее пределами.



Рисунок 2.14 — Блок-схема системы ГЗУ с раздельным удалением, складированием и отгрузкой золы и шлака

Чисто пневматические системы ЗШУ на российских ТЭС не применяются.

Пневмогидравлические (комбинированные) системы ЗШУ чаще всего применяются на ТЭС, оснащенных сухими золоуловителями. В 70-х годах XX века преимущественно на блочных ТЭС России было начато сооружение установок по отгрузке сухой золы (УОСЗ) потребителям. Нормами технологического проектирования ВНТП-81 на ТЭС с сухими золоуловителями предусматривается внутристанционное пневмогидравлическое золоудаление: зола из-под золоуловителей собирается пневмосистемами в промежуточный бункер, а из него транспортируется в УОСЗ по пневмозолопроводам (ПЗП) или при отсутствии потребителей сухой золы подается по каналам ГЗУ в насосную станцию, откуда совместно со шлаком в виде пульпы транспортируется на ЗШХ. Потребителям сухая зола может отгружаться непосредственно из промежуточных бункеров и/или со склада сухой золы. При этом на ЗШХ также могут сооружаться узлы отгрузки гидратированных ЗШС потребителям.

Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и ЗШС из ЗШХ представлена на рисунке 2.15 [25].



Рисунок 2.15 — Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и ЗШС из ЗШХ

2.1.3.1 Внутреннее шлакоудаление

В настоящее время на российских угольных ТЭС в пылеугольных энергетических котлах применяются гидравлические системы внутреннего шлакоудаления. При использовании гидравлического шлакоудаления шлак из котла поступает в дробилки, где он измельчается, и дробленый шлак сбрасывается в самотечные каналы с побудительными соплами и в виде шлаковой пульпы подается в багерную насосную станцию. На энергоблоке №1 Березовской ГРЭС применяется полувлажная технология шлакоудаления, в которой для транспортировки шлака используется лотковый скребковый транспортер с водяной ванной. В малых котельных используются механические системы ЗШУ.

2.1.3.2 Внутреннее золоудаление

В качестве установок внутреннего транспорта золы в российской энергетике используются:

- установки гидротранспорта;
- самотечные установки;
- аэрожелоба;
- вакуумные установки;
- низконапорные установки со струйными насосами;
- высоконапорные установки с пневмовинтовыми и пневмокамерными насосами;

– двухступенчатые пневмотранспортные установки.

Установки внутреннего гидротранспорта золошлаков включают золосмывные аппараты (ЗСА, «чайники») под бункерами золоуловителей или промбункерами и каналов с побудительными соплами, которые предназначены для транспортировки золовой пульпы (или совместного золовой и шлаковой пульпы) в приемную емкость багерной насосной станции. Эта технология применяется на российских ТЭС наиболее широко.

Самотечные установки сбора и отгрузки сухой золы применяются для отгрузки сухой золы в транспортные средства непосредственно в зольных помещениях ТЭС из промбункеров под золоуловителями, если это возможно по условиям компоновки золоуловителей. Известен опыт эксплуатации таких установок с отгрузкой в автоцементовозы и/или в железнодорожные хопперы производительностью до 100 тысяч тонн сухой золы в год. Такие установки, как правило, ограничены по максимальной производительности, не могут обеспечить отгрузку сухой золы потребителям в объеме до 100 % от общего выхода, но могут быть частью системы ПЗУ в случае их экономической целесообразности, например, при отсутствии постоянных потребителей золы.

Аэрожелоба, применяемые для подачи золы из бункеров золоуловителей в промбункера, представляют собой устройства для транспортировки сухой золы от бункеров золоуловителей до промежуточных сборных бункеров. Работают достаточно надежно и эффективно при соблюдении следующих ограничений:

длина не более 25 м без узлов пересыпки и наличие уклона;

неприменимы для транспортирования высококальциевых зол из-за быстрого забивания пор аэрирующих элементов мелкофракционными частицами, сопровождающегося цементацией отдельных участков этих элементов в случае наличия влаги в транспортирующем воздухе;

низкая ремонтопригодность и высокие затраты на восстановление аэрожелобов в связи с отсутствием серийного их производства;

очень высокие требования к монтажу и наладке.

Вакуумные установки ПЗУ технологически более сложны и дороги по сравнению с низконапорными установками ПЗУ со струйными насосами, хотя обеспечивают лучшие санитарные условия в зольных помещениях. К их недостаткам можно отнести:

– небольшую предельную дальность транспортирования – не более 300 м;

– необходимость периодических переключений в связи с режимом работы вакуумных насадок по жестко соблюдаемым циклограммам «заполнение-опорожнение бункеров» при практическом отсутствии автоматизации, что влечет за собой неоправданное увеличение численности обслуживающего персонала и снижает надежность работы вакуумных систем ПЗУ в связи с возрастанием роли человеческого фактора;

– небольшое число опорожнямых бункеров золоуловителей или оборудование установки вакуумного пневмотранспорта предвключенной системой для подачи золы от бункеров золоуловителей в приемный бункер вакуумной пневмотранспортной установки;

– большинство вакуумных схем пневмотранспорта золы, в соответствии с рекомендациями Уралэнергочермета, работает с накоплением золы в осадительной

камере и со срывом вакуума для ее разгрузки. Это снижает возможную производительность систем ПЗУ в 2-4 раза. Применяемые для очистки отработанного воздуха осадительные станции не обеспечивают необходимой очистки воздуха, что является причиной интенсификации абразивного износа эжекторов и вакуум-насосов.

Низконапорные установки ПЗУ со струйными насосами (ПСН) применяются для эвакуации золы от бункеров золоуловителей до промбункеров в двухступенчатых схемах внутреннего пневмотранспорта золы. Каждая установка удаляет золу из одного бункера сухого золоуловителя. Это связано с тем, что одна установка со сбором золы от нескольких бункеров работает неустойчиво или с неоправданно большими энергозатратами. Эти установки просты в изготовлении и монтаже, имеют удовлетворительные надежность и межремонтные сроки эксплуатации, просты в ремонте.

Для пневмотранспорта золы от промбункеров до силосных складов используются более производительные низконапорные пневмотранспортные установки с ПСН (при приведенной дальности транспортирования до 400 м и производительности до 20 т золы в час) или высоконапорные пневмотранспортные установки с пневмовинтовыми (ПВН) или пневмокамерными насосами (ПКН).

Высоконапорные установки с ПВН используются для пневмотранспорта золы от промбункеров до силосных складов и от силосных складов до потребителей сухой золы. Максимальная приведенная дальность транспортирования — до 1000 м с производительностью до 40 т золы в час. Основные недостатки:

- отсутствие автоматического регулирования производительности;
- максимальная приведенная дальность транспортирования – до 1000 м;
- повышенные финансовые и временные затраты на восстановление эксплуатационной пригодности ПВН вследствие необходимости выполнения их ремонтов из-за абразивного износа деталей шнекового питателя, уплотнений и смесительной камеры ПВН.

Высоконапорные установки с ПКН применяются для пневмотранспорта золы:

- от бункеров сухих золоуловителей до силосных складов;
- от промбункеров до силосных складов в двухступенчатых схемах внутреннего пневмотранспорта золы;
- от силосных складов до потребителей сухой золы. Максимальная приведенная дальность транспортирования — до 1000 м с производительностью до 100 т золы в час.

Возможная приведенная дальность транспортирования — до 3000 м. В установках с ПКН удельные энергозатраты на пневмотранспорт золы при прочих равных условиях ниже примерно на 25…30 % по сравнению с установками с ПВН. Производительность ПКН практически не снижается из-за абразивного износа в процессе эксплуатации вследствие отсутствия вращающихся или трущихся с большим усилием о золу деталей в отличие от ПВН, производительность которых существенно зависит от изменения геометрических размеров шнека и гильзы питателя в результате абразивного износа.

Двухступенчатые пневмотранспортные установки внутреннего золоудаления.

Комбинация самотечных установок, аэрожелобов или низконапорных пневмотранспортных установок с ПСН или ПКН и высоконапорных установок с ПВН или ПКН в двухступенчатых схемах внутреннего транспорта золы на ТЭС России встречается наиболее часто, так как большинство систем ЗШУ ТЭС с УОСЗ являются пневмогидравлическими, в которых зола из электрофильтров поступает в промбункера и далее она второй ступенью пневмотранспортной установки подается в УОСЗ или в ЗСА установки ГЗУ.

Основные достоинства двухступенчатых пневмотранспортных установок:

– самотечные установки или низконапорные пневмотранспортные установки с ПСН обеспечивают надежную эвакуацию сухой золы из золоуловителей в промбункера по трассе любой конфигурации и нечувствительны к изменению влажности транспортирующего воздуха, что является очень важным при перемещении высококальциевых зол;

– достаточно длительный межремонтный срок эксплуатации самотечных установок и низконапорных пневмотранспортных установок и возможность восстановления их работоспособности без остановки котлоагрегатов в случае отказа отдельных их элементов;

– низкая стоимость в сравнении с высоконапорными самотечными установками, аэрожелобами и низконапорными пневмотранспортными установками с ПСН и ПКН и относительно низкие эксплуатационные затраты;

– обеспечение транспортирования сухой золы от промбункеров до силосных складов на расстояние до 3000 м при применении высоконапорных ПКН;

– оптимальные энергозатраты на пневмотранспорт золы во второй ступени за счет возможности обеспечения работы высоконапорных установок с ПКН в режимах с максимальной золовой загрузкой.

Основной недостаток — необходимость очистки транспортирующего воздуха из промбункеров.

2.1.3.3 Накопление и отгрузка сухой золы

Установки отгрузки сухой золы (УОСЗ) состоят из силосного склада, устройств кондиционирования и отгрузки сухой золы потребителям, устройств подготовки невостребованной части сухой золы к транспортированию на ЗШХ. УОСЗ может включать в себя устройства приема и отгрузки сухого шлака с соответствующими силосами. Для УОСЗ применяется, за редким исключением, стандартное оборудование для хранения и транспортирования сыпучих материалов, широко применяемое в цементной промышленности и производстве других строительных материалов.

2.1.3.4 Внешний транспорт золошлаков

В качестве установок внешнего транспорта золошлаков используются:

- установки гидротранспорта;
- пневмотранспортные установки (вакуумные, низко- и высоконапорные установки с ПСН; высоконапорные установки с ПВН и ПКН);
- автотранспорт;
- конвейерный транспорт.

Установки гидротранспорта. Эти установки предназначены для транспорта невостребованной потребителями части золы и шлаков на ЗШХ в виде золовой и/или шлаковой пульпы (совместно или раздельно) и состоят из приемного приямка пульпы, багерных насосов, золошлакопроводов и выпускных устройств на ЗШХ. Водозоловое отношение в пульпе изменяется в пределах от 10:1 до 100:1. В зависимости от изменения высотных отметок расположения багерных насосов на промплощадке ТЭС и приемных устройств золошлакоотвалов, длины и перепадов высот по трассе трубопроводов, массы транспортируемых золошлаков, принятой схемы сбора золошлаков, технологий подготовки пульпы и других факторов могут быть установлены дополнительно багерные насосные на трассе для гарантированного преодоления гидравлического сопротивления трубопроводов.

Основные недостатки установок внешнего гидротранспорта золошлаков:

- отсутстствие возможности плавного регулирования производительности установок ГЗУ в зависимости от массы транспортируемых золошлаков, имеется возможность только ступенчатого регулирования за счет включения/отключения золошлакопроводов и багерных насосов;
- золошлакопроводы могут быть подвержены абразивному и коррозионному износу;
- при высоком содержании в золошлаках соединений кальция производительность установок ГЗУ может снижаться вследствие образования твердых отложений в золошлакопроводах и трубопроводах возврата осветленной воды.

Вакуумные, низко- и высоконапорные пневмотранспортные установки применяются для отгрузки сухой золы на собственное производство товарной продукции и/или сторонним потребителям. Решение о применении пневмотранспортных установок принимается в зависимости от приведенной дальности транспортирования и требуемой производительности установок с использованием [27] и [28].

Автотранспорт используется когда прокладка гидрозолошлакопроводов невозможна или гидравлическое сопротивление пульпопроводов слишком велико из-за необходимости транспортирования золошлаков на большие расстояния. Вывоз сухой золы, увлажненной до 25 % по массе, осуществляется автосамосвалами на ЗШХ, где послойно укладывается с уплотнением дорожно-строительной техникой или без него. На Абаканской ТЭЦ имеется опыт доставки высококальциевой золы автобетоносмесителями в виде пульпы высокой концентрации с водозольным отношением 0,5-0,8, которая выливалась в подготовленные карты золоотвала. Также применяется технология вывоза автотранспортом обезвоженных золошлаков из осушенной секции ГЗО в новый сухой отвал, на котором они послойно укладываются с

уплотнением дорожно-строительной техникой. Автотранспорт золошлаков широко применяется за рубежом.

Конвейерный транспорт достаточно широко используется на ТЭС в энергетике стран-членов ЕС и других государств мирового сообщества. В России опыт применения таких систем небольшой (Рефтинская ГРЭС), однако в мире успешно применяются автоматизированные установки с трубными ленточными и лотковыми ленточными транспортерами золы от бункеров золоуловителей до места укладки в ЗШХ, в том числе в районах с достаточно суровыми зимами.

2.1.3.5 Золошлакохранилища

ЗШХ предназначены для длительного размещения невостребованной потребителями части золы и шлака. Золошлаки складируют в виде пульпы в поверхностных гидрозолошлакоотвалах (ГЗО) или сухих хранилищах. В качестве ЗШХ могут также использоваться отработанные шахтные и карьерные выработки, овраги. В российской энергетике наибольшее применение нашли поверхностные ГЗО.

Складирование высококальциевой золы в виде пульпы высокой концентрации впервые было осуществлено на Абаканской ТЭЦ. Укладка пульпы производилась автобетоносмесителями. Плотность образующегося зольного камня изменялась от 1400 до 1850 кг/м³, прочность при сжатии — 2,0…4,5 МПа, а коэффициент фильтрации — 10^{-6}…10^{-7} см/сут. Широкого распространения эта технология складирования не получила.

При применении сухих методов внутреннего и внешнего золошлакоудаления возможно складирование золошлаков на сухих золоотвалах. В качестве приемуществ такого метода долговременного хранения золошлаков отмечают возможность более высокой плотности укладки и, соответственно, сокращения площадей ЗШХ; снижение водопотребления на ТЭС, снижение рисков загрязнения грунтовых вод. В то же время применение такой технологии требует применения специального оборудования для увлаждения, укладки, уплотнения ЗШО. Впервые в России был осуществлен проект модернизации системы ЗШУ с внешним конвейерным транспортом золы и сухим золоотвалом на Рефтинской ГРЭС с выходом золы до 6 млн т/год, блок-схема которой представлена на рисунке 2.16.

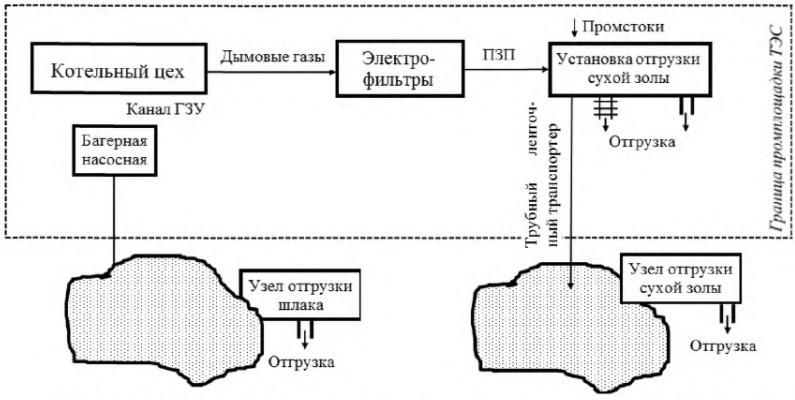


Рисунок 2.16 — Блок-схема системы отгрузки, транспортирования и складирования невостребованной части сухой золы на сухом золохранилище и шлака на гидрошлакоотвале Рефтинской ГРЭС.

2.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду

2.2.1 Отчетные данные по выбросам загрязняющих веществ по отрасли за 2015 год на ТЭС, сжигающих твердое топливо

Выбросы загрязняющих веществ в 2015 г. на ТЭС отрасли, сжигающих, в качестве основного, твердое топливо, представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 — Выбросы загрязняющих веществ в 2015 г. на ТЭС отрасли, сжигающих в качестве основного, твердое топливо, т.

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO_2)	оксид углерода
Рефтинская ГРЭС	281387	73087	141053	66571	676
Новочеркасская ГРЭС	71993	26334	31013	14079	567
Омская ТЭЦ-5	59483	11477	33581	13968	458
Приморская ГРЭС	58697	19982	30143	6679	1892
Иркутская ТЭЦ-10	57678	8005	41657	7995	21
Ново-Иркутская ТЭЦ	56349	5502	41869	8913	65
Иркутская ТЭЦ-9	50794	7545	37498	5740	11
Назаровская ГРЭС	48644	12943	22743	11810	1148
Череповецкая ГРЭС	48308	13778	30659	3785	86
Гусиноозерская ГРЭС	46522	7422	30849	7796	454
Красноярская ГРЭС-2	46013	18922	20442	5919	730
Беловская ГРЭС	41780	10895	15920	14962	3
Троицкая ГРЭС	41538	7295	14706	4932	14605

Продолжение таблицы 2.2

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO_2)	оксид углерода
Западно-Сибирская ТЭЦ	38778	19565	10709	7961	544
Благовещенская ТЭЦ	38637	12478	8494	7309	10356
Новосибирская ТЭЦ-5	36468	5862	15074	14824	708
Черепетская ГРЭС	35961	14567	12336	8722	336
Томь-Усинская ГРЭС	35463	11428	13568	10240	228
Омская ТЭЦ-4	34836	15667	12964	5598	607
Каширская ГРЭС-4	33516	13753	4457	15245	62
Воркутинская ТЭЦ-2	30111	9328	18484	2216	83
Северодвинская ТЭЦ-1	29225	7164	18460	3513	88
Верхнетагильская ГРЭС	28309	10782	8825	8201	501
Рязанская ГРЭС	27253	6679	13636	5627	1310
Серовская ГРЭС	27224	13418	9833	3260	713
Артемовская ТЭЦ	25692	14193	6632	4569	299
Аргаяшская ТЭЦ	24924	12713	8334	3223	654
ТЭЦ-22	24834	1227	6467	17123	17
Южноуральская ГРЭС	24600	1830	18136	2855	1778
Березовская ГРЭС-1	24187	1822	8565	12893	907
Ново-Зиминская ТЭЦ	23533	2495	18816	2194	28
Бийская ТЭЦ-1	23311	2785	9175	3587	7763
Иркутская ТЭЦ-11	21869	4112	15055	2691	11
Читинская ТЭЦ-1	21233	7122	9454	3736	920
Барнаульская ТЭЦ-3	20767	897	10027	9372	471
Усть-Илимская ТЭЦ	20048	9109	7008	3915	17
Харанорская ГРЭС	19037	4349	10948	3620	120
Хабаровская ТЭЦ-3	19012	5354	3939	8281	1439
Иркутская ТЭЦ-1	18573	4344	11940	2286	4
Новосибирская ТЭЦ-3	18309	1196	11075	5751	287
Барнаульская ТЭЦ-2	17616	7626	5571	1960	2459
Южно-Кузбасская ГРЭС	17329	4496	6835	4214	1784
Нерюнгринская ГРЭС	16453	6803	3376	6231	43
Красноярская ТЭЦ-1	16305	6139	5682	3501	984
Воркутинская ТЭЦ-1	15971	7339	7562	1005	66
Иркутская ТЭЦ-6	15863	5939	5240	4656	29
Челябинская ТЭЦ-2	15520	4762	6950	2946	862
Кумертауская ТЭЦ	14721	10465	3445	666	146
Красноярская ТЭЦ-2	14368	1165	8261	4621	321
Красноярская ТЭЦ-3	12808	3568	5060	1997	2183
Партизанская ГРЭС	12602	7765	2288	2449	100
Кировская ТЭЦ-5	12531	4579	3205	4154	592
Ново-Кемеровская ТЭЦ	12382	3238	5127	3983	35
Хабаровская ТЭЦ-1	11626	4205	2964	3689	769
Апатитская ТЭЦ	10850	4108	3755	2948	39
Кемеровская ГРЭС	10622	2313	4583	3595	131

Окончание таблицы 2.2

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO_2)	оксид углерода
Абаканская ТЭЦ	9744	766	5299	3472	208
Ижевская ТЭЦ-2	8920	1211	781	6690	239
Новосибирская ТЭЦ-4	8108	1586	2548	3761	213
Новосибирская ТЭЦ-2	7999	2132	2150	3543	174
Райчихинская ГРЭС	7990	2819	2478	2379	314
Интинская ТЭЦ	7826	5302	2071	321	132
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	7644	1672	3296	2394	283
Комсомольская ТЭЦ-2	7400	3569	1239	2360	231
Кузнецкая ТЭЦ	6842	1357	3307	2063	115
Улан-Удэнская ТЭЦ-2	5976	4381	1021	534	41
Томская ГРЭС-2	5926	1263	1641	2972	50
Кировская ТЭЦ-4	5874	1484	2191	2000	200
Иркутская ТЭЦ-5	5869	1406	3420	979	64
Богословская ТЭЦ	5457	585	245	4477	149
Владивостокская ТЭЦ-2	5226	2171	1203	1713	139
Барабинская ТЭЦ	5175	3894	508	729	44
Амурская ТЭЦ-1	4691	2252	1026	1089	324
Магаданская ТЭЦ	4419	2024	1859	530	5
Иркутская ТЭЦ-7 (ТЭЦ ТиихТС ТЭЦ-6)	3515	679	1895	895	46
Канская ТЭЦ	3417	1603	1164	456	193
Нижнетуринская ГРЭС	3043	649	591	1443	360
Минусинская ТЭЦ	2873	276	1393	1165	38
Бировиджанская ТЭЦ	2858	1162	1091	497	109
Майская ГРЭС	2715	1112	645	320	639
Чульманская ТЭЦ	2551	1569	432	506	45
Иркутская ТЭЦ-12	2532	834	1192	447	58
Кызылская ТЭЦ	2469	1078	984	196	212
Ивановская ТЭЦ-3	2401	95	52	2250	4
Красногорская ТЭЦ	2368	202	243	1847	77
Кемеровская ТЭЦ	2169	614	1109	414	32
Иркутская ТЭЦ-16	2120	842	902	364	12
Ивановская ТЭЦ-2	2041	446	375	1193	26
Челябинская ТЭЦ-1	1622	0	0	1403	219
Приаргунская ТЭЦ [ЮВЭ]	1273	1196	27	15	36
Новгородская ТЭЦ	1258	1	0	818	439
Шерловогорская ТЭЦ	943	837	33	59	14
Тимлюйская ТЭЦ	769	352	192	33	192
Алексинская ТЭЦ	621	3	2	426	189
Аркагалинская ГРЭС	498	264	175	54	5
Читинская ТЭЦ-2	308	45	73	113	77
Губкинская ТЭЦ	100	0	0	94	5

2.2.2 Технологические показатели котельных установок по удельным выбросам ЗВ в атмосферу при сжигании твердого топлива

В данном разделе описана методология определения технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу НДТ сжигания топлива в целях производства энергии на КТЭУ. Определение технологических показателей НДТ проводилось в три этапа:

– обработка и анализ данных анкетирования энергокомпаний, определение значимости связей различных параметров со значениями технологических показателей выбросов, классификация КТЭУ;

– определение диапазонов достоверных фактических значений технологических показателей выбросов ЗВ при сжигании топлива для различных групп КТЭУ;

– определение предельного значения технологического показателя выбросов ЗВ, соответствующего НДТ.

На первом этапе была сформирована сводная база данных технических и экологических характеристик КТЭУ и примененных на них технологий сжигания и снижения выбросов ЗВ, характеристик сжигаемого топлива. Далее была проведена оценка достоверности данных и исключены неполные и очевидно недостоверные записи.

Полученные данные были классифицированы по группам с близкими значениями технологических показателей выбросов. В основу классификации были положены две наиболее существенные характеристики КТЭУ: дата ввода в эксплуатацию и тепловая производительность (мощность).

Для котельных установок сжигающих твердое топливо основными выбросами загрязняющих веществ являются оксиды азота (NO_x), двуокись серы (SO_2) и зола.

Обработка анкетных данных показала следующее:

– максимальное значение концентраций оксидов углерода в дымовых газах котельных установок России сжигающих твердое топливо не превышает 250 мг/м^3. Основная масса котельных установок работает с выбросами CO ниже 50 мг/м^3;

– режимные мероприятия, не требующие реконструкции котельной установки: упрощенное ступенчатое сжигание, нестехиометрическое сжигание и работа с минимальными избытками воздуха, допустимыми по условиям разрешенной концентрации CO – внедрены на 30-40 % пылеугольных котлов;

– количество пылеугольных котлов на которых выполнены требования по снижению эмиссии NO_x за счет реконструкции топочной камеры составляет примерно 20 – 25%;

– все новые котлы, выпущенные отечественными заводами после 2001 г., имеют конструктивные особенности, рассчитанные на снижение выбросов NO_x;

– общее количество пылеугольных котлов, на которых внедрены технологии подавления NO_x (с учетом и режимных и конструктивных мероприятий) составляет свыше 250 котлов;

– на ТЭС России установлено 189 электрофильтров (19,4% от общего числа установленных), 5 рукавных фильтров (0,5%), 519 мокрых инерционных (53,4%), 222 сухих инерционных (22,8%), 38 комбинированных (3,9%).

– фактические данные показали существенную зависимость выбросов от даты ввода КТЭУ в эксплуатацию (или даты утверждения проектов строительства), что, очевидно, отражает поэтапное введение государственного экологического нормирования и ужесточение требований по выбросам КТЭУ. Исходя из этого были выделены три группы КТЭУ: введенные до 1982 года, введенные с 1982 по 2001 год, введенные после 2001 года по настоящее время;

– в связи с отсутствием на российских КТЭУ сероочистных установок выбросы серы существенно зависят от приведенного содержания серы в топливе;

– признано целесообразным разделить КТЭУ на втором уровне классификации по их тепловой мощности. Во-первых, это соответствует российскому и мировому опыту экологического нормирования КТЭУ, оно применяется и в международных документах и договорах. Это обеспечит преемственность с действующими документами по данной тематике, а также возможность сравнения требований к КТЭУ, предъявляемых различными документами. Во-вторых, имеется экономическая и экологическая целесообразность предъявления различных требований к КТЭУ разной мощности. Чем более мощной является КТЭУ, тем выше риски ее значимого воздействия на состояние окружающей среды и тем более строгими должны быть ограничения такого влияния. Кроме того, применение некоторых дорогих технологий ограничения выбросов может быть экономически нецелесообразно на относительно небольших КТЭУ.

На втором этапе для каждой группы КТЭУ (по срокам ввода в эксплуатацию и тепловой мощности) были получены диапазоны фактических значений выбросов (таблица 2.3).

Таблица 2.3 — Диапазон фактических значений технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу КТЭУ при сжигании твердого топлива

Тепловая мощность котлов, МВт	Массовая концентрация твердых частиц в дымовых газах при O_2 = 6 %, мг/нм^{3*}	Массовая концентрация SO_x в дымовых газах при O_2 = 6 %, мг/нм^{3*}	Массовая концентрация NO_x в дымовых газах при O_2 = 6 %, мг/нм^{3*}
Котельные установки, введенные по проектам, утвержденным по 31.12.1981			
50-100	1500-2000	2000-5800	1500-2500
более 100 до 300	1400-2000	2000-5800	1450-2000
более 300	1300-2000	2000-5800	1450-2000
Котельные установки, спроектированные после 01.01.1982 и введенные по 31.12.2000			
50-100	600-1300	2000-4000	1000-1500
более 100 до 300	400-1300	2000-4000	800-1500
более 300	300-1400	2000-4000	700-1500
Котельные установки, введенные с 01.01.2001			
50-100	250-450	1200-1400	300-640
более 100 до 300	200-400	950-1400	300-640
более 300	150-350	700-1200	300-570
Примечание: * При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа).			

На третьем этапе для каждой группы КТЭУ разработаны значения технологических показателей НДТ на основании следующих соображений:

1) Для КТЭУ в составе энергообъектов I категории, введенных по проектам, утвержденным по 31.12.1981, предельные значения технологических показателей НДТ по выбросам твердых частиц и оксидов азота устанавливаются равными верхним значениям диапазона фактических показателей удельных выбросов. Анализ данных анкетирования показал, что эти значения не превышают 90% КТЭУ данной группы (по мощности).

Введение более строгих ограничений для КТЭУ данной группы нецелесообразно по следующим соображениям:

– имеются технические ограничения (отсутствие площади) для применения на этих КТЭУ новых средств ограничения выбросов,

– эти КТЭУ в обозримом будущем будут выведены из эксплуатации или реконструированы в связи с относительно низкими показателями энергоэффективности, надежности, промышленной безопасности или экономической рентабельности.

2) Для котельных установок, спроектированных после 01.01.1982 и введенных по 31.12.2000, а также КТЭУ, введенных с 01.01.2001, предельные значения технологических показателей НДТ выбросов твердых частиц и оксидов азота устанавливаются равными удельным выбросам, которые возможно получить с применением существующих в отрасли технологий.

3) В связи с тем, что единственной наилучшей доступной мерой ограничения выбросов SO_2 признано применение топлива с низким содержанием серы, предельные значения технологических показателей по выбросам SO_2 принимаются равными фактическим значениям удельных выбросов SO_2, полученным в результате анкетирования.

4) Предельные значения выбросов CO должны устанавливаться с учетом того, что применение практически всех технологических методов подавления образования оксидов азота сопровождается ростом выбросов CO. В связи с тем, что НТД снижения выбросов оксидов азота является применение именно технологических методов, предельные значения выбросов CO должны устанавливаться с учетом применения этих методов. Рекомендовано значение 400 мг/нм^3 для всех типов КТЭУ.

Предельные значения технологических показателей НДТ, определенные в соответствии с описанной методологией, представлены в Приложении Г.

2.3 Определение НДТ при сжигании твердого топлива

2.3.1 Определение НДТ разгрузки, хранения и предварительной подготовки твердого топлива

Технологии, подлежащие рассмотрению при определении НДТ для разгрузки, хранения твердого топлива, представлены в таблице 2.4

Технологии, подлежащие рассмотрению при определении НДТ для предварительной подготовки твердого топлива, представлены в таблице 2.5

Таблица 2.4—Технологии разгрузки и хранения твердого топлива, подлежащие рассмотрению

Технологии	Цель применения технологии	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Разгрузка топлива в закрытых помещениях с системой аспирации.	Предотвращение образования и распространения пыли. Эффективность очистки воздуха 70-90%	Возможно	Возможно	Да	Нет	Здания, оборудования для разгрузки авто- или ж/д транспорта с системой аспирации и газоочистки	-
Использование механических способов рыхления угля в полувагонах, индукционного и радиационного способа разогрева полувагонов в тепляках	Снижение организованных выбросов за счет уменьшения расхода пара и снижения энергопотребления	Возможно	Возможно	Да	Нет	Системы индукционного оборудования. Электрические панели	Требуются только металлические вагоны
Выбор места размещения открытых складов твердого топлива в защищенном от ветра месте	Предотвращение образования и распространения пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	-	-
Размещение конвейеров топливоподачи и узлов пересыпки в крытых галереях и закрытых помещениях с пылеулавливающим оборудованием	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Закрытые галереи топливоподачи с системами аспирации и пылеулавливающим оборудованием	-

Продолжение таблицы 2.4

Технологии	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Гидроуборка помещений топливоподачи	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Загрязнение воды	Насосы, системы трубопроводов с арматурой, канализационные сети, очистные сооружения	При наличии ГЗУ возможно использование осветленной воды ГЗУ с последующим ее сбросом в каналы ГЗУ. При отсутствии ГЗУ использование воды из оборотной системы водоснабжения с последующей ее очисткой в отстойнике.
Пневмовакуумная централизованная система уборки помещений топливоподачи с помощью аспирационных установок	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Компрессоры, сеть пневмопроводов, пылеулавливающее оборудование	Необходима очистка воздуха
Гидроизоляция основания угольного склада, устройство дренажной системы для сбора стока	Предотвращение загрязнения почвы и грунтовых вод	Возможно	Возможно	Да	Нет	Гидроизолирующие покрытия различных конструкций	Собранная дренажная вода может быть сброшена в ГЗУ

Продолжение таблицы 2.4

Технологии	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Поверхностная герметизация штабелей твердого топлива мелким углем, глиной, битумом и композициями на их основе	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Катки	Для складов длительного хранения
Использование высотных ограждений (заборов) препятствующих выветриванию и распространению угольной пыли	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Нет	Нет	Специализированные ветрозащитные сооружения: стены, ограждения, древесные посадки	-
Использование подпорных стенок препятствующих растеканию уголя за приделы проектной площадки	Предотвращение загрязнения почвы и грунтовых вод	Возможно	Возможно	Да	Нет	Подпорная стенка	-
Использование погрузочно-разгрузочного оборудования, которое минимизирует высоту падения топлива для снижения пыления	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Краны-перегружатели, роторные разгрузчики-погрузчики, пути их передвижения	-
Создание уплотненного слоя на поверхности штабеля	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Катки	-

Продолжение таблицы 2.4

Технологии	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышлен-ное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Использование увлажнения поверхности штабелей	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Загрязнение воды	Брызгальные устройства	Затраты на распыление воды
закрытые склады (технология «крацер кран»	Устранение выбросов пыли	Возможно	Невозможно	Достаточный	Нет	Скребковый разгрузчик	Высокие затраты на строительство
Применение стакеров, укладчиков	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Достаточный	Нет	Штабелеукладчик	Возможно использование в составе комплекса и индивидуально в порту и на обычном складе
Применение телескопических рукавов	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Телескопические рукава	Низкая производительность
Применение технологий пылеподавления, основанных на применении пены, распыленной воды, реагентов, препятствующих пылению	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Загрязнение дренажных вод	Специальное оборудование	Появляется необходимость в утилизации отработанных (загрязненных) потоков вод
Использование ограждений и устройств для пылеподавления или пылеулавливания на узлах пересыпки.	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Снежение потерь толива	Дополнительноые сооружения	-

Окончание таблицы 2.4

Технологии	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышлен-ное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Устройство дренажной системы для сбора поверхностного стока с территории угольных складов с организацией повторного использования собранного фильтрата.	Уменьшение неорганизованных сбросов	Возможно	Возможно	Да	Снижение водопотребления	Дополнительноые сооружения	-
Оснащение мест хранения угля системами непрерывного обнаружения очагов возгорания и нагрева или организация периодического, не реже 1 раза в сутки, тепловизионного обследования складов.	Снижение выбросов продуктов горения	Возможно	Возможно	Да	Обеспечение безопасности Снижение потерь толива	Специальное оборудование	-

Таблица 2.5 — Технологии предварительной подготовки твердого топлива, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Примечания
		Новые установки	Существующие установки			
Замена топлива	Лучшие экологические характеристики топлива (меньшее содержание серы, золы), снижение количества загрязняющих примесей	Не практикуется	Зависит от конструктивных характеристик конкретной котельной установки	Да	Снижение выбросов загрязняющих примесей, снижение твердых отходов, подлежащих утилизации	Возможность замены топлива может быть ограничена техническими возможностями основного и вспомогательного оборудования, и экономическими и местными условиями
Обогащение топлива	Наилучшая практика	Возможно	-	Да	Устойчивый режим работы. Повышение КПД.	Цена топлива выше
Усреднение и смешивание углей	Предотвращение максимальных выбросов	Возможно	Возможно	Да	Устойчивый режим работы	Для качественного уреднения топлива на электростанциях необходимо проведение модернизации с применением усреднительных комплексов
Предварительная подсушка топлива	Повышение КПД	Возможно	Возможно	Да	Повышение КПД	-
Организация входного контроля качества поставляемого угля	Предотвращение максимальных выбросов	Возможно	Возможно	Да	Устойчивый режим работы с расчетным КПД	Позволяет предотвратить сжигание угля, не соответствующего требованиям применяемого оборудования

2.3.2 Определение НДТ снижения выбросов твердых частиц при сжигании твердого топлива

Таблица 2.6 — Технологии снижения выбросов твердых частиц при сжигании углей, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Электро-фильтр (ЭФ)	98-99,9	Возможно	Возможно	Да	Нет
Рукавный фильтр (РФ)	≥99,99	Возможно	Возможно	Небольшой	Увеличение затрат на собственные нужды за счет увеличения сопротивления газового тракта и затрат на замену рукавов. Тканевые фильтры преимущественно используют для удаления твердых частиц размером до 2,5 мкм и опасных веществ в виде твердых частиц, например, металлов (за исключением ртути), а также за установками сухой и полусухой сероочистки.
Батарейные циклоны	85-92	Возможно	Возможно	Да	Ограниченное улавливание тонкодисперсных фракций Циклоны могут использоваться как пылеуловители для предварительной очистки дымовых газов
Скруббер с трубой Вентури	95-97	Возможно	Возможно	Да	Дополнительный эффект снижения выбросов SO_2 до10-12 % Не рекомендуется для углей с содержанием CaO больше 15 % и приведенной сернистости 0,3 %× кг/МДж. Жесткость оросительной воды должна быть менее 15 мг-экв/л.
Эмульгатор	96-98	Возможно	Возможно	Да	Дополнительный эффект снижения ЗВ SO_2 до 18-22 % Не рекомендуется для углей с содержанием CaO больше 15 % и приведенной сернистости 0,3 %× кг/МДж. Жесткость оросительной воды должна быть менее 15 мг-экв/л.

2.3.3 Определение НДТ снижения выбросов оксидов азота NOx при сжигании твердого топлива

Таблица 2.7—Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании твердого топлива, подлежащие рассмотрению

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуата-ционный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Нестехио-метрическое сжигание	20 – 35	Возможно	Возможно	Да	Увеличение содержания CO Предпочтительно для котлов с двумя или большим количеством ярусов горелок
Рециркуляция дымовых газов	20 – 35	Возможно	Возможно	Да	Стабильность факела Рост температуры промперегрева на барабанных котлах
Малотоксичная горелка*	30 – 50	Возможно	Возможно	Да	Стабильность факела и полнота сгорания топлива q_4 Для ступенчатого ввода воздуха или топлива в отдельной горелке требуется определенное расстояние до противоположного экрана
Двух-ступенчатое сжигание	20 – 45	Возможно	Возможно	Да	Повышение содержания горючих в уносе, коррозия НРЧ При сжигании высокосернистого угля (особенно в котлах СКД), если нет пристенного дутья, появляется опасность высокотемпературной коррозии топочных экранов
Трех-ступенчатое сжигание	30 – 60	Возможно	Возможно	Да	Возможно появление CO при плохом перемешивании третичного воздуха с продуктами неполного сгорания и рост горючих в уносе (в случае использования пыли грубого помола)
Концентрическое сжигание	20 – 50	Возможно	Возможно	Да	Появление CO и рост горючих в уносе Одновременно снижается шлакование и коррозия топочных экранов Предпочтительно для углей с высоким выходом летучих При реконструкции тангенциальных топок можно ограничиться заменой горелок.

Продолжение таблицы 2.7

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуата-ционный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Перевод топки котла с ЖШУ на ТШУ	50 – 75	Возможно	Возможно	Да	Снижение паропроизводительности котла, концентрации оксидов серы Предпочтительно для бурых и каменных углей с высоким выходом летучих
СНКВ	30 – 70	Возможно	Возможно	Ограни-ченный	Возможен проскок NH_3 (до 20 мг/м^3) Предпочтителен для котельных установок мощностью до 330 МВт, когда возможности ПМ исчерпаны
Сжигание пыли высокой концентрации	10	Возможно	Возможно	Да	Появление CO и рост горючих в уносе Одновременно снижается ремонтные и эксплуатационные затраты системы топливоподачи Применимо только для пылесистем с промбункером
Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов	10	Возможно	Возможно	Ограни-ченный	Усложнение и удорожание схемы пылеприготовления, топливоподачи. Повышение эксплуатационных издержек
Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы	10	Возможно	Возможно	Ограни-ченный	Усложнение и удорожание схемы пылеприготовления, топливоподачи. Повышение эксплкатационных издержек

Окончание таблицы 2.7

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуата-ционный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Горелочные устройства с применением пристенного дутья	10	Возможно	Возможно	Ограни-ченный	Повышение температуры на выходе из топки
Плазмотроны	10	Возможно	Возможно	Ограни-ченный	Низкий ресурс использования

Примечание:

***Определение малотоксичной горелки**

Оксиды азота при сжигании твердого топлива в основном состоят из «топливных» оксидов азота, которые формируются из азота, содержащегося в топливе. «Топливные» оксиды азота плохо поддаются снижению. «Термические» оксиды азота возможно регулировать как за счет конструкции горелки «внутрифакельного» подавления оксидов азота так и за счет первичных методов в топке.

Горелочное устройство котла является элементом газовоздушного тракта, частью топки котла. Горелочное устройство разрабатывается индивидуально для каждого конкретного случая в зависимости от вида топлива, системы пылеприготовления, пылеподачи и конструкции топки.

При всем многообразии конструкций малотоксичных горелок, в них реализуется концепция «внутрифакельного» снижения выбросов NO_x и использованы по существу одни и те же приемы:

– стабилизация воспламенения пылеугольного факела путем установки стабилизатора в виде различных элементов на выходе из канала пылевзвеси;

– увеличение времени пребывания топлива в зоне высокотемпературных рециркулирующих топочных газов;

– растягивание подмешивания воздуха к первичному факелу за счет ступенчатой подачи вторичного воздуха через концентрические каналы горелки и др.

Исходя из вышеперечисленного предлагается низкоэмиссионными горелочными устройствами для твердого топлива считать устройства, которые в своем базовом режиме работы (без применения остальных первичных методов подавления оксидов азота) могут обеспечить концентрации выбросов оксидов азота менее 50% от азота топлива. Например при содержании в кузнецком угле марки Д 1,4 % азота, низкоэмиссионными горелками можно считать горелки обеспечивающие выбросы оксидов азота в базовом режиме менее 600 мг/м^3, применение дополнительных первичных методов таблицы 2.7. могут обеспечить снижение выбросов оксидов азота до 250 мг/м^3.

2.3.4 Определение НДТ снижения выбросов SO_x при сжигании твердого топлива

Таблица 2.8 — Технологии снижения выбросов SO_x при сжигании углей, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Применение топлива с низким содержанием серы	Эффективное снижение выбросов SO_x	Возможно	Возможно	Да	Возможно повышение выбросов пыли и NO_x
Мокрая известковая или известняковая сероочистка	94 – 96	Ограничено	Ограничено	Нет	Обеспечивает дополнительное снижение выбросов мелких твердых частиц. Повышаются выбросы CO_2, и сбросы сточных вод. Из-за высокой стоимости процесса мокрой очистки, технология подходит только для крупных энергетических установок.
Аммиачно-сульфатная технология сероочистки	99	Возможно	Возможно	Нет	Получение товарного продукта – сульфата аммония. Дополнительная очистка дымовых газов от золы на 10-15%. Технология окупается за счет продажи товарного продукта, при наличии рынка сбыта

Окончание таблицы 2.8

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Упрощенная мокро – сухая очистка	50 – 60	Возможно	Возможно	Нет	Остатки, подлежащие захоронению. Снижение общего КПД котельной установки Применима только при использовании в качестве золоуловителя электрофильтра или рукавного фильтра. Более глубокая сероочистка ограничена температурой газов, которая должна быть выше водяной точки росы на 25…30 °С. Побочный продукт мокро-сухой сероочистки (сульфидно-сульфатная смесь) может быть использован при производстве цемента, гипсокартонных изделий, минеральных удобрений, в технологиях грануляции золошлаков и др.
Использование скруббера Вентури по двойному щелочному способу	50	Возможно	Возможно	Нет	Применима при низкой концентрации твердых частиц в дымовых газах

2.3.5 Определение НДТ обращения с золошлаками

В соответствии с государственной природоохранной политикой, российским и мировым опытом наилучшим методом удаления золошлаков на угольных ТЭС является их утилизация (полезное применение для производства продукции, выполнения работ, оказания услуг). В настоящее время разработано и практически применяется значительное количество методов и технологий утилизации золошлаков, представляющих собой, главным образом, замену природного сырья и материалов.

В качестве наиболее массовых применений золошлаков можно отметить:

- ликвидация горных выработок и рекультивация нарушенных земель;
- ландшафтное строительство, общестроительные работы, устройство насыпей, обратная засыпка траншей и т.п.;
- производство цемента;
- производство бетонных изделий и смесей, причем как облегченных бетонных изделий (газопенобетон, ячеистый бетон), так и тяжелых бетонов, применяемых при строительстве особо ответственных и сложных сооружений – тоннелей, плотин, аэродромных сооружений, автодорог и т.д.;
- производство кирпича;
- улучшение качества почв;
- фильтрующий материал для очистки сточных вод;
- изолирующий материал на полигонах ТКО и других отходов;
- применение в дорожном строительстве для устройства дорожных оснований и одежд.

Кроме того, отдельные фракции золошлаков могут применяться для следующих целей:

- микросферы – для производства красок и высококачественных теплоизоляционных материалов;
- магнитная фракция – в металлургии;
- алюмосиликатная фракция – в алюминиевой промышленности в качестве сырья и т.д.

В большинстве случаев технологии утилизации золошлаков и требования к золошлакам для применения данных технологий описаны в нормативно-технической документации (ГОСТах, ТУ,строительных правилах и т.п.). Необходимо отметить, что каждая из перечисленных технологий утилизации золошлаков предъявляет свои специфические требования к их физико-механическим свойствам и/или химическому составу. В связи с этим невозможно говорить о некоторых общих требованиях к золошлакам, как объекту утилизации.

В то же время, несмотря на столь широкую область возможных полезных применений золошлаков, практическая возможность и целесообразность мероприятий, направленных на утилизацию золошлаков конкретных ТЭС для конкретных целей определяется рядом факторов:

– составом и свойствами золошлаков, в том числе зависящими от применяемой технологии сжигания и их соответствие требованиям потенциальных потребителей;

– доступностью и стоимостью природных материалов, которые могут быть заменены золошлаками;

– наличием надежных потенциальных потребителей золошлаков, экономически заинтересованных в потреблении золошлаков. Экономическая заинтересованность потребителей зависит от соотношения цен на золошлаки и затрат на их транспортировку и материалы, замещаемые золошлаками;

– экономической целесообразностью для ТЭС применения технологий обработки золошлаков (грануляции, сепарации, фракционирования и т.п.) с целью доведения их до уровня требований потребителей.

В общем случае, применение на ТЭС технологий, направленных на организацию сбыта золошлаков сторонним потребителям может быть рекомендовано лишь в случае уверенности в сбыте всех или основной части образующихся золошлаков. В этом случае возможно применение схем золошлакоудаления, ориентированных на удаление золошлаков сторонним организациям. Вместе с тем, внедрение таких технологий, ориентированных на возможный периодический сбыт в качестве дополнения к системам золошлакоудаления, ориентированным на размещение золошлаков в золошлакоотвалах, значительно удорожает золошлакоудаление на ТЭС. Именно с тем, что в России отсутствует надежный рынок золошлаков, гарантирующий их сбыт, для ТЭС, как правило, невыгодно внедрение оборудования, предназначенного для сбора и отгрузки или предпродажной подготовки золошлаков. Можно отметить, что отсутствие такого рынка отчасти связано с отсутствием мер государственного регулирования этой сферы, отсутствием стимулирования потенциальных потребителей золошлаков к их утилизации.

Таким образом, несмотря на то, что в российской энергетике применяется достаточно большое количество технологий, направленных на сбор, накопление, подготовку, отгрузку и утилизацию золошлаков, ни одна из них не может быть идентифицирована как общая, универсальная НДТ для применения в составе систем золошлакоудаления угольных ТЭС. В то же время любая из применяемых технологий может быть НДТ для конкретной ТЭС с учетом местных условий.

При идентификации НДТ внутреннего и внешнего транспортирования и хранения золошлаков необходимо учитывать следующее:

1) Гидравлические системы обладают рядом преимуществ по сравнению с другими видами золошлакоудаления:

– являются традиционным, наиболее распространенным и отработанным на российских ТЭС видом систем ЗШУ, накоплен значительный опыт их создания и эксплуатации, имеется широкий рынок оборудования для систем ГЗУ;

– обеспечивают возможность надежного непрерывного удаления большого количества ЗШО на значительные расстояния (до нескольких десятков километров);

– обеспечивают механизацию процессов транспортирования и укладки ЗШО в отвалы;

– используют сравнительно простое и надежное оборудование;

– наименее энергетически затратные;

– в оборотных системах ГЗУ могут быть утилизированы производственные сточные воды (без очистки или после очистки), очищенные и обеззараженные хозяйственно-бытовые сточные воды. Учитывая, что требования к подпиточной воде для подпитки систем ГЗУ минимальны, это позволяет существенно снизить общие затраты ТЭС на водоотведение. Необходимо отметить, что золошлаки являются эффективным абсорбентом, и иногда применяются на очистных сооружениях в качестве фильтрующего материала.

Основные недостатки систем ГЗУ:

– ГЗУ имеют ограничения по транспортировке золошлаков с высоким содержанием кальция и других растворимых соединений. При транспортировке таких золошлаков происходит интенсивное образование твердых минеральных отложений в трубопроводах системы ГЗУ, что требует либо замены, либо очистки трудопроводов. Очистка пульпопроводов и трубоппроводов осветленной воды может осуществляться механически или горячей водой;

– ГЗУ плохо приспособлены к плавному регулированию производительности в зависимости от массы транспортируемых золошлаков из-за необходимости поддерживать в трубопроводах минимально допустимую скорость потока во избежание оседания золошлаков. Ступенчатое регулирование возможно только включением и отключением отдельных золошлакопроводов;

– в системах ГЗУ происходит безвозвратное потребление воды на испарение с поверхностей открытых отстойных прудов, заполнение пор золошлаков, компенсацию дренажных потерь. Это требует подпитки систем водой. Однако использование для этих целей сточных вод снижает значимость этой проблемы;

– необходимость принятия специальных мер по предотвращению пыления ЗШХ и предотвращение загрязнения грунтовых вод, которые могут быть достаточно высокозатратными;

– системы ГЗУ должны быть замкнутыми оборотными. При контакте с золошлаками вода систем ГЗУ загрязняется растворимыми веществами, очистка от которых практически невозможна. При действующей системе экологического нормирования выпусков сточных вод получение разрешения на сброс сточных вод из системы ГЗУ в водные объекты маловероятно;

– снижение потребительских свойств золы при взаимодействии с водной средой и, как следствие, сокращение возможных областей полезного использования;

– изъятие из рационального землепользования значительных площадей для размещения ЗШХ и трубопроводов внешнего ЗШУ;

– гидравлические золошлакошранилища, как правило, относятся к опасным промышленным объектам, что требует реализации определенных мер по повышению их промышленной безопасности.

2) Системы пневмозолоудаления (ПЗУ) имеют следующие преимущества:

– неизменность свойств золы при ее сборе, транспортировании, временном хранении и отгрузке, что может быть важным при ориентации систем золошлакоудаления на утилизацию золошлаков;

– относительно небольшое потребление воды (для предотвращения пыления при транспортировании и укладке на сухих ЗШХ), для этих целей возможно использование производственных сточных вод;

– возможность достижения более высокой плотности укладки золошлаков на ЗШХ при применении специальной технологии укладки (до 40% выше, чем при гидронамыве), что способствует снижению площади земель под ЗШХ;

– возможность организации сбора сухой золы по фракциям в зависимости от потребительского спроса.

Основные недостатки систем ПЗУ:

– относительно невысокий опыт применения в российской энергетике;

– невозможность транспортирования золы на расстояние более 3 км без промежуточных станций перекачки;

– возможность пыления и необходимость применения специальных мер по его предотвращению;

– сравнительно высокая энергозатратность;

– укладка сухих золошлаков в ЗШХ с большей плотностью требует применения специальной техники и сооружений, дополнительных затрат.

2.4 НДТ сжигания твердого топлива

2.4.1 НДТ разгрузки, хранения и подготовки твердого топлива

НДТ 2.1 Разгрузка топлива в закрытых помещениях с системой аспирации. Эффективность очистки воздуха 70 – 90 %.

НДТ 2.2 Использование погрузочно-разгрузочного оборудования и приспособлений, которые минимизируют высоту падения топлива.

НДТ 2.3 Выбор места размещения открытых складов твердого топлива в защищенном от ветра месте.

НДТ 2.4 Использование на открытых складах твердого топлива ветрозащитных сооружений. Конструкция сооружений зависит от места местных условий: площади склада, преимущественных направлений и силы ветров, окружающего ландшафта, зданий, сооружений.

НДТ 2.5 Применение гидроуборки помещений топливоподачи с применением осветленной воды систем ГЗУ или оборотных систем водоснабжения топливоподачи.

НДТ 2.6 Применение пневмовакуумной уборки помещений топливоподачи.

НДТ 2.7 Уплотнение или герметизация поверхностного слоя штабелей твердого топлива на складах при его долгосрочном хранении, чтобы предотвратить поступление в атмосферу загрязняющих веществ и потерь топлива, вызванных окислением угля кислородом воздуха.

НДТ 2.8 Использование ограждений и устройств для пылеподавления или пылеулавливания на узлах пересыпки.

НДТ 2.9 Транспортировка топлива по закрытым галереям с системой аспирации. Эффективность очистки воздуха 70 – 90 %.

НДТ 2.10 Устройство гидроизолирующего покрытия основания угольных складов.

НДТ 2.11 Устройство дренажной системы для сбора поверхностного стока с территории угольных складов с организацией повторного использования собранного фильтрата.

НДТ 2.12 Оснащение мест хранения угля системами непрерывного обнаружения очагов возгорания и нагрева или организация периодического, не реже 1 раза в сутки, тепловизионного обследования складов.

НДТ 2.13 Организация входного контроля качества поставляемого угля.

НДТ 2.14 Усреднение и смешивание углей.

НДТ 2.15 Предварительная сушка топлива.

2.4.2 НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива

НДТ снижения выбросов ЗВ при сжигании твердого топлива (возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий):

НДТ снижения выбросов твердых частиц при сжигании твердого топлива:

НДТ 2.18 Батарейные циклоны.

НДТ 2.19 Мокрые скрубберы с трубой Вентури.

НДТ 2.20 Электрофильтры.

НДТ 2.21 Эмульгаторы.

НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x при сжигании твердого топлива:

НДТ 2.22 Режимно-наладочные методы:

НДТ 2.22.1 Нестехиометрическое сжигание.

НДТ 2.22.2 Двух-ступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 2.23 Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:

НДТ 2.23.1 Рециркуляция дымовых газов.

НДТ 2.23.2 Малотоксичная горелка.

НДТ 2.23.3 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.

НДТ 2.23.4 Трехступенчатое сжигание.

НДТ 2.23.5 Концентрическое сжигание.

НДТ 2.23.6 Перевод топки котла с ЖШУ на ТШУ.

НДТ 2.23.7 Сжигание пыли высокой концентрации.

НДТ 2.23.8 Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов.

НДТ 2.23.9 Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы.

НДТ 2.23.10 Горелочные устройства с применением пристенного дутья.
НДТ 2.23.11 Плазмотроны.

НДТ снижения выбросов оксидов серы SOx при сжигании твердого топлива:
НДТ 2.24 Использование топлива с низким содержанием серы.

2.4.3 НДТ обращения с золошлаками

Схемы и конструкции систем золошлакоудаления, применяемые на российских ТЭС, разнообразны. Выбор оптимальной схемы и состава технологического оборудования для конкретной ТЭС осуществляется с учетом многих факторов:

- климатические характеристики участка размещения ТЭС;
- характеристики рельефа, доступность и удаленность земельных участков для размещения сооружений и оборудования;
- физические, механические, санитарные свойства и химический состав золошлаков, образующихся на ТЭС, их пригодность для утилизации в различных областях применениях;
- доступность воды для подпитки систем ГЗУ;
- наличие, удаленность и надежность потенциальных потребителей золошлаков;
- местные экологические условия, требования и ограничения.

Именно местными факторами определяются экономические и экологические характеристики систем золошлакоудаления, применяемых на ТЭС. В связи с этим определение общеприменимых НДТ золошлакоудаления на ТЭС не представляется возможным. Наилучшая система золошлакоудаления для конкретной ТЭС должна определяться с учетом местных условий, по результатам анализа различных вариантов схем и применяемого оборудования.

Практический российский и мировой опыт показывает, что наилучшим методом обращения с золошлаками является их утилизация, то есть полезное применение для производства продукции, выполнения работ или оказания услуг. Утилизация золошлаков для собственных нужд ТЭС может носить только эпизодический характер, например, при строительстве гидросооружений, устройстве технологических дорог, ликвидации нарушенных земель и горных выработок. Поэтому меры, направленные на утилизацию золошлаков в существенных объемах, реализуемые на ТЭС (организация сбора, хранения, отгрузки, обработки или предпродажной подготовки), могут быть направлены только на сбыт золошлаков сторонним организациям. При этом эти меры могут быть признаны НДТ для конкретного энергопредприятия только при условии высокой вероятности сбыта достаточно больших объемов золошлаков. Только в этом случае инвестиции в организацию сбыта золошлаков могут быть экономически оправданы. Необходимо отметить, что в настоящее время государством не применяются какие-либо меры экономической стимуляции утилизации отходов (как для их производителей, так и для потребителей), что,

безусловно, повышает риски неокупаемости инвестиций в организацию сбора, отгрузки или обработки золошлаков.

Зависимость объемов сбыта от внешних неконтролируемых факторов не позволяет принять меры по организации сбыта золошлаков в качестве НДТ, общеприменимой для энергопредприятий.

Следующие технологии обращения с золошлаками могут быть признаны общими НДТ для угольных ТЭС.

НДТ 2.25 Для новых и действующих ТЭС, сжигающих твердые виды топлива, НДТ являются оборотные гидравлические, а также пневмогидравлические, механические (автотранспортные, конвейерные), пневматические и смешанные системы внутреннего и внешнего золоудаления и оборотные гидравлические системы шлакоудаления, с сухими или гидравлическими сооружениями для накопления, хранения и захоронения золошлаков.

НДТ 2.26 При наличии надежных внешних потребителей золошлаков и экономической целесообразности НДТ является изменение вида системы ЗШУ (например, переход от гидротранспорта к пневмотранспорту или автотранспорту золошлаков), дополнение систем золошлакоудаления технологическими участками, оборудованием для сбора, обработки и отгрузки золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям. НДТ могут быть любые технологии, направленные на обеспечение сбора, накопления, обработки, подготовки и отгрузки сухой золы, шлаков, золошлаковой смеси или отдельных фракций золошлаков с целью их последующей утилизации на ТЭС или внешними потребителями. Но целесообразность мер по такой реконструкции систем ЗШУ должна быть подтверждена экономическими обоснованиями, наличием надежного долговременного спроса. В отсутствии гарантированных перспектив сбыта данные технологии не являются НДТ.

2.5 Экономические аспекты реализации НДТ

При анализе экономических аспектов выбора мероприятий по сокращению выбросов оксидов азота на ТЭС в первую очередь рассматривались технологические методы подавления оксидов азота – первичные методы (ПМ). Они были ранжированы (определены приоритеты) с учетом вида топлива, минимизации затрат и требуемого снижения фактической концентрации в таком порядке:

- установка малотоксичных горелок в существующие амбразуры, без изменения поверхностей нагрева под давлением;
- ступенчатый ввод воздуха (только при сжигании топлив с содержанием серы менее 0,045 % кг/МДж);
- концентрическое сжигание (для котлов, сжигающих бурые угли или высокореакционные каменные угли и оборудованных тангенциальными топками);
- трехступенчатое сжигание, предпочтительно – с использованием природного газа для создания восстановительной среды выше зоны активного горения;

– комбинированный метод, включающий 2 или 3 из перечисленных выше технологических методов;

Проверенные на большом числе угольных котлов первичные методы (ПМ) отличаются как эффективностью, так и затратами при их реализации на действующих котлах. В таблицах 2.10 и 2.11 приведены данные по эффективности и стоимости как отдельных, так и комбинации ПМ.

Результаты отечественных работ по внедрению методов подавления NO_x на котлах российских котлостроительных заводов практически полностью укладывается в диапазон эффективности ПМ, приведенный в этих таблицах.

Таблица 2.10 — Экономическая эффективность отдельных ПМ подавления NO_x (в расчете на моноблок 300 МВт).

Технология	Потенциальное сокращение выбросов NO_x, %		Удельные капитальные затраты, руб./кВт		Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.***		Дополнительные эксплуатационные затраты, коп./кВт·ч	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Рециркуляция дымовых газов	10	20	20	70	0,5	3,0	0,6	1,2
Двухступенчатое сжигание	20	45	70	140	2,0	3,0*	–	–
Трехступенчатое сжигание (reburning)	25	50**	100	200	2,5**	4,0	6	9**
Малотоксичные горелки	30	40	60	200	2,0	4,0	–	–

Таблица 2.11 — Экономическая эффективность комбинации ПМ подавления NO_x (в расчете на моноблок 300 МВт)..

Технология	Потенциальное сокращение выбросов NO_x, %		Удельные капитальные затраты, руб./кВт		Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.***		Дополнительные эксплуатационные затраты, коп./кВт·ч	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Малотоксичные горелки и ступенчатый ввод воздуха	44	73	135	250*	1,5	2,5*	–	–
Малотоксичные горелки и рециркуляция дымовых газов	37	50	80	270	1,5	2,5	0,6	1,2
Малотоксичные горелки, двухступенчатое сжигание и рециркуляция дымовых газов	50	78	150	400*	2,0	6,0*	0,6	1,2
Малотоксичные горелки, двухступенчатый ввод воздуха и трехступенчатое сжигание	52	81**	255	555**	2,0**	8,0	6,6	10,2

Окончание таблицы 2.11

Примечания:
*Для котлов с газоплотными топочными экранами.
**При использовании газа для создания восстановительной зоны.Дополнительные эксплуатационные затраты состоят из постоянных и переменных. К первым относят затраты на техническое обслуживание, арендные платежи (за землю), страхование объекта, заработная плата дополнительного персонала.Переменная составляющая – это затраты на дополнительное сырье, химреагенты, известь. При внедрении рециркуляции потребуются дополнительные затраты на дымосос рециркуляции газов. При внедрении трехступенчатого сжигания с использованием природного газа (для создания восстановительной зоны) учитывается разница в стоимости основного топлива (угля) и природного газа (в количестве 10% от общего количества топлива на котел).
*** Указанный срок учитывает только время непосредственных работ на котле в период капитального ремонта в соответствии с согласованным графиком выполнения ремонтных работ. Общие количество времени необходимое на внедрение мероприятия с учётом проектных работ, экологической экспертизы, проведения конкурсных процедур, закупки и изготовления оборудования, СМР может составить до 2-х лет.

Обобощенные данные экономических показателей ЗЗУ различных типов преставлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 — Эффективность отдельных мероприятий улавливания твердых частиц, удельные затраты (с учетом НДС) и время, необходимое при их реализации на действующих угольных котла

Технология	Степень улавливания твердых частиц, %	Удельные капитальные затраты, руб/кВт		Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.**		Эксплуатационные затраты, коп./кВт·ч	
		min	max	min	max	min	max
Электрофильтры	99,5	1080	2200*	12	18	1.2	1,5
Электрофильтры	99,75	1300	2700*	12	18	1,5	1,8
Электрофильтры	99,9	1600	2900*	12	18	1,8	2,3
Эмульгаторы	99,5	320	540	10	16	0,9	1,25
Мокрые скруббера с Трубой Вентури	98,5	290	470	10	16	0,6	0,18
Рукавные фильтры	99,9	1700	2800	12	18	9,6**	13,8**

Примечания:
* При сжигании Экибастузского угля все показатели необходимо уточнить по данным эксплуатации
** Указанный срок учитывает только время непосредственных работ на котле в период капитального ремонта в соответствии с согласованным графиком выполнения ремонтных работ. Общие количество времени необходимое на внедрение мероприятия с учётом проектных работ, экологической экспертизы, проведения конкурсных процедур, закупки и изготовления оборудования, СМР может составить до 4-х лет.

В качестве основной технологии снижения выбросов SO_x предлагается использовать перевод котлов на сжигание топлива с меньшим содержанием серы.

При обосновании выбора мероприятий по предотвращению и ограничению воздействия на водные объекты рассматривались несколько экологических показателей:

- существующие концентрации загрязняющих веществ в сбросных водах ТЭС;
- установленное на ТЭС водоохранное оборудование и внедренные мероприятия по сокращению сбросов загрязняющих веществ;
- доля оборотной и повторно используемой воды, применяемой для производственных нужд.

При рассмотрении реконструкции существующих ВПУ, где уже имеются ионообменные фильтры, кислотно-реагентное хозяйство и системы сбора и нейтрализации стоков, рекомендуются комбинированные мембрано-

ионообменные схемы, имеющие высокую степень экономической эффективности и надежности.

2.6 Перспективные технологии

2.6.1 Суперсверхкритические параметры (ССКП) пара

Для дальнейшего повышения энергетической эффективности паротурбинных энергоблоков необходимо повышение параметров свежего пара, которая ограничивается длительной жаропрочностью стальных труб перлитного класса (для поверхностей нагрева котла и главных паропроводов) и металла роторов турбин (прежде всего роторов ЦВД и ЦСД).

В настоящее время в мире насчитывается несколько десятков энергоблоков на ССКП (давление пара 24-30 МПа, температура 580 – 650°С), построенных в основном в США, Германии, Дании, Японии и применяющие конструктивные элементы из более дорогих аустенитных сталей.

Несмотря на то, что в России в настоящее время нет блоков эксплуатируемых на ССКП, во второй половине XX века на Каширской ГРЭС также делались попытки перехода на начальные параметры пара 29,4 МПа, 650°С. Работа блока показала, что они при более высокой эффективности использования топлива уступают блокам на более низких параметрах в надежности.

Повышение цены на топливо для угольных ТЭС и прогресс в металлургии высоколегированных сталей обеспечил возможность повышения температуры острого пара и пара промежуточного перегрева до 600°С и более с сохранением достаточного уровня надежности и долговечности.

Основные технические показатели разрабатываемого варианта представлены в таблице 2.13

Как показал обзор зарубежных и отечественных тепловых схем на ССКП все энергоблоки имеют повышенную начальную температуру пара и/или температуру промежуточного перегрева. Практически «стандартной» для энергоблоков нового поколения стала температура 580°С в Европе и 600°С в Японии. Подавляющее большинство энергоблоков нового поколения выполнено на начальное давление 24—29 МПа при единичной мощности в диапазоне 400-1000 МВт.

Таблица 2.13 — Основные показатели проектируемого энергоблока 660 МВт

Параметр	Величина/размерность
Номинальная мощность	660 МВт
Давление перегретого пар	28 МПа
Температура перегрето пара / температура пара промперегрева	600/600°С
Диапазон регулирования без изменения состава оборудования	100-60 %
Диапазон регулирования с подсветкой растопочным топливом	100-40 %
КПД нетто	44,5-45,4 %
Расход электроэнергии на собственные нужды	6 %

Окончание таблицы 2.13

Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	276 г.у.т/кВт*ч
Полный срок службы	не менее 40 лет
Расчетный ресурс оборудования	не менее 200 тыс.ч
Концентрация NO_x в дымовых газах	200 мг/м^3
Концентрация SO_x в дымовых газах	200 мг/м^3
Концентрация летучей золы в дымовых газах	30 мг/м^3

Создание блоков ССКП целесообразно только на твердом топливе, так как сжигание мазута в настоящее время в России ограничено из-за его дороговизны, а эффективность сжигания природного газа может быть повышена другими методами, например, применяя схему парогазовой установки (ПГУ).

Увеличение стоимости энергоблока на ССКП составляет по зарубежным данным примерно 7 % по сравнению с современными котлами на докритические параметры пара за счет частичного перехода со сталей перлитного класса на стали аустенитного класса. [9].

2.6.2 Газификация твердого топлива

К перспективным технологиям в области подготовки твердого топлива на ТЭС можно отнести газификацию топлива, представляющую собой термохимический процесс взаимодействия топлива с газо- или парогазообразными реагентами, содержащими окислитель (обычно кислород) в целях получения горючих газов. Данный процесс близок к горению топлива, но при газификации частичное окисление топлива происходит при недостатке кислорода. При этом вся органическая масса топлива превращается в газ, а минеральная претерпевает некоторые изменения при температуре 900-1000°С и остается в твердом или жидком состоянии (в форме шлакового расплава) [29].

Газификация твердого топлива позволяет:

– получить газ – более экологически чистое энергетическое топливо, обеспечивающее снижение выбросов оксидов углерода при сжигании;

– значительно (до 50% и выше) увеличить энергетический КПД ТЭС включением в ее тепловую схему парогазовых установок, работающих на очищенном генераторном газе;

– использовать на ТЭС низкосортные топлива, по запасам которого Россия занимает в мире первое место.

При газификации твердого топлива зола практически не поступает в котел, при этом повышается надежность его работы. Кроме того, вяжущие свойства получаемой золы позволяют использовать ее в строительстве.

При газификации топлива в кипящем слое отпадает необходимость пылеприготовления, что упрощает подготовку топлива и позволяет организовывать очистку только генераторного газа, объем которого на порядок меньше, чем объем

дымовых газов. Следовательно, газификация топлива позволяет получить как экологические, так и экономические преимущества.

Для крупных ТЭС газификация топлива может осуществляться под давлением, что позволит улучшить технико-экономические показатели процесса и использовать мощные парогазовые установки с включением в них расширительных газовых турбин (рисунок 2.17), приводящих в действие воздушные компрессоры, сжимающие воздух, направляемый на газификацию [29].

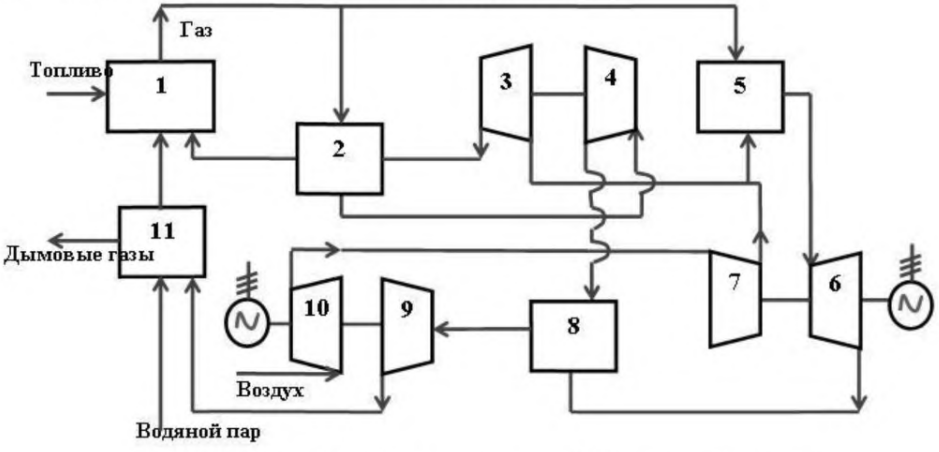


Рисунок 2.17 — Схема газотурбинной ТЭС с предварительной газификацией топлива и с расширительной турбиной

(1 – газификатор горнового типа; 2 – подогреватель; 3 – дожимающий компрессор; 4 – расширительная газовая турбина; 5 – камера сгорания высокого давления; 6 – газовая турбина высокого давления; 7 – компрессор высокого давления; 8 – камера сгорания низкого давления; 9 – газовая турбина низкого давления; 10 – компрессор низкого давления; 11 – газоохладитель)

Для организации процессов газификации топлива на ТЭС необходимы газификаторы горнового типа, соответствующие по производительности крупным энергоблокам. Наиболее перспективны в настоящее время газификаторы с кипящим циркулирующим слоем под давлением 1-3 МПа. В этом случае для энергоблока, например, мощностью 500 МВт потребуется 2-3 газификатора, производительность которых 50-100 т/ч по твердому топливу при интенсивности газификации до 10 т/(м^{2}ч) по топливу. Подобные газификаторы проходят испытания на электростанциях в разных странах. В США построены 23 предприятия с газификацией угля, 23 предприятия в Европе, 26 – в Азии, 14 – в Китае.

Работы по внедрению внутрицикловой газификации ведутся и в России. Газификаторы с кипящем слоем разрабатываются в Институте горючих технологий (Москва), в Ленгипрогазе (Санкт-Петербург). В ВТИ разработан и прошел испытания газификатор горного типа, предназначенный для установки на угольных электростанциях.

Газификация осуществляется путем химических превращений содержащегося в угле углерода и водяных паров при высоких температурах с образованием смеси горючих газов (CO, H_2, CH_4). Необходимая для протекания

реакций теплота выделяется за счет сжигания части угля. Содержащаяся в угле сера переходит в сероводород, который удаляется из генераторного газа с помощью промышленно освоенных и экономически эффективных процессов. В итоге газификации из угля получают чистый горючий газ и теплоту, которая может быть превращена в работу [29].

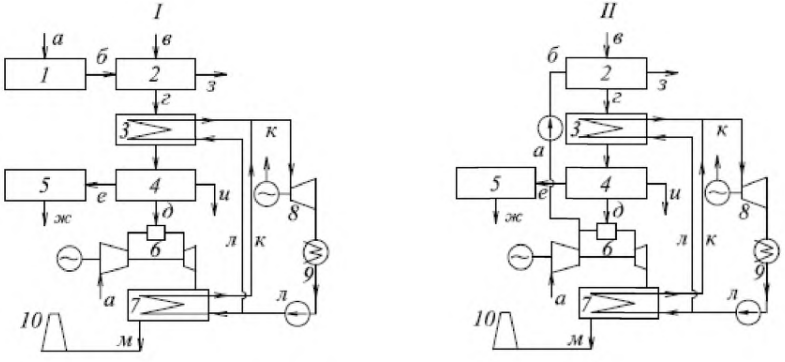


Рисунок 2.18 – Принципиальные схемы ПГУ:

(I – кислородное дутье; II – воздушное дутье; основные элементы схемы: 1 – кислородная станция; 2 – газификация; 3 – охлаждение сырого газа; 4 – очистка газа; 5 – выделение серы; 6 – ГТУ; 7 – котел-утилизатор; 8 – парогазовая турбина; 9 – конденсатор; 10 – дымовая труба; 11 – нагнетатель, повышающий давление воздуха; материальные потоки: а – воздух; б – кислород; в – уголь; г – сырой газ; д – очищенный газ; е – сорбент; ж – сорбент; з – зола; и – пыль; к – пар; л – вода; м – уходящие газы)

Принципиальные схемы ПГУ с газификацией угля показаны на рисунке 2.18. Кислород или сжатый воздух и пар подаются в реактор (газогенератор, газификатор), в который поступает также предварительно подготовленный уголь. В газификаторе осуществляется частичное окисление угля с образованием горючего (генераторного, синтетического) газа, содержащего в основном CO и H_2, а также (в зависимости от технологии) N_2, CO_2,H_2O и золу, которая выводится через шлюз. Генераторный газ очищается от остатков золы и соединений серы, после чего сжигается в камере сгорания ГТУ. Теплота отработавших в ГТУ газов, а также теплота, отводимая в процессах газификации и охлаждения генераторного газа, используется для выработки и перегрева пара, поступающего в паровую турбину и на газификацию.

Чистый генераторный газ, сжигаемый в камере сгорания ГТУ, создает благоприятные условия для работы проточной части газовой турбины: выбросы оксидов серы в атмосферу практически отсутствуют.

Наиболее проработанными технологиями газификации угля являются: газификация в насыпном слое, в кипящем слое (КС), в потоке. Газификатор с насыпным слоем требует применения угля определенной крупности, который не должен спекаться, чтобы обеспечить газопроницаемость слоя. Газификация в КС должна происходить при температуре ниже температуры точки размягчения золы.

Это требует увеличения времени пребывания частиц в зоне реакции и большего объема аппарата. При газификации угольной пыли в потоке окислителя нет особых требований к качеству угля. Вследствие высокой температуры газа на выходе из газификатора он свободен от смол и других конденсирующихся соединений.

Стоимость систем охлаждения и очистки генераторного газа составляет 15…20 % общей стоимости ТЭС. По сделанным оценкам применение мокрой очистки газов снижает КПД ПГУ на 1 %.Охлаждение генераторного газа с 1400 до 800 °С путем рециркуляции охлажденного газа приводит к уменьшению КПД ПГУ примерно на 1 %.

Считается возможным в газификаторах с КС, добавляя в слой сорбент, связывать в процессе газификации свыше 90 % серы угля, а также улавливать при температурах 540…600 °С частицы пыли и соединения щелочных металлов в одном устройстве.

Независимо от технологии газификации в горючий газ и теплоту переходит примерно одинаковая – от 94,4 до 95,8 % – часть энергии (высшей теплоты сгорания) угля. Наибольшая степень преобразования химической энергии угля в теплоту сгорания генераторного газа достигается в газификаторе с насыпным слоем и низкой температурой газа на выходе.

2.6.3 Сжигание топлива в котлах с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС)

Технологии кипящего слоя (КС) и ЦКС основаны на одном и том же принципе. Воздух вдувается снизу топочной камеры, где размещается сформированный золой, топливом и известняком слой, который ожижается этим воздухом. Псевдоожижение вызывает турбулентное перемешивание, повышающее эффективность сжигания топлива и улучшающее связывание дополнительно вводимого известняка с диоксидом серы, образовавшимся при окислении серы топлива. [24]

В технологии КС скорость воздуха и образующихся в топочной камере дымовых газов низкая (менее 2 м/с), и граница слоя может визуально наблюдаться. Турбулентность достаточна для удовлетворительного сжигания высокореакционных топлив, но не тощего угля. В ЦКС скорость составляет около 5 м/с, и материал слоя выносится в верхнюю часть топочной камеры. Для возврата этого материала в топку устанавливают сепаратор, а уловленный в нем вынесенный из слоя материал возвращают в нижнюю часть топочной камеры. Так образуется контур циркуляции твердых частиц, который и дал название технологии.

Котлы с ЦКС отличаются более высокой степенью выгорания топлива (примерно 99 % по сравнению с 90…95 % у котлов со стационарным кипящим слоем), они могут работать с меньшим коэффициентом избытка воздуха (1,10…1,15 вместо 1,20…1,25). Системы подачи топлива у котлов с ЦКС проще, котлы менее требовательны к качеству топлива, тонине помола и лучше приспособлены для ступенчатого сжигания, необходимого для снижения выбросов оксидов азота. Такие топки позволяют связывать более 90 % серы, в то время как

в топки со стационарным КС требуется подавать больше известняка для связывания 80…90 % оксидов серы [25].

К настоящему времени за рубежом накоплен богатый опыт проектирования и эксплуатации котлов с ЦКС. Значительно усовершенствованы конструктивные решения, снижена металлоемкость, повышены экономичность, надежность и увеличен диапазон регулирования. Во всех случаях удавалось обеспечить выбросы NO_x не более 300 мг/м^3, КПД связывания серы не менее 90 % и потери с механическим и химическим недожогом менее 4%.

Исходя из данных по сопоставлению технических показателей котлов с ЦКС и пылеугольных для блоков 225 и 330 МВт следует, что в большинстве случаев данные по капитальным затратам вполне сопоставимы с учетом применения для пылеугольных блоков серо- и азотоочистки. При прочих равных условиях котлы с ЦКС имеют на 3-5 % меньшие дополнительные эксплуатационные расходы по сравнению с пылеугольными, оснащенными средствами азото- и сероочистки.

В настоящее время на Новочеркасской ГРЭС сооружен блок №9 мощностью 330 МВт. В конце января 2016 г. блок впервые вышел в сеть, а в мае достиг кратковременно номинальной нагрузки. Блок в постоянную эксплуатацию не принят.

2.6.4 Электронно-лучевой метод

Данный процесс подвергает отходящие топочные газы с присадкой аммиака действию пучка электронов высокой энергии для генерирования частиц (сульфата или нитрата аммония) для улавливания их затем в электрофильтрах или тканевых фильтрах.

Отходящие топочные газы после очистки от летучей золы в электрофильтре проходят через распылительный охладитель и теплообменник, где достигается определенная температура (65–90°C) и уровень влажности. В реакторе отходящий газ облучается пучком электронов высокой энергии в присутствии количества аммиака, близкого к стехиометрическому, который добавляется в дымовые газы в смесителе. Пучок электронов создается в специальных ускорителях большой единичной мощности для электронно-лучевых технологий и направляется в поток дымовых газов в реакторе. В зоне облучения соединения азота, кислорода и воды отходящих газов возбуждаются электронами высокой энергии с образованием радикалов и ионов OH, O_2H, N, O, H. Эти частицы могут вступить в реакцию окисления с SO_2 и NO_x и образовать серную и азотную кислоту соответственно. Кислоты нейтрализуются аммиаком. Частицы солей аммония затем удаляются из потока отходящих газов посредством пылегазоочистного оборудования: электрофильтрами или тканевыми фильтрами. Этот побочный продукт является товарным в качестве сельскохозяйственного удобрения.

Процессы отличаются по условиям метода облучения отходящих газов и используемому оборудованию для контроля и сбора частиц. Это комбинированный процесс удаления SO_2/NO_x, в котором SO_2 и NO_x преобразуются в полезный побочный продукт, в то время как в других процессах NO_x преобразуется в N_2 и

воду. Однако данные системы пока были только опробованы на уровне опытных проектов и, таким образом, нет информации об их производительности и надежности.

Степень очистки в электронно-лучевой установке (ЭЛУ) должна составлять 90-98%. Основные преимущества ЭЛУ:

Полная утилизация органического топлива. Установки производят в результате очистки сухие удобрения, имеющие емкий рынок.

Габариты установок электронно-лучевой очистки в несколько раз меньше установок химической очистки. Это позволяет оснащать такими установками действующие производства. Установка быстро меняет режим работы.

Стоимость строящихся за рубежом установок комплексной ЭЛУ очистки от окислов азота и серы на 25% ниже аналогичных установок химической очистки, а эксплуатационные затраты меньше также 25%.

Следует отметить, что показатели ЭЛУ основаны на опытно-промышленных данных зарубежных публикаций и носят предварительный характер. Основные трудности при создании полномасштабной промышленной ЭЛУ заключаются в отсутствии на сегодняшний день ускорителей большой единичной мощности [30].

Согласно полученным экспериментальным данным мощность пучка электронов должна составлять 2-3% установленной мощности котельных агрегатов. Соответственно, для блока 300 МВт мощность пучка электронов должна составить до 10 МВт. Ускорители электронов, используемые в промышленности, имеют мощность 0,1 МВт. Они относительно дешевы (цена соизмерима с ценой электрофильтра) ресурс работы 20-30 лет, время работы между профилактическим обслуживанием – 6000-7000 часов, что соизмеримо со временем работы основного оборудования ТЭС в течение года. Существуют ускорители специального назначения с требуемой мощностью пучка электронов, т.е. несколько МВт в одном устройстве. Однако они имеют малый ресурс непрерывной эксплуатации – всего 5-10 часов, после чего требуют дорогостоящего ремонта. Следует также отметить, что промышленные реализации данного метода в Польше и Китае показали скромные результаты по эффективности очистки: от 80 до 90 % от оксидов серы и от 18 до 70 % для оксидов азота. Для отработки процессов очистки дымовых газов требуется проведение дополнительной НИОКР.

Данная работа проводилась в 1980-90х годах в ОАО «ЭНИН». В настоящее время разработкой технологии занимается ООО «Научно-производственный комплекс Электронные и пучковые технологии».

Следует отметить, что строительные и инженерные конструкции, особенно в реакторном отделении, должны быть рассчитаны на предотвращение распространения пучка электронов в зону обслуживания установки за счет увеличения толщины защитных стен, применения специальных материалов и т.д.

2.6.5 Перспективные системы обращения с ЗШО на ТЭС

2.6.5.1 Полувлажная технология внутреннего шлакоудаления

Применяется на ряде зарубежных станций, энергоблоке №1 Березовской ГРЭС. Конструктивные решения таких систем относительно просты. Под всей холодной воронкой котла устанавливается лотковый, скребковый транспортер с водяной ванной. Для охлаждения шлака возможно использование стоков гидроуборки тракта топливоподачи. Решение позволяет утилизировать загрязненные стоки, улучшить баланс водопотребления и водоотведения, снизить нагрузку на очистные сооружения стоков гидроуборки. Расход воды составляет от 150 литров на т шлака до 2,8 м^3 в зависимости от конструктивных решений изготовителя. Шлак транспортируется лотковым транспортером в контейнеры для погрузки на автомобиль и дальнейшей перевозки на золоотвал. На отвале шлак укладывается влажным, поэтому дополнительное увлажнение не требуется.

Известны скребковые цепные конвейера КЗМКО с погруженными скребками в термостойком исполнении для линий шлакоудаления с шириной короба до 1500 мм.

Технология применима для небольших котлов при сжигании малозольных углей, т.е. с небольшими объемами образования шлака. В случае внедрения схемы полувлажного шлакоудаления большей производительности потребуется строительство промежуточного бункера, возможно за пределами главного корпуса, с подачей шлака конвейером и с системой обезвоживания и возврата воды на повторное использование.

2.6.5.2 Безводные технологии внутреннего шлакоудаления.

На зарубежных ТЭС промышленно применяется технология безводного удаления шлака от котлов энергоблоков различной мощности - пневмомеханическое шлакоудаление (ПМШУ) [25].

Эта технология позволяет отгружать шлак в сухом виде в виде крупно- или мелкодробленого шлака, а также в виде шлаковой пыли требуемого фракционного состава. Производительность установок ПМШУ является регулируемой и составляет от 0,5 до 50 т шлака в час. Технология ПМШУ применяется только на котлах с твердым шлакоудалением, для котлов с жидким шлакоудалением эта технология неприменима. На ТЭС с ПМШУ шлак подается в установки отгрузки сухого шлака, которые выполняются отдельно стоящими от УОСЗ или являются их частью.

Разработчики технологии указывают в качестве основных преимуществ использования ПМШУ по сравнению с традиционными системами гидрошлакоудаления (ГШУ) на ТЭС:

- снижение себестоимости удаления шлака в 2 и более раза;
- повышение КПД котла не меньше, чем на 0,35…0,40 %;
- относительно низкий уровень недожога в шлаке.

2.6.5.3 Гранулирование золошлаков

В [102] описана и обоснована экономическая и экологическая целесообразность применения гранулирования золошлаков с pH водной вытяжки более 10, например, золошлаков Канско-Ачинского угольного бассейна. Эти золошлаки отличаются относительно высоким содержание оксида кальция, в результате чего они обладают свойством самостоятельного твердения после увлажнения. Технология грануляции включает сбор сухой золы и обезвоживание шлака, увлажнение золы водой или сточными водами (например, водоподготовительных установок) в смесителях, грануляцию золошлаков в тарельчатых или валковых грануляторах, предварительное твердение гранул на конвейере, промежуточное складирование, транспортирование их на хранение в гранулохранилище.

Зольные гранулы представляют собой, в основном, сферические частицы фракции 10-20 мм с прочностью на сжатие до 0,5 МПа через 1 час и 3,5-10 МПа через 28 суток хранения, насыпной плотностью 800-900 кг/ м^3, плотностью зольного камня 1330-1500 кг/м^3. Способность выщелачивания снижается по сравнению с исходной золой в 8-10 раз.

Отмечаются следующие преимущества данной технологии ЗШУ:

– отсутствие пыления открытых гранулохранилищ без применения дополнительных мер пылеподавления;

– отсутствие загрязненных дренажных вод от гранулохранилищ;

– золошлаки в виде гранул в основном сохраняют потребительские свойства, необходимые для их полезного применения.

Авторы рекомендуют применение данной технологии для ТЭС с любым объемом выхода золошлаков с pH водной вытяжки более 10.

Технология была разработана и опробована в полупромышленных условиях специалистами УралОРГЭС, УГТУ-УПИ, РОТЭП, СибВНИИГ. В промышленных масштабах технология не применялась.

2.6.6 Аммиачно-сульфатная установка сероочистки

Установки сероочистки, сооруженные на Дорогобужской ТЭЦ и проработавшие с 1995 года по 2003 год, до перевода ТЭЦ на сжигание газа, является примером применения отечественных разработок в области газоочистки. [32, 33, 34] Эффективность очистки дымовых газов сжигания угля с содержанием серы выше 0,045 %кг/МДж составляла 98 %. Продукт аммиачно-сульфатной сероочистки – сульфат аммония, который является ценным азотным удобрением, успешно реализовывался Дорогобужской ТЭЦ, принося станции дополнительный доход. Помимо этого, аммиачно-сульфатная технология позволяет также снизить выбросы оксидов азота на 25-35 % и выбросы тонкой летучей золы.

На рисунке 2.19 представлен один из вариантов принципиальной схемы аммиачно-сульфатной установки сероочистки дымовых газов.

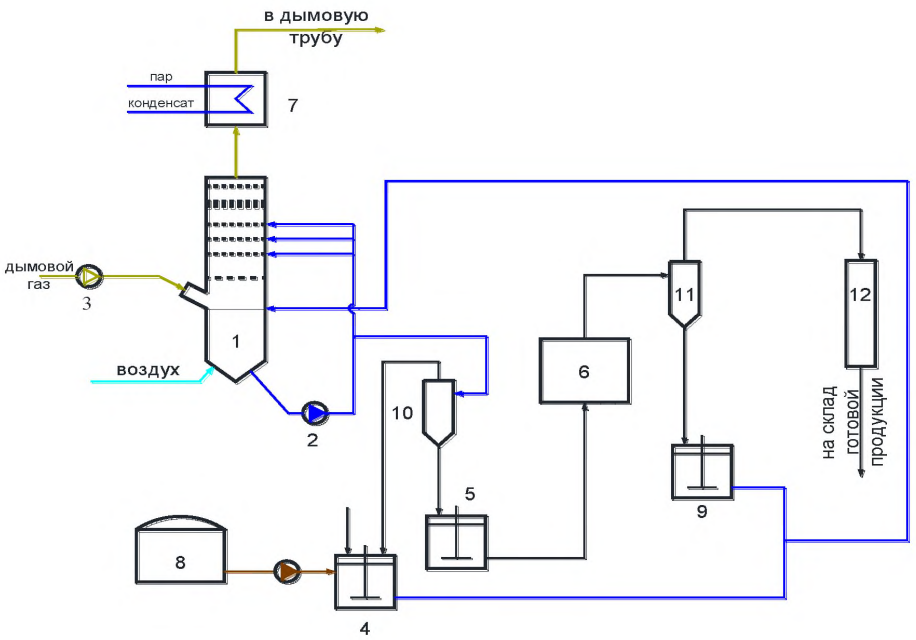


Рисунок 2.19 — Принципиальная технологическая схема установки аммиачно-сульфатной сероочистки

(1 – абсорбер; 2 – циркуляционный насос; 3 – нагнетатель; 4 – емкость нейтрализатор; 5 – напорная емкость; 6 – выпарной аппарат; 7 – подогреватель дымового газа; 8 – склад аммиака; 9 – емкость для маточного раствора; 10 – гидроциклон; 11 – центрифуга; 12 – сушильный барабан)

По своему назначению оборудование установки аммиачно-сульфатной сероочистки [25] разделено на 2 основных технологических узла:

узел очистки дымового газа;

узел приготовления сульфата аммония.

Неочищенный дымовой газ нагнетателем (3) подается в абсорбер сероочистки (1), орошаемый раствором сульфит-бисульфит-сульфата аммония, где происходит улавливание диоксида серы из газа и частично улавливание оксидов азота (на 25-35 %). Затем очищенный дымовой газ подогревается и выбрасывается в атмосферу через дымовую трубу. Рабочий поглотительный раствор сульфит-бисульфит-сульфата аммония из нижней части абсорбера, в которую подается воздух для окисления непрореагировавшего сульфита аммония с образованием сульфата аммония, подается на три яруса орошения абсорбера с помощью циркуляционного насоса (2). Часть раствора отводится в гидроциклон (10), в котором раствор, содержащий кристаллы сульфата аммония, отделяется от осветленного раствора сульфит-бисульфита аммония, и через напорную емкость (5) подается в выпарной аппарат (6), где происходит рост кристаллов сульфата аммония, а оттуда – в центрифугу (11), в которой кристаллы сульфата аммония отделяются от маточного раствора и поступают в сушильный барабан (12), на

выходе из которого получается готовый продукт – кристаллический сульфат аммония.

Все технологическое оборудование такой сероочистки может быть изготовлено в России без закупки дорогостоящих узлов за границей. Разработанные технологические решения по применению технологии аммиачно–сульфатной сероочистки на энергетических котлах защищены патентами.

Основная цель технологии (см. таблицу 2.14) – снижение концентрации диоксида серы в уходящих дымовых газах вплоть до 200 мг/нм^3 и ниже. При этом данная технология позволяет наряду с оксидами серы снизить на 25-35 % выброс оксидов азота и тонких частиц летучей золы. Поэтому применение данной технологии делает соответствующую энергетическую установку экологически чистой. Побочный продукт сероочистки – сульфат аммония – является эффективным удобрением, обогащенным микроэлементами Продажа сульфата аммония позволит за короткое время окупить капитальные вложения в сероочистку, особенно для сжигания угля с содержанием серы выше 0,045 %кг/МДж.

Таблица 2.14 — Основные показатели аммиачно –сульфатной сероочистки

Основные показатели технологии. Технологические показатели	Аммиачно-сульфатная сероочистка
Достижимая степень сероочистки, %	99,5 и более
Достижимая конечная концентрация SO_2, мг/нм^3	100 и менее
Увеличение расхода энергии на собственные нужды, %	1,4-1,5
Качество получаемого продукта сероочистки	Удобрение – сульфат аммония, ГОСТ 9097-82
Удельные капитальные вложения, $/кВт	35-65

2.6.7 Комбинированный золоуловитель для пылеугольных котлов, сжигающих Экибастузские и Кузнецкие угли

В России на сегодняшний день отсутствуют технические решения по золоулавливающей установке для мощных энергоблоков, позволяющей очищать до уровня перспективных требований (30-50 мг/м^3) продукты сгорания высокозольных углей и углей с неблагоприятными электрофизическими свойствами золы (таких как Экибастузский, Кузнецкий, Нерюнгринский) от твердых частиц. Особенно сложно улавливание наиболее вредных тонко-дисперсных частиц размером менее 10 мкм.

К современным золоуловителям предъявляются следующие основные требования:

- возможность очистки больших объемов газов;
- компактность;
- умеренное гидравлическое сопротивление.

– обеспечение высокой эффективности очистки дымовых газов после котельной установки при изменениях объемного расхода, состава и параметров этих газов.

Для выполнения этих требований перспективной и коммерчески целесообразной является технология двухступенчатой сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией. [35, 36] Она позволяет не только обеспечить очистку дымовых газов мощных угольных энергоблоков от летучей золы (включая частицы субмикронных размеров) до остаточной запыленности на уровне 30 мг/нм^3, но и дает возможность улавливания соединений тяжелых металлов, в первую очередь ртути.

Принципиальная схема комбинированного золоуловителя представлена на рисунке 2.20. Аппарат состоит из трех ступеней. В первой ступени используется электрический фильтр, который одновременно служит для зарядки частиц золы и предочистки. Вторая ступень – промежуточная, необходима для улавливания ртути и других тяжелых металлов. Третья ступень – это рукавный фильтр, для окончательной очистки дымовых газов.

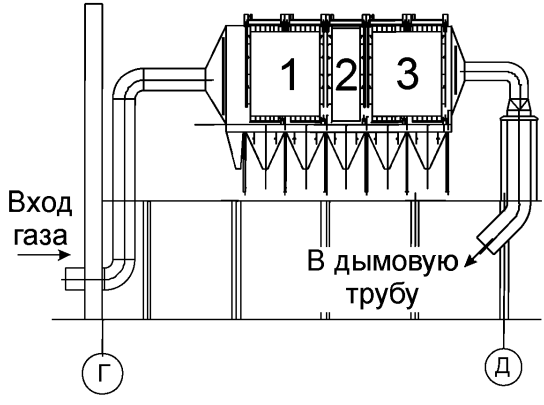


Рисунок 2.20 — Принципиальная схема комбинированного золоуловителя

По сравнению с электрофильтрами, аппараты с комбинированной очисткой позволяют значительно снизить выбросы тонких частиц, исключают проскок частиц и вторичный унос, эффективно улавливают золы с высоким удельным электрическим сопротивлением и имеют меньшие габаритные размеры.

Их головные образцы целесообразно установить на российских ТЭС для отработки.

В основу технологии заложена идея объединения двух различных золоуловителей (электрофильтра и рукавного фильтра) в одно устройство, с целью сочетания в нем достоинств этих аппаратов. Такое сочетание позволяет интенсифицировать процессы очистки в обеих ступенях и сократить габариты оборудования. Эффект достигается при увеличении скорости движения газов и, соответственно, скорости фильтрации в ступени окончательной очистки из-за

формирования на фильтрующем материале более рыхлого слоя за счет зарядки частиц в предварительной ступени очистки.

Аппараты с комбинированной очисткой (по сравнению с электрофильтрами) позволят значительно снизить выбросы тонких частиц, исключат проскок частиц и вторичный унос, эффективно будут улавливать золы с высоким УЭС и иметь меньшие габаритные размеры. Эффективность улавливания частиц размером 0,01–50 мкм составит 99,99%.

Стоимость аппарата с комбинированной очисткой дымовых газов от летучей золы до остаточной запыленности 30 мг/нм^3 будет примерно на 30 % ниже стоимости электрофильтра с такой же степенью очистки.

Разработка технологии сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией позволит создать современный высокоэффективный золоуловитель с характеристиками мирового уровня (см. таблицу 2.15).

Таблица 2.15 — Характеристики комбинированного золоуловителя

Показатели	Комбинированный золоуловитель	Электрофильтр
Очистка больших объемов дымовых газов	да	да
Максимальная входная запыленность, г/м^3	до 100	до 60
Выходная запыленность, мг/м^3	20	100
Степень очистки, %	99,95	99,8
Зависимость степени очистки от УЭС золы	нет	да
Габаритные размеры по отношению к электрофильтру	0,7	1
Капитальные затраты по отношению к электрофильтру	0,7	1
Эффективное улавливание субмикронных частиц	да	нет
Возможность улавливание соединений ртути и др. тяжелых металлов	да (до 90%)	нет

Технология очитки дымовых газов от твердых частиц методом фильтрации с их предварительной зарядкой особенно востребована при реконструкции действующих российских ТЭС ввиду отсутствия необходимой площади для размещения электрофильтров требуемых размеров, а также в случае, когда неблагоприятные электрофизические свойства золы вынуждают устанавливать электрофильтры из 7 и более электрополей.

2.6.8 Установки азотоочистки по технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота аммиаком (СНКВ)

Первые установки по очистке дымовых газов от оксидов азота по технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота аммиаком (СНКВ) были введены в эксплуатацию в 1984 г. на двух энергетических котлах ТП-87, ст. №№ 7,8 Тольяттинской ТЭЦ. [25]

На основе опыта, полученного на котлах ТП-87, в 2011 г. была разработана и внедрена полномасштабная установка СНКВ на энергоблоке №3 мощностью 330 МВт Каширской ГРЭС. В качестве восстановителя в этой установке вместо аммиачной воды был использован карбамид. Это позволило решить ряд серьезных проблем, связанных с размещением на территории объекта аммиачного хозяйства, повысить надежность и безопасность эксплуатации установки СНКВ. Опыт длительной эксплуатации этой установки еще не получен, однако эксперименты, проведенные в процессе пусконаладочных работ, показали перспективность применения технологии на пылеугольных котлах большой мощности. Эффективность улавливания оксидов азота в данной установке при номинальной нагрузке котла составила 51%. [37, 38]

По своему назначению оборудование СНКВ-установки разделено на 3 основных технологических узла:

- узел хранения реагента;
- узел приготовления восстановительной смеси;
- узел раздачи восстановительной смеси по сечению котла (при проектировании установки могут быть разработаны, в зависимости от условий, различные варианты ввода смеси в дымовые газы).

Концептуально технологическая схема установки СНКВ приведена на рисунке 2.21 .

Разработанная технология пригодна для всех видов топлив. В отличие от топочных технологий, установки СНКВ могут быть полностью автоматизированы, что позволяет обеспечить заданный выброс NO_x даже при нештатном режиме эксплуатации котла.

Использование технологии СНКВ не осложняется выбросами других вредных веществ (закись азота, окись углерода, бенз(а)пирен), что характерно для целого ряда топочных технологий.

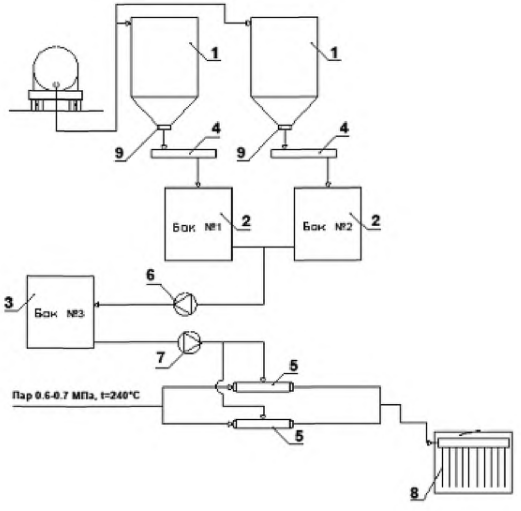


Рисунок 2.21 – Принципиальная схема установки СНКВ с применением карбамида (1 - бункер хранения карбамида; 2- бак приготовления раствора карбамида; 3- бак расходный; 4- питатель винтовой; 5- смеситель; 6- насос перекачивающий; 7- насос-дозатор; 8- устройство для распределения восстановительной смеси в дымовых газах котла при температуре 900÷1100°С; 9- шибер отсечной)

Разработанные технологические решения по применению технологии СНКВ на энергетических котлах защищены патентами. [39, 40, 41]

Результаты разработки, опытной эксплуатации и совершенствования технологии СНКВ для пылеугольных ТЭС позволили:

Обеспечить эффективность очистки дымовых газов от оксидов азота до 60 % в широком интервале паровых нагрузок котла.

Оптимизировать технологическую схему установки, которая может быть использована при проектировании установок СНКВ для большинства типов котлов.

Спроектировать и опробовать несколько типов конструкций устройств для раздачи восстановительной смеси в оптимальной температурной зоне (900 – 1100°С), обеспечивающих заданное распределение реагента по сечению.

Определить экономические показатели и удельные затраты установки СНКВ при их реализации на действующих пылеугольных котлах (таблица 2.16)

Таблица 2.16 —Экономические показатели и удельные затраты установки СНКВ при их реализации на действующих пылеугольных котлах

Сокращение выбросов NO_x, %		Удельные капитальные затраты, руб./кВт		Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.		Дополнительные эксплуатационные затраты, коп./кВт·ч	
min	max	min	max	min	max	min	max
30	70	900	1500	12	15	6,6	9,0

Руководствуясь потребностями импортозамещения и учитывая достаточно высокий уровень отечественных разработок установок СНКВ, целесообразно сконцентрировать ресурсы на их развитии и внедрении на ТЭС.

2.6.9 Котел с кольцевой топкой

Длительный опыт успешной работы котла Е-820 с кольцевой топкой на Ново-Иркутской ТЭЦ и проработки профиля котлов для блоков 330 МВт на бурых и каменных углях подтверждают возможность эффективного использования котлов с кольцевыми топками как для строительства новых станций, так и для замещения отработавших крупных энергоблоков с установкой их в существующих ячейках главного корпуса. При этом мощность и параметры пара нового блока могут быть сохранены или существенно повышены [42, 43, 44].

В кольцевой топке отсутствует активное касание факелом внутреннего и наружного экранов. При этом обеспечивается устойчивое зажигание топлива без видимой сепарации невоспламенившихся частиц в холодную воронку.

Выполненные совместно с Подольским машиностроительным заводом (ЗиО) проработки профиля мощных котлов с кольцевой топкой показывают, что их заводское изготовление не вызывает принципиальных конструкторских и технологических сложностей.

Применение кольцевых топок при создании котлов крупных энергоблоков позволяет:

- уменьшить высоту котлов на 30-40 %;
- снизить их металлоемкость и стоимость до 10 %;
- обеспечить бесшлаковочное и высокоэкономичное сжигание шлакующих каменных и бурых углей;
- уменьшить выбросы NO_x за счет технологических методов сжигания до 30 %.

Котел Е-820 с кольцевой топкой установлен и успешно работает в течение 15 лет на Ново-Иркутской ТЭЦ:

Пуск котла – 1998 г.

Общая наработка котла на 1.04.2016 – около 54 тыс. часов.

Максимальная наработка котла в отопительный период – более 4100 часов.

Максимальная непрерывная работа котла – 2405 часов.

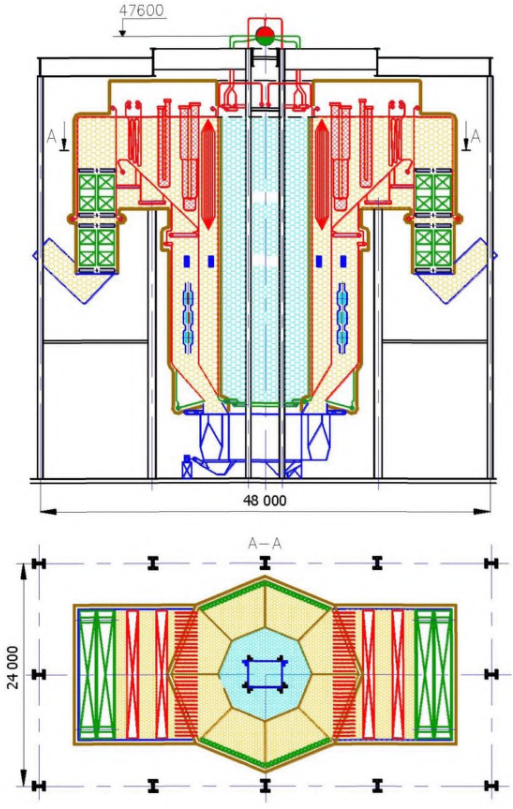


Рисунок 2.22 — Схема котла с кольцевой топкой

Шестнадцатилетний опыт эксплуатации и неоднократные испытания котла Е-820 с кольцевой топкой при сжигании шлакующих бурых углей подтверждают высокую эффективность, надежность и экологичность котла:

КПД котла 93-93,8 %.

Низкий температурный уровень в ядре факела и вверху топки, обеспечивающий практически бесшлаковочный режим работы топки и ширмо-конвективных поверхностей нагрева.

Достигнутые выбросы NO_x на уровне 350-400 мг/нм^3 могут быть дополнительно снижены технологическими методами.

Существующий технический минимум нагрузок $0,6D_{ном}$ может быть снижен до $(0,4\text{-}0,5)D_{ном}$ при установке на подобных котлах восьми мельниц прямого вдувания.

Тепловосприятие экранов в кольцевой топке на 15-20 % выше, чем в обычных топках.

Котел легко управляем как в стационарных, так и в переходных режимах.

2.6.10 Рукавные фильтры для очистки дымовых газов.

Принцип работы рукавных фильтров заключается в фильтрации запыленных газов через пористую перегородку из фильтровальной ткани, изготовленной из тонких нитей диаметром 100 – 300 мкм.

При фильтрации через пористый материал твердые частицы с диаметром, превышающим диаметр сквозных пор этого материала, задерживаются на его поверхности, образуя слой уловленных частиц. В дальнейшем, фильтрация газов происходит и через этот слой, который может задерживать более мелкие частицы.

Уловленные частицы периодически удаляются с поверхности фильтрующего материала продувкой через этот материал в обратном направлении очищенных дымовых газов или путем механического воздействия на слой ударной волны воздуха от специального импульсного источника. Соответственно по способу удаления пылевого слоя, рукавные фильтры разделяют на фильтры с обратной продувкой (ФРО) и фильтры с импульсной регенерацией (ФРИР). В ФРО по сравнению с ФРИР меньше затраты на оборудование системы продувки и рукава. Однако габариты фильтров ФРО при очистке одинаковых объемов загрязненных газов значительно превосходят габариты ФРИР. Поэтому в энергетике, где требуется очистка больших объемов дымовых газов, как правило, применяются ФРИР (рисунок 2.23) [25].

Устройство и принцип действия одной камеры (секции) рукавного фильтра показаны на рисунке 2.24. Фильтр выполняется в многокамерном исполнении. Число рукавов в одной камере может составлять от нескольких десятков до 100 и более. В представленной конструкции секции рукавного фильтра дымовые газы проходят снизу внутрь рукавов, осаждение частиц пыли происходит на внешней поверхности стенки рукава. При регенерации одна из камер с помощью клапана может отключаться от подачи дымовых газов.

Отделившаяся пыль падает в пылесборник, находящийся под рукавами, и транспортируется с помощью системы пылеудаления к месту складирования пыли.

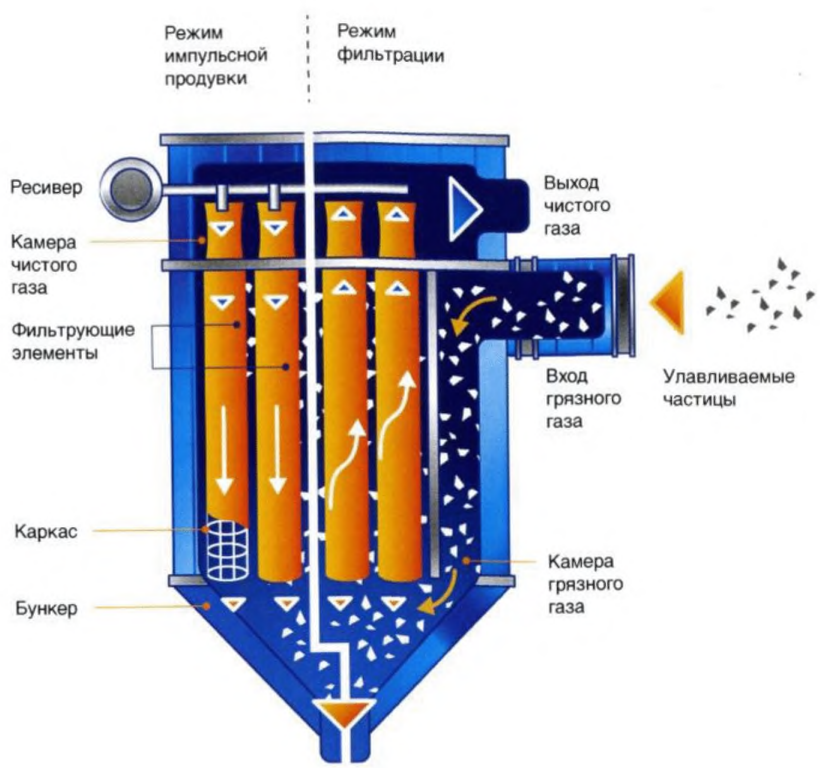


Рисунок 2.23 — Рукавный фильтр с импульсной регенерацией.

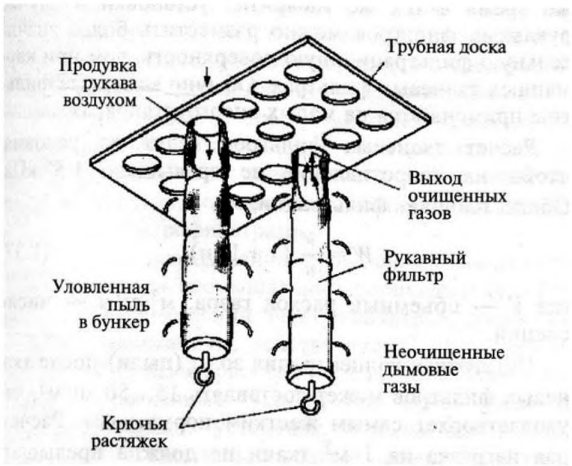


Рисунок 2.24 — Устройство одной камеры рукавного фильтра

Преимуществами рукавных фильтров по сравнению с другими золоуловителями является высокая степень очистки дымовых газов (концентрация золы на выходе современных рукавных фильтров не превышает 10-20 мг/нм^3) и независимость эффективности очистки от удельного электрического сопротивления улавливаемой золы.

К их недостаткам относится высокие эксплуатационные затраты и повышенное гидравлическое сопротивление (до 2000 Па).

Несмотря на вышеперечисленные недостатки, рукавные фильтры являются основным типом золоуловителей, применяемых в зарубежных развитых странах на ТЭС, обеспечивая концентрацию твердых частиц на выходе из аппарата до 10 мг/м^3..

В России рукавные фильтры установлены на двух ТЭС, сжигающих экибастузский уголь: на Рефтинской ГРЭС и Омской ТЭЦ-5. На Рефтинской ГРЭС для очистки дымовых газов энергоблоков №4 и №5 мощностью 300 МВт применяются два рукавных фильтра фирмы «Альстом», а на блоке №7 мощностью 500 МВт используется один рукавный фильтр фирмы «Клайд Бергеманн». Рукавный фильтр фирмы «Люхр Фильтр». установлен на котле мощностью 150 МВт Омской ТЭЦ-5.

Опыт применения рукавных фильтров для улавливания высокоомной золы высокозольных экибастузских углей представляет особый интерес для российских ТЭС и может в перспективе являться основанием для включения данных золоуловителей в справочник НДТ как НДТ.

В таблице 2.17 приведены данные по капитальным и эксплуатационным затратам на рукавные фильтры.

Таблица 2.17 – Капитальные и эксплуатационные затраты на рукавные фильтры

Удельные капитальные затраты, руб/кВт		Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.		Эксплуатационные затраты, коп./кВт·ч	
min	max	min	max	min	max
1700	2800	12	18	9,6	13,8

У нас в стране был разработан типоразмерный ряд рукавных фильтров для угольных ТЭС (с прямой и обратной продувкой). Однако, рукавные фильтры на ТЭС РФ до недавнего времени не устанавливались.

Российские фирмы имеют опыт разработки и поставок рукавных фильтров в металлургической, цементной, химической и других отраслях промышленности. Инициирование работ по совершенствованию и практическому освоению отечественного производства для внедрения рукавных фильтров на ТЭС является перспективной задачей.

2.6.11 Низкотемпературное вихревое сжигание угля

Низкотемпературная вихревая (НТВ) технология сжигания – отечественная разработка. В основу НТВ-технологии заложено ступенчато-вихревое сжигание груборазмолотого топлива в условиях многократной циркуляции частиц в камерной топке.

Главные преимущества НТВ-технологии: стабильное воспламенение низкосортных топлив, отсутствие шлакования поверхностей нагрева и сравнительно низкий уровень вредных выбросов.

В отличие от традиционной технологии пылевого сжигания в прямоточном факеле (ПФ), где основная часть топлива (до 92–96%) сгорает в так называемой

«зоне активного горения» (ЗАГ), расположенной вблизи горелок и занимающей относительно небольшой объем камерной топки, в НТВ-топке в ЗАГ вовлечено значительно большее пространство (в том числе весь объем топочной воронки). Поэтому тепловое напряжение объема ЗАГ в НТВ-топке при равной мощности котлов в 1,5–2 раза ниже. Это позволяет снизить максимальную температуру в вихревой топке (примерно на 100–300 ºС и за счет активного перемешивания выровнять температуру в ЗАГ. При этом тепловая эффективность НТВ-топки возрастает за счет снижения загрязнения поверхностей нагрева и усиления конвективного теплообмена, что дает возможность увеличить паропроизводительность котла на 15–20%.

Пониженный уровень температур, ступенчатый ввод окислителя, многократная циркуляция горящих частиц и угрубление гранулометрического состава золы в совокупности обеспечивают улучшенные показатели вихревых топок по вредным выбросам (оксидам азота NOx и диоксиду серы SO_2) и повышают эффективность работы золоулавливающего оборудования.

Снижение генерации NO_x в НТВ-топке связано с особенностями топочного процесса: низким уровнем температур в ЗАГ и ступенчатым подводом окислителя к топливу. Максимальная температура продуктов сгорания в НТВ-топке зависит от марки топлива, системы пылеприготовления, особенностей конструкции горелочно-сопловых устройств и режима сжигания топлива и, например, для высоковлажных топлив не превышает 1050–1200 ºС. В этом интервале температур образуются в основном «топливные» NO_x, а количество «воздушных» NO_x ничтожно мало. Коэффициент избытка воздуха в горелках при НТВ-сжигании зависит от марки топлива и, как правило, не превышает 0,8–0,9. В результате удается снизить выбросы NO_x на 30–70% по сравнению с технологией ПФ.

Низкий уровень температур в НТВ-топке позволяет связать SO_2 основными оксидами (в основном CaO) минеральной части топлива. Этому способствует увеличение времени пребывания связывающих компонентов в вихревой зоне, а также меньшая оплавленность (и большая поверхность реагирования) частиц золы. Применение НТВ-технологии повышает связывание SO_2 на 20–50% (в зависимости от марки топлива) по сравнению с технологией ПФ. Кроме того, условия вихревой топки позволяют эффективно использовать различные сорбенты на основе CaO.

Укрупнение помола топлива при НТВ-сжигании приводит к укрупнению летучей золы уноса, что повышает эффективности работы золоулавливающих установок, как циклонного типа, так и электрофильтров.

НТВ-топка обеспечивает высокую устойчивость воспламенения, что особенно актуально при сжигании низкосортных топлив. Несмотря на пониженный уровень температур, многократная циркуляция горящих коксовых частиц топлива и ступенчатый подвод воздуха в ЗАГ стабилизируют воспламенение и обеспечивают выгорание топлива. Важную роль при этом играет конструкция горелочно-сопловых устройств и аэродинамические приемы, обеспечивающие взаимодействие горелочных и сопловых потоков. НТВ-топка позволяет эффективно сжигать низкосортные топлива без использования «подсветки» пылеугольного факела газом и мазутом.

НТВ-сжигание практически полностью исключает шлакование поверхностей нагрева и повышает надежность работы котла.

Применение НТВ-технологии позволяет упростить систему пылеприготовления, увеличить ее производительность, обеспечить взрывобезопасность, снизить затраты на подготовку топлива к сжиганию, увеличить срок службы размольного оборудования.

НТВ-технология сжигания апробирована на широкой гамме твердых топлив, включая бурые и каменные угли. Среди последних успешно реализованных проектов можно отметить модернизацию (в 2008 г.) котла БКЗ-210 на Кировской ТЭЦ-4 (апробирована технология многотопливного котла) и техническое перевооружение (в 2013 г.) котла П-49, входящего в состав энергоблока 500 МВт на Назаровской ГРЭС.

2.6.12 Установки азотоочистки по технологии селективного каталитического восстановления (СКВ)

Технология селективного каталитического восстановления оксидов азота реализуется при температуре очищаемых газов 300-450°С в специальном каталитическом реакторе с применением в качестве реагента аммиака, аммиачной воды или карбамида. Принципиальная схема установки СКВ с использованием сжиженного аммиака приведена на рис.2.25.

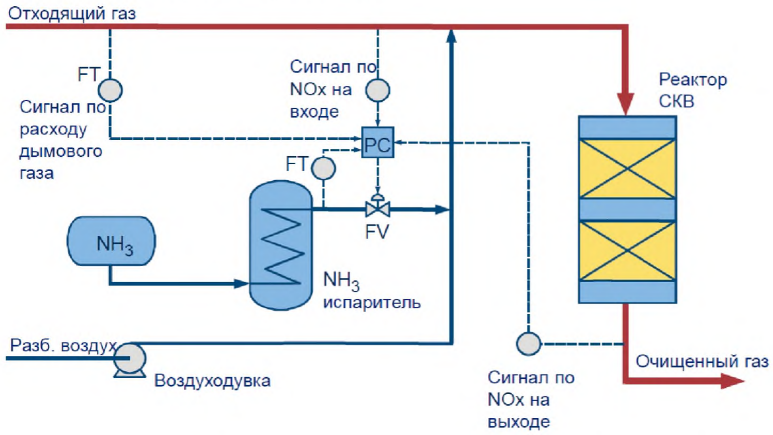


Рисунок 2.25 — Схема установки СКВ с применением аммиака

Основным элементом установки СКВ являются каталитические элементы, состоящие из носителя и нанесенного на его поверхность или включенного в состав катализатора на основе оксидов титана, ванадия и вольфрама (молибдена).

Для очистки газов пылеугольных ТЭС могут применяться различные типы катализаторов.

Основными преимуществами технологии СКВ по сравнению с технологией СНКВ являются:

- более высокая, до 90%, эффективность азотоочистки;
- низкий уровень проскока аммиака через установку, < 5 мг/нм^3;

- более низкие удельные эксплуатационные затраты на реагенты и пар собственных нужд;

- возможность обеспечения заданной степени очистки газов от оксидов азота независимо от изменения нагрузки котла и качества сжигаемого угля;

Недостатками установок СКВ являются:

- высокие удельные капитальные затраты 4500 ÷ 7500 руб./кВт;

- необходимость периодической замены катализатора;

- сложность размещения реактора в ячейке котла при реконструкции котельного агрегата;

- большой объем строительно-монтажных работ при сооружении установки.

Опыт применения технологии СКВ в энергетике России ограничен двумя установками СКВ, эксплуатируемыми на газомазутных котлах производительностью 500 т/ч ТЭЦ-27 Мосэнерго с 1997 г. Опыта эксплуатации установок СКВ на пылеугольных котлах в России нет.

Раздел 3 Производство энергии при сжигании газообразных топлив

В таблице 3.1 предствлена структура генерирующих мощностей газомазутных ТЭС России (централизованной зоны энергоснабжения) на 01.01.2016.

Таблица 3.1 – Структура генерирующих мощностей газомазутных ТЭС России (централизованная зона энергоснабжения) на 01.01.2016.

	Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	Газ + жидкое топливо	
			Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.
ТЭС, всего	161285,9	2249	105598,1	1510
ПСУ 24 МПа	44103,0	120	31414,0	83
ПСУ 13 МПа	70670,6	680	40637,3	403
ПСУ 9 МПа и менее	22626,8	985	9661,3	560
ПГУ	17648,0	74	17648,0	74
ГТУ	5896,2	226	5896,2	226
Прочие*	341,2	164	341,2	164
КЭС, всего	71014,7	536	45616,0	382
ПСУ 24 МПа	38079,0	96	26110,0	62
ПСУ 13 МПа	20123,3	107	9688,3	50
ПСУ 9 МПа и менее	3792,0	87	797,3	24
ПГУ	6614,0	18	6614,0	18
ГТУ	2105,2	85	2105,2	85
Прочие	301,2	143	301,2	143
ТЭЦ, всего	90271,1	1713	59982,0	1128
ПСУ 24 МПа	6024,0	24	5304,0	21
ПСУ 13 МПа	50547,3	573	30949,0	353
ПСУ 9 МПа и менее	18834,8	898	8864,0	536
ПГУ	11034,0	56	11034,0	56
ГТУ	3791,0	141	3791,0	141
Прочие	40,0	21	40,0	21
Примечание – *Прочие – дизельные генераторы (ДЭС), газопоршневые агрегаты (ГПА), детандергенераторы (ДГА), ВИЭ и др.				

3.1 Описание технологических процессов

На газотурбинных ТЭС рабочим телом являются высокотемпературные продукты сгорания под давлением. Для его получения в газотурбинных установках (ГТУ) природный газ сжигается в камерах сгорания, куда также подается воздух из компрессора (рисунок 3.1). Далее рабочее тело поступает в газовую турбину, где его энергия преобразуется в кинетическую энергию ротора ГТУ, используемую для привода воздушного компрессора и электрогенератора. Электрический КПД современных ГТУ достигает 36-39,5 %. [45].

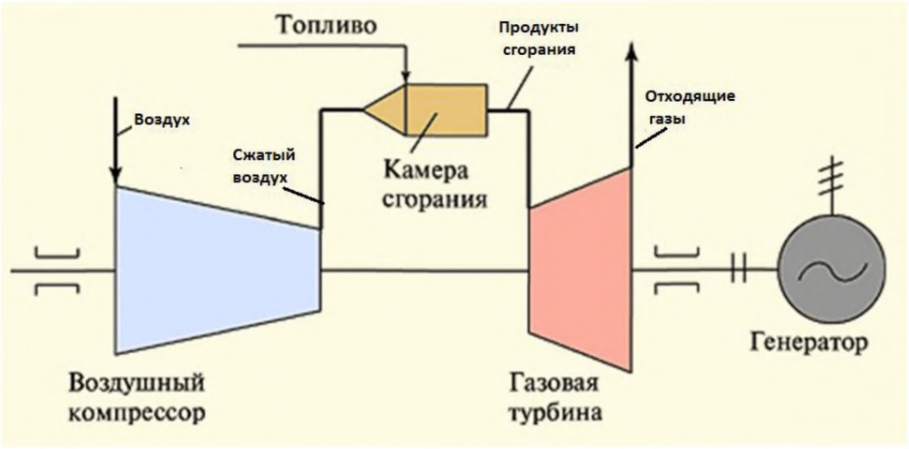


Рисунок 3.1 — Принципиальная схема ГТУ

Температура отходящих из ГТУ газов достаточно высока. Поэтому в ряде случаев их используют для отпуска тепловой энергии внешнему потребителю в виде горячей воды или пара, получаемых в специальных газо-водяных теплообменниках (подогревателях). Такие электростанции называются ГТУ-ТЭЦ и имеют коэффициент полезного использования теплоты топлива (КИТ) до 85 % (рисунок 3.2).

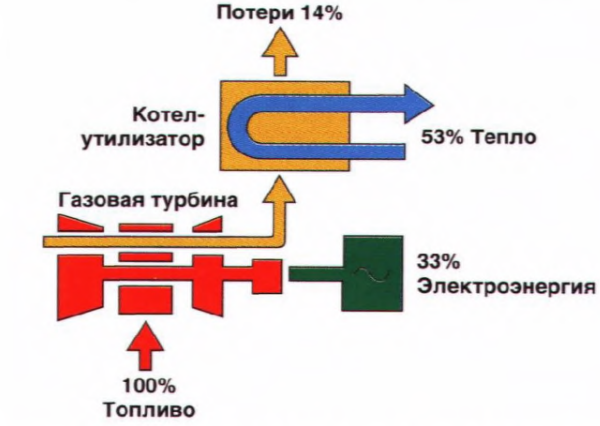


Рисунок 3.2 — Схема ГТУ-ТЭЦ

Парогазовые конденсационные ТЭС комплектуются парогазовыми установками (ПГУ), которые представляют комбинацию ГТУ и ПТУ, что позволяет обеспечить высокую экономичность и эффективность с электрическим КПД до 58 % и выше (рисунок 3.3).

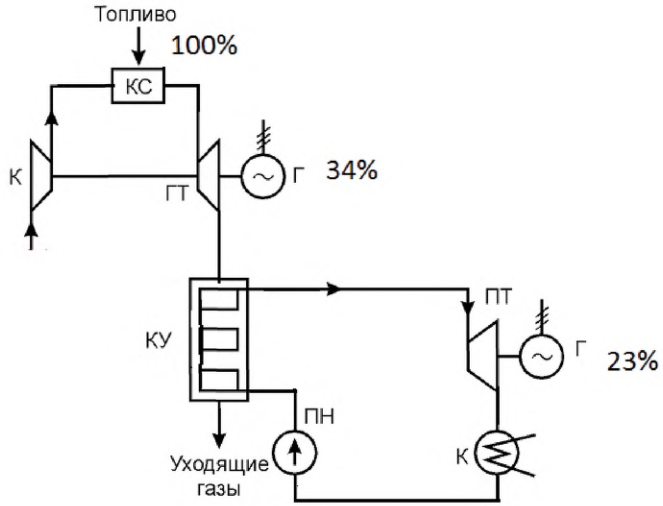


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема парогазовой установки
(К – компрессор; КС – камера сгорания; ГТ – газовая турбина; Г – электрогенератор; КУ – котел-утилизатор; ПТ – паровая турбина; К – конденсатор; ПН – питательный насос)

Еще большей эффективность имеют ПГУ-ТЭЦ, на которых за счет выработки дополнительно тепловой энергии коэффициент использования тепла топлива достигает 84-84 % (рисунок. 3.4).

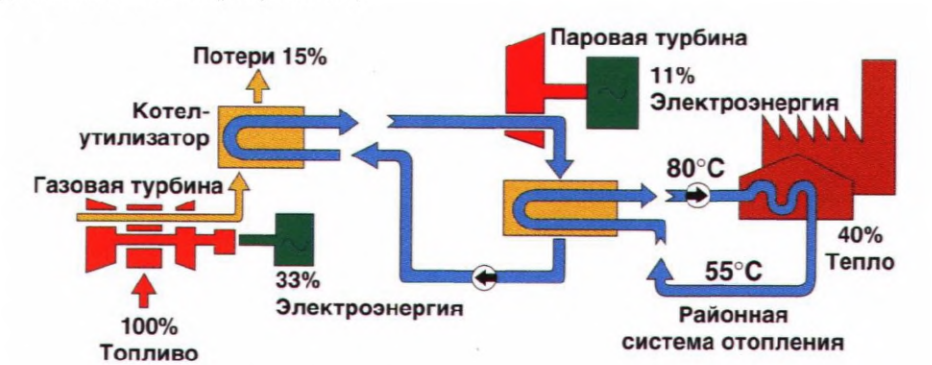


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ

По своей структуре тепловые электростанции делятся на блочные и с поперечными связями.

Газообразные топлива подаются на ТЭС по газовым трубопроводам (газопроводам) из газовых скважин либо из газовых хранилищ. Природный газ из различных скважин различается по качеству. Очистка газа происходит на месте добычи для снижения проблем транспортировки по трубопроводам.

В энергетических установках можно использовать целый ряд газов. Если давление в питающем трубопроводе превышает нужную величину давления на входе в энергетические установки, нужно провести декомпрессию газа. Это обычно происходит в дополнительной турбине для возврата некоторой части энергии, использованной для его сжатия. Затем газ подается по трубам на топливосжигающую энергетическую установку.

В газовых турбинах для прямого сжигания используются только очищенные газы. При этом также нужно провести декомпрессию природного газа, если давление в трубопроводе превышает нужное давление на входе газовой турбины. Адиабатическое охлаждение декомпрессированного газа может быть использовано для охлаждения воздуха, поступающего на компрессор газовой турбины.

Газообразное топливо для ГТУ, поступающее при давлении ниже рабочего, должно пройти компрессию (сжатие) до достижения необходимой величины давления на входе камеры сгорания конкретной газовой турбины.

Транспортировка природного газа на ТЭС осуществляется по магистральным газопроводам после предварительной обработки на газовых заводах. Обработка газа перед его доставкой включает в себя:

– очистку газа от механических примесей;

– глубокую очистку от сернистых соединений (допустимое остаточное содержание H_2S не более 0,02 г/м^3, или 0, 0013 %);

– извлечение из газа высших углеводородов (в основном, пропана и бутана), используемых как топливо (сжиженный газ);

– осушение газа;

– одоризацию газа (придание запаха, позволяющего обнаруживать присутствие газа в воздухе).

Газ, прошедший обработку и поступающий по газопроводу на ТЭС, имеет низкую влажность и содержание высших углеводородов и практически не содержит серы. Подача газа на ТЭС осуществляется с помощью газоперекачивающих станций по магистральным газопроводам под давлением. Газопроводы оборудуются сигнализацией максимального и минимального давлений газа, проверки исправности которой проводятся не реже 1 раза в месяц.

На электростанциях, работающих на газе, должен быть предусмотрен газорегуляторный пункт (ГРП), производительность которого рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами. Прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняется наземной, причем на газопроводах должна применяться только стальная арматура. Газопроводы ГРП, в том числе наружные входные, на длине не менее 20 м должны быть покрыты звукопоглощающей изоляцией.

Помещения ГРП должны иметь естественное и электрическое освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую воздухообмен в 1 ч не менее трехкратного; они должны отапливаться и иметь температуру не ниже 5°С.

При работе на природном газе ТЭС должен проводиться строгий контроль взрывоопасности газовоздушных смесей и предприниматься меры по

предотвращению отравления персонала токсичными компонентами газового топлива.

Давление газа в ГРП снижается регуляторами двух разновидностей: мембранными прямого действия и электронными.

Электронные регуляторы представляют собой поворотную заслонку с приводом от электрического исполнительного механизма, установленного вне регуляторного зала и связанного с заслонкой тягами длиной не более 6 м. Производительность таких регуляторов зависит от принятого диаметра, что позволяет ограничиться двумя нитками регулирования – рабочей и резервной. За регуляторами давления должны стоять не менее двух предохранительных сбросных устройств пропускной способностью не менее 10% пропускной способности наибольшего из регуляторов давления пружинного действия.

Для продувки газопроводов устанавливают продувочные свечи. Газопроводы при заполнении газом должны продуваться до вытеснения всего воздуха, а при освобождении от газа должны продуваться воздухом до вытеснения всего газа. Необходимость этого обусловлена способностью газа в определенной пропорции с воздухом образовывать взрывоопасную смесь. Трубопроводы для продувки газопроводов (свечи) и трубопроводы от предохранительных сбросных устройств ГРП должны выводиться наружу в места, обеспечивающие условия для рассеивания газа, но не менее чем на 1 м выше корпуса здания.

В таблице 3.2 представлены методы снижения выбросов NO_x в атмосферу не требующие технического переоснощения и реконструкции.

Таблица 3.2 – Методы снижения выбросов NO_x и CO в атмосферу не требующие технического переоснащения и реконструкции

Метод	Описание
Упрощенное двухступенчатое сжигание	Метод основывается на использовании одной или нескольких горелок (предпочтительно в верхнем ярусе горелок) для подачи только воздуха с перераспределением топливной нагрузки на остальные горелки.. Необходим запас мощности у горелок, которые остаются в работе
Добавление воды/пара	Вода или пар используются в качестве разбавителя для снижения температуры горения в газовых турбинах, двигателях или котлах и снижения тепловых NO_x. Она либо предварительно смешивается с топливом до его сжигания (топливная эмульсия, увлажнение или насыщение), либо непосредственно вводится в камеру сгорания (ввод воды/пара)
Низкие избытки воздуха	Метод главным образом основывается на следующих признаках: – сведение к минимуму присосы воздуха в топку – тщательный контроль подачи воздуха, используемого для сжигания и содержания CO
Нестехиометрическое сжигание	Метод основывается на разбалансе топливовоздушного соотношения в горелочных устройствах или по ярусам горелок. Необходимо проведение наладочных испытаний с целью недопущения резкого возрастания химического недожога топлива и анализа изменений теплового состояния топки
Снижение температуры воздуха горения	Использование воздуха с пониженной температурой

3.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду

Таблица 3.3 — Выбросы загрязняющих веществ в 2015 г. на ТЭС отрасли, сжигающих, в качестве основного топлива, природный газ, тонн

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO_2)	оксид углерода
Сургутская ГРЭС-2	35924	0	303	24199	11423
Сургутская ГРЭС-1	16335	0	47	12716	3571
Костромская ГРЭС	16157	2	618	15414	123
Нижнекамская ТЭЦ-1	12601	150	5765	6641	45
Курганская ТЭЦ	10225	1660	1822	3873	2871
Невинномысская ГРЭС	9588	1	82	6522	2983
Якутская ГРЭС	8294	0	0	4333	3961
Конаковская ГРЭС	7505	0	2	7258	245
Нижневартовская ГРЭС	7459	0	45	7157	257
Среднеуральская ГРЭС	6855	0	276	5807	772
Кармановская ГРЭС	6841	6	790	5963	82
Ириклинская ГРЭС	6796	1	12	5506	1277
Ставропольская ГРЭС	6510	2	13	6495	0
Автозаводская ТЭЦ	5762	2	532	5228	0
Ново-Свердловская ТЭЦ	5549	0	1	5301	247
Киришская ГРЭС	5170	0	0	2621	2550
Томская ТЭЦ-3	5010	0	0	2052	2958
ТЭЦ-26 Мосэнерго	4592	0	4	4239	349
Тольяттинская ТЭЦ	4568	597	328	3630	13
Заинская ГРЭС	4348	3	202	3389	753
Няганская ГРЭС	4324	1	0	2451	1873
Северо-Западная ТЭЦ	4307	0	0	4257	49
Яйвинская ГРЭС	4085	3	258	2603	1222
Набережночелнинская ТЭЦ	3941	21	926	2694	300
ТЭЦ-21 Мосэнерго	3908	0	9	3726	174
Печорская ГРЭС	3769	2	26	3693	48
Тобольская ТЭЦ	3727	1	76	3599	51
Челябинская ТЭЦ-3	3709	0	0	3708	1
Пермская ГРЭС	3623	0	49	3572	3
Уфимская ТЭЦ-2	3512	1	0	3144	366
Тюменская ТЭЦ-2	3367	1	1	2636	730
Волгоградская ТЭЦ-3	3291	1	21	3269	0
Волжская ТЭЦ-1	3210	26	18	2510	655
Краснодарская ТЭЦ	3209	1	10	2566	632
Шатурская ГРЭС-5	3077	63	177	2484	353
Первомайская ТЭЦ-14	3055	0	1	1774	1280
Архангельская ТЭЦ	3010	0	0	2610	400
МОЭК	2979	0	0	2457	521

Продолжение таблицы 3.3

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO_2)	оксид углерода
Уфимская ТЭЦ-3	2747	7	1526	1051	163
Волжская ТЭЦ-2	2720	1	7	2379	333
Правобережная ТЭЦ-5	2717	6	3	838	1870
ТЭЦ-25 Мосэнерго	2696	0	4	2522	171
Василеостровская ТЭЦ-7	2694	0	1	1456	1237
ТЭЦ-23 Мосэнерго	2636	0	1	2623	11
Самарская ТЭЦ	2427	0	0	2427	0
Ново-Салаватская ТЭЦ	2389	4	0	2327	58
Южная ТЭЦ-22	2316	0	1	2301	14
Пермская ТЭЦ-14	2154	0	0	2002	151
Пермская ТЭЦ-9	2153	0	117	2031	5
Смоленская ГРЭС	2081	92	24	1964	1
Сакмарская ТЭЦ	2075	1	0	2074	0
Пензенская ТЭЦ-1	2059	0	4	2026	29
Автовская ТЭЦ-15	2034	0	2	2033	0
Калининградская ТЭЦ-2	1980	1	0	1951	27
Казанская ТЭЦ-3	1963	11	25	1904	22
Новогорьковская ТЭЦ	1908	52	0	1743	114
Стерлитамакская ТЭЦ	1858	2	131	1576	148
Северодвинская ТЭЦ-2	1844	0	14	1667	164
Саранская ТЭЦ-2	1810	1	23	956	831
Владимирская ТЭЦ-2	1799	0	0	1398	401
Нижнекамская ТЭЦ-2	1790	25	930	754	82
Казанская ТЭЦ-2	1782	8	11	1528	236
Смоленская ТЭЦ-2	1763	0	2	1737	24
Кировская ТЭЦ-3	1760	170	0	1187	403
Сормовская ТЭЦ	1756	3	911	843	0
Орская ТЭЦ-1	1694	16	545	1126	6
Казанская ТЭЦ-1	1683	1	9	1294	378
Омская ТЭЦ-3	1668	2	23	1643	0
Закамская ТЭЦ-5	1653	838	236	579	0
Сосногорская ТЭЦ	1633	0	0	1633	0
Комсомольская ТЭЦ-3	1527	0	2	1419	105
ТЭЦ ВАЗа	1511	0	0	1503	8
Каргалинская ТЭЦ	1510	0	174	1335	0
Йошкар-Олинская ТЭЦ-2	1498	0	0	1498	0
Тюменская ТЭЦ-1	1490	0	2	1383	106
Ярославская ТЭЦ-2	1399	6	12	1326	55
Ульяновская ТЭЦ-1	1397	0	0	1062	334
ТЭЦ-20 Мосэнерго	1388	0	5	1325	57
ТЭЦ-16 Мосэнерго	1346	0	4	1241	101
Астраханская ТЭЦ-2	1327	0	11	832	484
Орловская ТЭЦ	1285	1	8	1275	1
Уренгойская ГРЭС	1261	1	1	1171	89
ТЭЦ-8 Мосэнерго	1259	2	185	1055	18

Продолжение таблицы 3.3

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO_2)	оксид углерода
ТЭЦ-12 Мосэнерго	1230	0	2	1224	4
Уфимская ТЭЦ-4	1210	1	201	959	48
Новокуйбышевская ТЭЦ-2	1176	5	0	1171	1
Новочебоксарская ТЭЦ-3	1169	0	0	1168	0
Уфимская ТЭЦ-1	1168	4	622	533	9
Адлерская ТЭС	1166	0	0	729	438
Пермская ТЭЦ-6	1131	0	49	1033	48
Чебоксарская ТЭЦ-2	1113	1	0	1061	50
ТЭЦ-27 Мосэнерго	1075	0	0	1075	0
Саратовская ТЭЦ-2	1074	1	0	1067	6
Тамбовская ТЭЦ	1069	1	4	1010	53
Челябинская ГРЭС	1062	0	0	604	459
Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	1045	2	76	931	36
Балаковская ТЭЦ-4	1040	1	0	1028	11
Ульяновская ТЭЦ-2	1017	2	0	1015	1
Камчатская ТЭЦ-2	1017	1	10	848	157
Ивановские ПГУ	997	0	0	932	65
Волгодонская ТЭЦ-2	981	0	57	924	0
Петрозаводская ТЭЦ	949	0	20	793	136
Свердловская ТЭЦ	925	0	0	876	48
Первомайская ТЭЦ	908	1	0	866	42
Салаватская ТЭЦ	891	1	0	877	13
Ухтинские ТС	838	0	0	683	156
Томская ТЭЦ-1	789	5	1	157	626
Дорогобужская ТЭЦ	726	397	129	173	27
Березниковская ТЭЦ-2	717	0	66	650	1
Первоуральская ТЭЦ	713	0	16	654	43
Джубгинская ТЭС	709	0	0	177	532
Ростовская ТЭЦ-2	679	0	5	672	2
Сызранская ТЭЦ	678	0	29	649	0
Тепловые сети [г.Томск]	678	117	18	131	412
ТЭЦ-11 им М.Я.Уфаева	677	0	9	644	24
Омская ТЭЦ-2 [Котельная]	661	182	122	346	12
Приуфимская ТЭЦ	649	1	49	557	43
Чайковская ТЭЦ-18	633	66	5	559	4
Новокуйбышевская ТЭЦ-1	621	34	0	445	142
Тверская ТЭЦ-3	604	1	0	603	0
Зауральская ТЭЦ	602	0	0	300	303
Уруссинская ГРЭС	590	1	81	507	1
Тверская ТЭЦ-4	577	2	0	509	66

Продолжение таблицы 3.3

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO2)	оксид углерода
Безымянская ТЭЦ	571	0	0	571	0
Новомосковская ГРЭС	563	3	3	482	74
Нижегородская ГРЭС	555	0	14	541	0
Курская ТЭЦ-1	552	1	1	519	31
Энгельсская ТЭЦ-3	547	0	0	547	0
ГЭС-1 им.Смидовича	545	0	0	531	14
Участок районных котельных г. Ростова-на-Дону	527	0	14	393	119
Охинская ТЭЦ	506	0	0	324	183
Камышинская ТЭЦ	497	1	0	440	56
Ефремовская ТЭЦ	472	0	14	433	25
Сыктывкарские ТС	466	4	25	270	168
ТЭЦ-9	463	0	1	442	20
Омская Кировская РК	463	0	6	385	73
Уренгойская ГТЭС	445	0	0	297	148
Липецкие ТС [Липецкая ГК]	438	0	0	379	60
Ижевская ТЭЦ-1	432	0	0	389	43
Елецкая ТЭЦ	428	0	0	351	77
Якутская ТЭЦ	418	0	0	354	64
Пермская ТЭЦ-13	414	0	0	374	40
Псковская ГРЭС	394	8	0	384	2
Юго-Западная ТЭЦ	382	2	0	326	53
Ноябрьская ПГЭ	375	0	0	232	143
Костромская ТЭЦ-2	372	0	0	372	0
ТЭЦ-17 (Мосэнерго)	372	0	3	369	0
Березниковская ТЭЦ-4	369	0	4	365	0
Саранские ТС	360	0	0	130	230
Пензенская ТЭЦ-2	351	0	0	335	16
Казымская ГТЭС	350	0	0	218	132
Выборгская ТЭЦ-17	346	0	5	340	0
ПГУ-235 Астрахань	343	0	31	201	110
Ургальская котельная	340	143	56	13	127
Ярославская ТЭЦ-1	323	0	1	306	15
Центральные ЭС [Якутскэнерго]	321	11	22	165	124
ТЭЦ-2 Центральной ТЭЦ	298	0	1	298	0
Белгородская теплосетевая компания	292	0	0	95	196
ГТ ТЭЦ г. Красавино	290	0	0	183	108
Костромская ТЭЦ-1	286	0	0	221	65
Хабаровская ТЭЦ-2	277	0	0	255	22
Котовская ТЭЦ	273	0	0	224	49

Продолжение таблицы 3.3

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO2)	оксид углерода
ЭС – 1, 3 Центральной ТЭЦ	270	0	3	267	0
Котельная привокзальная	267	0	0	267	0
Шахтинская ГТЭС	265	0	2	147	116
Курская ТЭЦ-4	252	3	0	157	92
ГРЭС-3 им.Классона	248	0	1	90	157
Астраханская ГРЭС	245	0	16	61	167
Саратовская ГРЭС	242	0	0	233	10
Гурзуфская котельная	214	0	0	204	10
Самарская ГРЭС	210	0	0	210	0
Кизеловская ГРЭС-3	209	0	52	157	0
Котельная Шадринская	200	0	0	71	129
Курганская ТЭЦ-2	196	1	0	180	15
Сарапульская ТЭЦ	195	0	0	159	36
Сочинская ТЭС	194	0	0	175	19
Махачкалинская ТЭЦ	189	0	4	21	164
Вологодская ТЭЦ	173	0	0	147	26
Котельная Арбеково	163	0	0	141	21
Белгородская ТЭЦ	156	0	0	141	15
Дубровская ТЭЦ-8	152	1	1	53	97
Елецкие ТС	151	0	0	52	99
Кировская ТЭЦ-1	132	0	0	132	0
Волгоградская ГРЭС	132	2	0	71	59
ЦОК [г.Самара]	128	0	0	128	0
Березниковская ТЭЦ-10	107	0	1	106	0
Смоленсктеплосеть	105	0	0	102	2
Тверская ТЭЦ-1	105	0	0	95	10
Западные ЭС [Якутскэнерго]	99	3	6	48	42
Саратовская ТЭЦ-1 [в составе Саратовская ГРЭС]	94	0	0	94	0
ГТУ ТЭЦ ЛУЧ	92	0	0	68	23
Водогрейная котельная п.Кольцово	90	0	0	41	50
Котельная ДЭМ	88	0	0	44	44
Котельная Западная [Белгородская ТЭЦ]	81	1	0	79	1
Щекинская ГРЭС	77	1	0	71	6
Ливенская ТЭЦ	71	0	1	65	5
Данковская ТЭЦ	66	0	0	65	1
Котельная пиковая	64	0	0	38	26
Тенинская водогрейная котельная	60	1	0	56	3
Ульяновская ТЭЦ-3 [котельная]	54	0	0	54	0
Котельная БПК	51	0	0	30	21

Окончание таблицы 3.3

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO2)	оксид углерода
Водогрейная котельная Оренбургских ТС [г.Оренбург]	50	0	0	23	27
Котельная Южная [Белгородская ТЭЦ]	48	1	0	46	1
Котельная Журавлики [Губкинской ТЭЦ]	45	0	0	43	2
Калининградская ТЭЦ-1 [котельная]	44	0	1	43	1
ТЭЦ Северо-Западного района	42	1	0	41	0
Ляпинская паровая котельная	38	0	0	34	4
Медногорская ТЭЦ	38	0	0	35	3
Гусевская ТЭЦ	37	0	0	34	3
Новиковская ДЭС	26	1	3	12	10
Медногорский район Оренбургских ТС	23	0	0	7	16
Волгодонская ТЭЦ-1	23	0	0	21	1
Елабужская ТЭЦ	23	0	0	18	4
БМК ТИ и ТС ТЭЦ-6	18	0	0	9	9
ГПА Юматово	17	0	0	7	9
Новокузнецкая ГТЭС	14	0	0	9	6
Озерновская ДЭС	14	1	1	7	5
Котельная Искра	12	0	0	3	8
ГПА АССЫ	10	0	0	5	6
ГПА Красноусольск	8	0	0	4	4
Паужетская ГЕОЭС	4	0	0	2	1
Калужская ТЭЦ-1	3	0	0	1	1

Методология определения технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу НДТ сжигания топлива в целях производства энергии на КТЭУ приведена в разделе 2.2.2.

Для котельных установок сжигающих природный газ основными выбросами загрязняющих веществ являются оксиды азота (NO_x).

Анализ данных показал, что

– сжигание газа на котельных установках в основном осуществляется без содержания в выбросах оксида углерода. Максимальное значение выбросов оксида углерода не привышает 50 мг/м^3 что значиельно ниже нормативных значений (300 мг/м^3)

– содержание оксидов азота в отработавших газах ГТУ и ПГУ не превышают 50 мг/м^3 на газообразном топливе. Поэтому для ГТУ и ПГУ предлагается установить технологический показатель удельных выбросов оксидов

азота в атмосферу, равным 50 мг/м^3. Значения оксидов азота определяют в осушенной пробе при 0°С, 101,3 кПа и концентрации кислорода 15 % (при пересчете на NO_2).

– режимные мероприятия, не требующие реконструкции котельной установки: упрощенное ступенчатое сжигание, нестехиометрическое сжигание и работа с минимальными избытками воздуха, допустимыми по условиям разрешенной концентрации СО – внедрены примерно на 90 % всех газомазутных котлов;

– все новые котлы, выпущенные отечественными заводами после 2001 г., имеют конструктивные особенности, рассчитанные на снижение выбросов NO_x;

– общее количество газомазутных котлов, на которых внедрены технологии подавления NO_x (с учетом и режимных и конструктивных мероприятий) составляет почти 1300 котлов.

Таблица 3.4 —Диапазон фактических значений технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу КТЭУ при сжигании природного газа

Тепловая мощность котлов, МВт	Массовая концентрация NO_x в дымовых газах при O_2 = 6 %, мг/нм^3*
Котельные установки, введенные по проектам, утвержденным по 31.12.1981	
50-100	125-550
более 100 до 300	125-750
более 300	125-1000
Котельные установки, спроектированные после 01.01.1982 и введенные по 31.12.2000	
50-100	100-550
более 100 до 300	100-750
более 300	100-1000
Котельные установки, введенные с 01.01.2001	
50-100	100-550
более 100 до 300	100-750
более 300	100-1000
Примечание – * При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа) сухие газы.	

1) Для КТЭУ в составе энергообъектов I категории, введенных по проектам, утвержденным по 31.12.1981, предельные значения технологических показателей НДТ по выбросам оксидов азота при сжигании природного газа устанавливаются равными удельным выбросам, которые возможно достичь с применением малозатратных технологических мероприятий и режимными-наладочными мероприятиями. Анализ анкетирования показал, что эти значения не превышает 90% КТЭУ данной группы (по мощности).

Введение более строгих ограничений для КТЭУ данной группы нецелесообразно по следующим соображениям:

– имеются технические ограничения (отсутствие площади) для применения на этих КТЭУ новых средств ограничения выбросов,

– эти КТЭУ в обозримом будущем будут выведены из эксплуатации или реконструированы в связи с относительно низкими показателями энергоэффективности, надежности, промышленной безопасности или экономической рентабельности.

2) Для котельных установок, спроектированных после 01.01.1982 и введенных по 31.12.2000, и КТЭУ, введенных с 01.01.2001, предельные значения технологических показателей НДТ выбросов оксидов азота принимаются на уровне достигнутом существующими технологиями в отрасли.

3) Предельные значения выбросов CO должны устанавливаться с учетом того, что применение практически всех технологических методов подавления образования оксидов азота сопровождается ростом выбросов CO. В связи с тем, что НТД снижения выбросов оксидов азота является применение именно технологических методов, предельные значения выбросов CO должны устанавливаться с учетом применения этих методов. Рекомендовано значение 300 мг/нм^3 для всех типов КТЭУ.

Предельные значения технологических показателей НДТ, определенные в соответствии с описанной методологией, представлены в Приложении Г.

3.3. Определение НДТ снижения выбросов и сбросов при сжигании газообразного топлива

Таблица 3.5 — Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива, подлежащие рассмотрению

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
Контролируемое снижение избытка воздуха	15-20	При наличии контроля за содержанием CO в дымовых газах за котлом	Да	Появление CO на уровне выше допустимого в уходящих дымовых газах	Не требует реконструкции котла
Нестехиометрическое сжигание	30-45	При наличии нескольких горелок (минимум – двух горелок на разных ярусах) и контроля CO	Да	Повышение избытка воздуха	Не требует реконструкции котла
Упрощенное двухступенчатое сжигание	20-35	При наличии двух или более ярусов горелок	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Не требует реконструкции котла, воздух подается через отключенную горелку
Двухступенчатое сжигание	30-50	На всех котлах	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Требуется монтаж сопел вторичного воздуха
Малотоксичная горелка	30-60	На всех котлах	Да	-	Требуется замена горелок
Рециркуляция дымовых газов	60	-	Да	Рост температуры перегрева Снижение КПД	Требуется реконструкция

Окончание таблицы 3.5

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
Комплексный метод, состоящий в объединении рециркуляции, двухступенчатого и нестехиометрического сжигания	-	При наличии двух или большего числа ярусов	Да	-	-

Примечание:

***Определение малотоксичной горелки**

Термические и быстрые оксиды азота формируются при сжигании газообразного топлива из азота воздуха, эффективное снижение которых возможно за счет технологических – первичных методов (ПМ) подавления. Факторами воздействующими на формирование оксидов азота при сжигании газа являются: температура ядра факела (в том числе температура горячего воздуха), концентрации реагирующих веществ, время нахождения реагирующих веществ в зоне формирования оксидов азота. Более 80 % оксидов азота при сжигании газа формируется в 1/3 длины факела горелки.

Горелки «внутрифакельного» подавления термических оксидов азота относятся к ПМ и являются элементом газовоздушного тракта котла. При всем многообразии конструкций малотоксичных вихревых горелок, в них реализуется концепция «внутрифакельного» снижения выбросов NO_x и использованы по существу одни и те же приемы:

- низкие избытки воздуха в зоне реагирующих веществ;
- ступенчатость по воздуху;
- ступенчатость по топливу;
- снижение температуры факела в зоне формирования оксидов азота
- снижение концентрации реагирующих веществ.
- снижение времени нахождения реагирующих веществ в зоне формирования оксидов азота.

В настоящее время в мире для сжигания газообразного топлива существуют горелки, которые совместно с другими технологическими мероприятиями таблицы 3.5 обеспечивают выбросы оксидов азота менее 2 мг/м^3 при 6% O_2 (горелки 5-го поколения). Горелки третьего поколения, которые возможно применить в энергетических котлах, обеспечивают совместно с другими технологическими мероприятиями, выбросы оксидов азота менее 30 мг/м^3 при 6% O_2.

Исходя из вышеперечисленного предлагается низкоэмиссионными горелочными устройствами для сжигания газообразного топлива считать устройства, которые в своем базовом режиме работы (без применения остальных первичных методов подавления оксидов азота) могут обеспечить концентрации выбросы оксидов азота менее 100 мг/м^3 при холодном воздухе и менее 150 мг/м^3 при температуре горячего воздуха выше 200 °С. Применение дополнительных первичных методов указанных в таблице 3.5 могут обеспечить снижение выбросов оксидов азота до 80 мг/м^3 при 6% O_2.

3.4 НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива

НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива − применение одного или нескольких из перечисленных технологических методов:

НДТ 3.1 Режимно-наладочные методы:
- НДТ 3.1.1 Контролируемое снижение избытка воздуха.
- НДТ 3.1.2 Нестехиометрическое сжигание.
- НДТ 3.1.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 3.2 Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:
- НДТ 3.2.1 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.
- НДТ 3.2.2 Малотоксичная горелка.
- НДТ 3.2.3 Рециркуляция дымовых газов.

3.5 Экономические аспекты реализации НДТ

При анализе экономических аспектов выбора мероприятий по сокращению выбросов оксидов азота на ТЭС в первую очередь рассматривались технологические методы подавления оксидов азота – первичные методы (ПМ). Они были ранжированы (определены приоритеты) с учетом вида топлива, минимизации затрат и требуемого снижения фактической концентрации в таком порядке:

- установка малотоксичных горелок в существующие амбразуры, без изменения поверхностей нагрева под давлением;
- ступенчатый ввод воздуха;
- трехступенчатое сжигание, предпочтительно – с использованием природного газа для создания восстановительной среды выше зоны активного горения;
- комбинированный метод, включающий 2 или 3 из перечисленных выше технологических методов;

Проверенные на большом числе газовых котлов первичные методы (ПМ) отличаются как эффективностью, так и затратами при их реализации на действующих котлах. В таблицах 3.6 и 3.7 приведены данные по эффективности и стоимости как отдельных, так и комбинации ПМ.

Таблица 3.6 — Экономическая эффективность отдельных ПМ подавления NO_x (в расчете на моноблок 300 МВт)

Технология	Потенциальное сокращение выбросов NO_x, %		Удельные капитальные затраты, руб./кВт		Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.**		Дополнительные эксплуатационные затраты, коп./кВт·ч	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Рециркуляция дымовых газов	10	20	20	70	0,5	3,0	0,6	1,2
Двухступенчатое сжигание	20	45	70	140	2,0	3,0*	–	–
Малотоксичные горелки	30	40	100	250	2,0	4,0	–	–

Таблица 3.7 — Экономическая эффективность комбинации ПМ подавления NO_x (в расчете на моноблок 300 МВт)

Технология	Потенциальное сокращение выбросов NO_x, %		Удельные капитальные затраты, руб./кВт		Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.**		Дополнительные эксплуатационные затраты, коп./кВт·ч	
	min	max	min	max	min	max	min	max
Малотоксичные горелки и ступенчатый ввод воздуха	44	73	170	400*	1,5	2,5*	–	–
Малотоксичные горелки и рециркуляция дымовых газов	37	50	120	330	1,5	2,5	0,6	1,2
Малотоксичные горелки, двухступенчатое сжигание и рециркуляция дымовых газов	50	78	200	470*	2,0	6,0*	0,6	1,2

Примечания:

*Для котлов с газоплотными топочными экранами.

При применении нормативов технологических показателей загрязняющих веществ на действующих котельных установках, сжигающих природный, потенциальное сокращение оксидов азота на электростанциях отрасли в зависимости от нижней или верхней границы нормативов технологических показателей составит от 10 до 20 % NO_x (от 55805 до 111610 тонн NO_x).

** Указанный срок учитывает только время непосредственных работ на котле в период капитального ремонта в соответствии с согласованным графиком выполнения ремонтных работ. Общие количество времени необходимое на внедрение мероприятия с учётом проектных работ, экологической экспертизы, проведения конкурсных процедур, закупки и изготовления оборудования, СМР может составить до 4-х лет.

3.6 Перспективные технологии

Приоритеты технологического развития крупных газовых ТЭС состоят в использовании высокоэффективных ПГУ, максимальной унификации создаваемого оборудования, применении типовых проектных решений на базе серийного отечественного (лицензионного) оборудования.

При этом следует учесть, что наблюдаемый в течение многих десятилетий тренд на совершенствование турбинных технологий электрогенерации большой мощности на органическом топливе, видимо, подходит к своему логическому завершению, обусловленному физическими и технологическими ограничениями. Ведущими мировыми энергомашиностроительными компаниями разработаны и активно продвигаются на рынок т.н. теплоэнергетические установки «предельной эффективности» – ПГУ на природном газе электрической мощностью 600-1200 МВт с КПД 60-62 %, базирующиеся на газовых турбинах сверхбольшой мощности (300-500 МВт), имеющими КПД 40-42 %. Активно разрабатываются ГТУ со сложным циклом, включая промежуточное охлаждение воздуха и изотермический подвод тепла. Их комбинирование с высокоэффективными паротурбинными установками обещает достижение в мощных ПГУ предельных значений КПД 65-66 %.

В кратко- и среднесрочной перспективе перед российской газовой генерацией стоят следующие задачи:

– увеличение степени локализации производства лицензионных газовых турбин средней и большой мощности и разработка на их основе типовых проектов ПГУ для замещения выводимых газовых паротурбинных блоков мощностью 100-800 МВт на КЭС и 100-250 МВт на ТЭЦ;

– организация разработки отечественных газовых турбин средней и большой мощности, конкурентоспособных с лучшими зарубежными аналогами;

– совершенствование отечественных ГТУ малой мощности, в т.ч. с использованием регенеративных схем; создание и освоение производства высокотехнологичных микротурбин. Для обеспечения технологической независимости отечественной энергетики актуальной является организация в стране производства современных газовых турбин средней (30-50 МВт) и большой (60-80, 100-120, 150-180 и 270-300 МВт) мощности, в том числе на основе лицензионных соглашений с полной локализацией производства.

Проекты локализации производства иностранного высокотехнологичного оборудования на отечественных предприятиях к настоящему времени трудно признать достаточно успешными. Несмотря на достижение в некоторых проектах, степени локализации до 80 % и даже 95 %, за зарубежными компаниями остается изготовление и поставка наиболее высокотехнологических и критически важных элементов «горячего тракта» ГТУ (лопатки турбины высокого давления, горелки и элементы камеры сгорания). К тому же все производимые по лицензии установки относятся к предыдущему поколению турбин.

Важнейшей ближайшей задачей следует считать организацию собственного производства высокотехнологичных компонентов ГТУ (турбинных лопаток, элементов камеры сгорания и др.) для обеспечения ремонта установленных газовых турбин средней и большой мощности зарубежного производства.

Новые и усовершенствованные ГТУ должны быть специально разработаны для энергетического применения, оборудованы низкоэмиссионными камерами сгорания (с выбросами оксидов азота не более 25 ppm), иметь большой рабочий ресурс (до 150-200 тыс. часов). Котлы-утилизаторы для крупных ПГУ должны иметь контуры двух (трех) давлений для эффективной работы при различных нагрузках. Необходимо продолжить совершенствование отечественных паровых турбин с целью повышения КПД. Целесообразно наращивать усилия по разработке отечественных технических средств и интеллектуальных систем диагностики состояния основного и вспомогательного оборудования энергетических установок в режиме реального времени, прежде всего, высокочувствительных и надежных сенсоров, в т. ч. Бесконтактных.

В долгосрочной перспективе актуальными являются разработки:

– отечественных ГТУ большой мощности (300 МВт и более), конкурентоспособных на внутреннем и внешних рынках энергетического оборудования, и на их основе – мощных ПГУ предельной эффективности (с КПД до 65-66 %);

– гибридных электрогенерирующих установок на основе топливных элементов и ГТУ (ПГУ) с КПД до 70 %.

Разработка в стране сверхмощных газовых турбин (300 МВт и более) и ПГУ до 800-1200 МВт требует соответствующего технико-экономического обоснования, что обусловлено большими требуемыми затратами. До 2035 года емкость внутреннего рынка для данного оборудования будет оставаться относительно небольшой, а выход на внешние рынки затруднен из-за высокой конкуренции. Для обеспечения конкурентоспособности разрабатываемых установок с перспективными зарубежными технологиями потребуется выполнить большой объем НИОКР, в том числе по созданию новых жаропрочных материалов и термобарьерных покрытий.

Задачу разработки отечественных газовых турбин большой мощности с перспективными техническими характеристиками следует рассматривать как стратегическую, гарантирующую сохранение и развитие научно-технологического потенциала страны. Это прямой технологический вызов для отечественной науки и промышленности. Владение технологиями производства мощных газовых турбин позитивно характеризует научно-технологический уровень энергетического машиностроения страны и во многом определяет его экспортный потенциал.

Раздел 4 Производство энергии при сжигании жидкого топлива

В таблице 4.1 представлены ТЭС отрасли электроэнергетика, сжигающие в качестве основного топлива мазут.

Таблица 4.1 – ТЭС отрасли электроэнергетика, сжигающие в качестве основного топлива мазут

Наименование ТЭС	Установленная электрическая мощность, МВт
Мурманская ТЭЦ	12
Светловская ГРЭС-2	94
Ярославская ТЭЦ-3	295
Итого 3 ТЭС, сжигающих в качестве основного топлива мазут	401

4.1 Описание технологических процессов

Жидкое топливо поставляется на ТЭС обычно железнодорожным транспортом в специальных цистернах и хранится в вертикальных стальных цилиндрических резервуарах, расположенных по противопожарным условиям на достаточном удалении от главного корпуса ТЭС. Для обеспечения слива жидкого топлива из цистерны его разогревают паром с давлением 1,2-1,6 МПа и температурой до 200-300°С.

В зависимости от климатических условий в месте расположения объекта и типа хранимого топлива, резервуары могут потребовать оснащения системой нагрева для того, чтобы довести мазутное топливо до необходимой температуры, чтобы осуществить его перекачку и распыление в горелках. Перекачка топлива из резервуаров хранения к устройствам сжигания (котлам и ГТУ) осуществляется по наземным трубопроводам.

На паротурбинных ТЭС в качестве жидкого топлива в основном сжигается остаточный продукт перегонки нефти – мазут и значительно реже сырая или отбензиненная нефть.

Одной из важнейших характеристик мазута является вязкость. Для обеспечения текучести мазута по трубопроводам его необходимо подогревать до температуры 80-130°С в зависимости от количества парафиносодержащих соединений в топливе.

Из резервуаров мазут насосами подается в паровые подогреватели и далее через фильтр тонкой очистки направляется к котлу, где происходит его распределение по форсункам горелок. Для обеспечения необходимой вязкости с целью качественного распыла мазут должен быть нагрет до температуры примерно от 120 до 140ºС. Чтобы улучшить сгорание мазута иногда используются добавки и присадки.

В газовых турбинах, работающих на жидком топливе, может быть использовано только очищенное жидкое топливо. Топливо должно быть доведено до необходимого давления перед тем как произойдет процесс сжигания в самой газовой турбине.

Дизельное топливо при использовании в современных газовых турбинах, требует предварительной обработки на установке подготовки топлива с целью уменьшения

концентрации натрия, калия и кальция, а также удалении твердых примесей, присутствие которых являются губительным для лопастей турбины.

На газотурбинной ТЭС установка подготовки жидкого топлива включает в себя нагреватели топлива (электрического типа или с паровым контуром), а также необходимые насосы и трубопроводы.

Жидкое топливо, предназначенное для использования в газовых турбинах, должно удовлетворять следующим требованиям:

- высокая степень чистоты;
- низкая степень коррозионной активности по отношению к вспомогательным частям и узлам и к горячим лопастям турбины;
- низкая степень осадкообразования, особенно на горячих лопастях турбины.

Котельные установки для сжигания жидких и газообразных топлив конструктивно основаны на системах для факельного (пылевидного) сжигания твердого топлива. Все газообразные и жидкие топлива могут сжигаться горелками, расположенными в нижней части топки. В горелки любого типа всегда подается воздух для смешения с топливом и горения.

В то время как газообразное топливо напрямую сжигается в смеси с воздухом, жидкое топливо распыляется в топке посредством форсунок, производящих мелкие капли в результате механического процесса или при помощи вспомогательной среды (воздух или пар) под давлением. Для того, чтобы получить гомогенное горение, используются мелкодисперсные аэрозольные капли размером от 30 до 150 мкм.

Для сжигания жидких и газообразных топлив в энергетических котлах используются фронтальное, встречное, тангенциальное (или угловое) расположение горелок, установленных от одного до четырех ярусов.

При сжигании мазута должны быть учтены следующие проблемы:

- необходимость дополнительного нагрева перед распылением из-за высокой вязкости;
- склонность топлива к формированию коксовых частиц;
- формирование отложений на конвективных поверхностях нагрева;
- низкотемпературная сернистая коррозия воздухоподогревателей.

Две первые проблемы вызваны высоким молекулярным весом и асфальтеновой природой некоторых элементов, входящих в состав топлива. Вторая и третья проблема возникают из-за присутствия в топливе серы, азота, ванадия.

Как правило, доставка мазута на ТЭС осуществляется в цистернах железнодорожным транспортом. Мазут сливают из цистерн самотеком после предварительного разогрева с обеспечением температуры мазута на всасе насосов приемной емкости не ниже 60 °С:

- «острым» перегретым или насыщенным паром (подача водяного пара к днищу цистерны устройствами верхнего разогрева или через устройства нижнего слива;
- циркуляционным способом через закрытые сливные устройства нижнего слива со сливом без контакта с наружной средой;
- способом индукционного разогрева.

Емкость приемного резервуара для топлива, доставляемого железнодорожным транспортом, должна обеспечивать при аварийной остановке перекачивающих насосов прием топлива в течение 30 мин.

Перекачивание мазута по трубопроводам осуществляется только в нагретом состоянии. Это связано со способностью мазута застывать при температуре окружающей среды. Нагревание мазута в цистернах осуществляют:

- в тепляках (обогрев цистерн снаружи в специальных камерах);
- прокачкой через цистерны предварительно нагретого в специальных теплообменниках мазута;

Хранение мазута осуществляется в металлических или железобетонных резервуарах. Крышки люков в резервуарах должны быть всегда плотно закрыты на болты с прокладками. Для предотвращения растекания мазута надземные баки-резервуары хранения мазута должны обваловываться. Объем обвалования должен быть равен объему наибольшего резервуара.

Подача мазута из хранилища в котельную осуществляется по магистральным трубопроводам, снабженными параллельно проложенными трубами с паром, имеющим общую теплоизоляцию. Перед поступлением в магистральный трубопровод мазут проходит через подогреватель и фильтры грубой и тонкой очистки. Подогреватель обеспечивает оптимальную температуру и вязкость мазута. Фильтры используются для задержки примесей и предотвращения забивания узких каналов мазутных форсунок.

Для обеспечения пожаробезопасности температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 100 °С ниже температуры вспышки. Кроме того, все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний. Также предусматривается сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание Контроль температуры мазута в резервуарах может осуществляться при помощи ртутных термометров, устанавливаемых на всасывающем патрубке топливных насосов.

Для предотвращения загрязнения воды и почвы площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута.

Подготовка жидкого топлива к сжиганию

Система подготовки мазута к сжиганию может включать устройства для его гомогенизации и ввода в мазут жидких присадок, повышающих однородность топлива и уменьшающих интенсивность коррозии котлов [46]

Таблица 4.2 – Применяемые методы снижения выбросов ЗВ в атмосферу не требующие технического переоснащения и реконструкции при сжигании мазута

Метод	Описание
Выбор топлива	Использование мазута с низким содержанием азота, серы и низкой зольностью.
Упрощенное двухступенчатое сжигание	Метод основывается на использовании одной или нескольких горелок (предпочтительно в верхнем ярусе горелок) для подачи только воздуха с перераспределением топливной нагрузки на остальные горелки. Необходим запас мощности у горелок, которые остаются в работе
Добавление воды/пара	Вода или пар используются в качестве разбавителя для снижения температуры горения в котлах и формирования теплового NO_x, либо предварительно смешивается с топливом до его сжигания (топливная эмульсия, увлажнение или насыщение), либо непосредственно вводится в горелки
Низкие избытки воздуха	Метод главным образом основывается на следующих признаках: – сведение к минимуму присосов воздуха в топку; – тщательный контроль подачи воздуха, используемого для сжигания; – сжигание топлива с регулируемым химнедожогом
Нестехиометрическое сжигание	Метод основывается на разбалансе топливовоздушного соотношения в горелочных устройствах или по ярусам горелок. Необходимо проведение наладочных испытаний с целью недопущения резкого возрастания химического недожога топлива.
Снижение температуры воздуха горения	Использование воздуха горения при температуре окружающей среды (воздух горения предварительно не нагревается в воздухоподогревателе, что может привести к снижению КПД) или байпасирование части воздуха помимо воздухоподогревателя
Одновременное сжигание мазута и природного газа	Так как в России не существует оборудования по улавливанию твердых частиц при сжигании мазута, то одновременное сжигание мазута и природного газа позволяет сократить выбросы твердых частиц и одновременно оксидов серы

4.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду

Таблица 4.3 – Среднегодовые выбросы за период с 2010 по 2014 год загрязняющих веществ на ТЭС отрасли, сжигающих, в качестве основного топлива, мазут, т

Наименование ТЭС	Всего	Твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO_2)	оксид углерода
Мурманская ТЭЦ	15580	68	13702	1748	62
Ярославская ТЭЦ-3	1800	0	147	1638	14
Светловская ГРЭС-2	1089	11	986	91	0

Выбросы загрязняющих веществ в 2015 г. на ТЭС отрасли, сжигающих, в качестве основного топлива, мазут, представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбросы загрязняющих веществ в 2015 г. на ТЭС отрасли, сжигающих, в качестве основного топлива, мазут, т

Наименование ТЭС	Всего	твердые вещества	диоксид серы	оксиды азота (в пересчете на NO_2)	оксид углерода
Мурманская ТЭЦ	13680	87	11861	1683	50
Ярославская ТЭЦ-3	1619	0	47	1490	83

Анализ регламентированных и фактических уровней эмиссий показал, что фактические значения выбросов ЗВ ТЭС , использующих в качестве основного топлива мазут работают в пределах регламентированных значений.

Методология определения технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу НДТ сжигания топлива в целях производства энергии на КТЭУ приведена в разделе 2.2.2.

Для котельных установок сжигающих природный газ основными выбросами загрязняющих веществ являются оксиды азота (NO_x) и серы.

Анализ данных показал, что:

– Максимальное значение выбросов оксида углерода не привышает 100 мг/м^3, что значиельно ниже нормативных значений (300 мг/м^3)

– Режимные мероприятия, не требующие реконструкции котельной установки: упрощенное ступенчатое сжигание, нестехиометрическое сжигание и работа с минимальными избытками воздуха, допустимыми по условиям разрешенной концентрации СО – внедрены практически на всех мазутных котлах.

– Содержание оксидов азота в отработавших газах ГТУ не превышают 100 мг/м^3 при работе на жидком топливе Поэтому для ГТУ и ПГУ предлагается установить технологический показатель удельных выбросов оксидов азота в атмосферу, равным 100 мг/м^3.

Таблица 4.5 — Диапазон фактических значений технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу КТЭУ при сжигании жидкого топлива

Тепловая мощность котлов, МВт	Массовая концентрация SO_x в дымовых газах при O_2 = 6 %, мг/нм^3*	Массовая концентрация NO_x в дымовых газах при O_2 = 6 %, мг/нм^3*
Котельные установки, введенные по проектам, утвержденным по 31.12.1981		
50-100	200-3400	250-600
более 100 до 300	200-3400	250-600
более 300	200-3000	250-600
Котельные установки, спроектированные после 01.01.1982 и введенные по 31.12.2000		
50-100	700-3400	250-500
более 100 до 300	700-3400	250-500
более 300	700-3000	250-500
Котельные установки, введенные с 01.01.2001		
50-100	700-1400	250-450
более 100 до 300	700-1400	250-450
более 300	700-1200	250-450
Примечание – * При нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа).сухой газ		

1) Для КТЭУ в составе энергообъектов I категории, введенных по проектам, утвержденным по 31.12.1981, предельные значения технологических показателей НДТ по выбросам оксидов азота и оксидов серы при сжигании жидкого топлива устанавливаются равными удельным выбросам, которые возможно достичь с применением малозатратных технологических мероприятий и режимными-наладочными мероприятиями. Анализ анкетирования показал, что эти значения не превышает 90 % КТЭУ данной группы (по мощности).

Введение более строгих ограничений для КТЭУ данной группы нецелесообразно по следующим соображениям:

– имеются технические ограничения (отсутствие площади) для применения на этих КТЭУ новых средств ограничения выбросов,

– эти КТЭУ в обозримом будущем будут выведены из эксплуатации или реконструированы в связи с относительно низкими показателями энергоэффективности, надежности, промышленной безопасности или экономической рентабельности.

Для этой группы оборудования возможны 2 альтернативных решения:

– вывод из эксплуатации в течение 14 лет;

– в результате анализа затрат и выгод и, в случае экономической целесообразности и практической возможности эксплуатации оборудования свыше 14 лет, оборудование должно быть модернизировано с выходом на технологические показатели НДТ, соответствующие требованиям ГОСТ Р 50831-95 [26].

2) Для котельных установок, спроектированных после 01.01.1982 и введенных по 31.12.2000, и для КТЭУ, введенных с 01.01.2001, предельные значения технологических показателей НДТ выбросов оксидов азота и оксидов серы принимаются на уровне достигнутом существующими технологиями в отрасли.

3) Предельные значения выбросов CO должны устанавливаться с учетом того, что применение практически всех технологических методов подавления образования оксидов азота сопровождается ростом выбросов CO. В связи с тем, что НТД снижения выбросов оксидов азота является применение именно технологических методов, предельные значения выбросов CO должны устанавливаться с учетом применения этих методов. Рекомендовано значение 300 мг/нм^3 для всех типов КТЭУ.

Предельные значения технологических показателей НДТ, определенные в соответствии с описанной методологией, представлены в Приложении Г.

4.3 Определение НДТ при сжигании жидкого топлива

4.3.1 Определение наилучших доступных технологий для разгрузки, хранения и подготовки жидкого топлива

Технологии, подлежащие рассмотрению при определении НДТ для разгрузки, хранения, обработки и подготовки жидкого топлива, представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 — Технологии предотвращения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении, обработки и подготовки жидкого топлива, подлежащих рассмотрению

Технология	Потенциальное снижение выбросов	Применение		Уровень опыта эксплуатации	Перекрестные влияния, ограничения применяемости
		Новые установки	Модернизированные		
Обваловка наземных резервуары	Снижение риска загрязнения воды и почвы	Возможно	Возможно	Да	Нет
Системы автоматического контроля для предотвращения перелива	Снижение риска загрязнения воды и почвы	Возможно	Возможно	Да	Нет
Регулярные проверки резервуаров хранения и трубопроводов	Снижение риска загрязнения воды и почвы	Возможно	Возможно	Да	Нет

4.3.2 Определение наилучших доступных технологий снижения выбросов оксидов серы SO_x при сжигании жидкого топлива

Технологии снижениявыбросов SO_x при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению при определении НДТ приведены в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Технологии снижения выбросов SO_x при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применение		Эксплуатационный опыт	Перекрестные влияния, ограничения применимости
		Новые установки	Модернизированные		
Использование мазутного топлива с низким содержанием серы	Снижение выбросов SO_x в источнике	Возможно	Возможно	Да	-
Совместное сжигание жидкого топлива и газа	Снижение выбросов SO_x в источнике	Возможно	Возможно	Да	Одновременное снижение выбросов NO_x и CO_2

4.3.3 Определение наилучших доступных технологий снижения выбросов оксида азота NO_x при сжигании жидкого топлива

Таблица 4.8 – Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
Сжигание с малыми избытками воздуха	10-20	При наличии контроля за содержанием CO в дымовых газах за котлом	Да	Появление CO на уровне выше допустимого в уходящих дымовых газах	Не требует реконструкции котла
Двухступенчатое сжигание	30-50	На всех котлах	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки. Появляется опасность сероводородной коррозии экранных труб	Требуется монтаж сопел вторичного воздуха
Малотоксичная горелка	20-40	На всех котлах	Да	-	Требуется замена горелок
Рециркуляция дымовых газов	20-50		Да	Рост температуры перегрева Снижение КПД	Требуется реконструкция
Трехступенчатое сжигание	30-60	При наличии двух и более ярусов горелок	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Требуется монтаж сопел третичного дутья
Комплексный метод, состоящий в объединении рециркуляции, двухступенчатого сжигания и	60-70	При наличии двух или большего числа ярусов	Да	Повышение избытка воздуха. Снижение КПД	Требуется реконструкция

Окончание таблицы 4.8

малотоксичных горелок					
Эмульгирование мазута	10-20	На всех котлах	Да	Повышение устойчивости горения факела, увеличение потерь с уходящими газами	Требуется реконструкция схемы мазутопровода в пределах мазутонасосной станции
Примечание — В малотоксичных горелках при сжигании жидкого топлива определяющим фактором является мазутная форсунка. Малотоксичной горелкой жидкого топлива можно принять горелочное устройство, которое в базовом режиме без применения остальных первичных методов обеспечивает выбросы оксидов азота менее 400 мг/м^3.					

4.4 НДТ при сжигании жидого топлива

4.4.1 НДТ разгрузки, хранения и транспортировки жидкого топлива

НДТ для предотвращения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении и транспортировке жидкого топлива приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 — НДТ для предотвращения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении и транспортировке жидкого топлива

Влияние	Номер НДТ	Наилучшие доступные технологии
Загрязнение воды	НДТ 4.1	- использование систем хранения жидкого топлива, которые размещаются в герметичной обваловке, емкостью, как минимум, максимального объема самого большого резервуара. Зоны хранения должны быть спроектированы таким образом, чтобы утечки из верхней части резервуара и из систем перелива могли бы быть перехвачены и находиться внутри обваловки. Должна быть предусмотрена сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание;
	НДТ 4.2	- площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута;
	НДТ 4.3	- ливневые и талые воды должны быть собраны и обработаны в системах очистки перед сбросом или утилизироваться на ТЭС.
Пожаро-безопасность	НДТ 4.4	- температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15 °С ниже температуры вспышки, но не выше 90 °С;
	НДТ 4.5	- все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний.

4.4.2 НДТ снижения выбросов диоксида серы SO_2 и оксида азота NO_x при сжигании жидкого топлива

НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании жидкого топлива − применение одного или нескольких из перечисленных технологических методов:

НДТ 4.6 Режимно-наладочные методы:

- НДТ 4.6.1 Контролируемое снижение избытка воздуха.
- НДТ 4.6.2 Нестехиометрическое сжигание.
- НДТ 4.6.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 4.7 Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:

- НДТ 4.7.1 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.
- НДТ 4.7.2 Малотоксичная горелка.
- НДТ 4.7.3 Рециркуляция дымовых газов.
- НДТ 4.7.4 Технология сжигания водомазутной эмульсии.

НДТ снижения выбросов оксидов серы SO_x при сжигании жидкого топлива:

- НДТ 4.8 Использование топлива с низким содержанием серы или уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа.

Раздел 5 Разгрузка, хранение и очистка масел

5.1 Технологии обращения с маслами, применяемые на КТЭУ

Содержание данного раздела не распространяется на обращение с энергетическими маслами, содержащими полихлорированные дифенилы и другие стойкие органические загрязнители. В связи с их особой опасностью для здоровья людей и окружающей среды обращение с ними регулируется отдельными нормативными документами в области охраны окружающей среды, санитарно-эпидемиологического благополучия населения и промышленной безопасности. Применение масел или оборудования, содержащих полихлорированные дифенилы или другие стойкие органические загрязнители, не является НДТ.

Функции маслохозяйств ТЭС

Методы обращения с маслами на КТЭУ описаны в [47], [48], [49] [50], [51], [52].

Масла на КТЭУ применяются для следующих целей:

– электроизоляционные (трансформаторные) масла для использования в маслонаполненном электрооборудовании: силовых трансформаторах и реакторах, измерительных трансформаторах тока и напряжения; высоковольтных вводах, масляных выключателях, генераторах с масляным охлаждением статора;

– нефтяные (минеральные) турбинные масла для применения в тепломеханическом, гидромеханическом и насосном оборудовании;

– огнестойкие турбинные масла типа ОМТИ для применения в тепломеханическом и насосном оборудовании;

– индустриальные масла (компрессорные, индустриальные, гидравлические и др.) для применения во вспомогательном оборудовании (углеразмольное оборудование, тягодутьевые машины котельных агрегатов, насосы, электродвигатели, компрессоры).

В процессе эксплуатации и при техническом обслуживании оборудования масла расходуются вследствие протечек, при сливе отстоя при обводнении, испарении, отборе проб для анализа, а также при очистке и восстановлении свойств масла. Вследствие этого необходим периодический долив масла в маслонаполненное оборудование и системы смазки. Кроме того, в процессе эксплуатации ухудшаются качественные показатели масел, в результате чего возникает необходимость в их очистке или замене. В соответствии с [47] основными задачами деятельности по обращению с маслами на КТЭУ являются обеспечение надежной работы маслонаполненного оборудования; сохранение эксплуатационных свойств масел; в том числе путем его очистки и восстановления свойств. Для выполнения основных технологических операций с маслами на всех ТЭС независимо от количества и единичной мощности установленного оборудования предусмотрено сооружение масляных хозяйств – отдельных технологических объектов, предназначенных для выполнения определенных операций с маслами. Масляные хозяйства энергопредприятий, как правило, осуществляют следующие основные технологические операции:

– прием масел из транспортных емкостей;

– хранение масел;

– подготовку масел для их залива или долива в оборудование;
– подачу подготовленных масел в оборудование;
– слив масел из оборудования и их прием на маслохозяйство;
– выдачу масел в транспортные емкости;
– хранение запаса сорбентов, присадок, фильтровальных материалов, реагентов и других расходных материалов, применяемых при обработке масла;
– накопление отработанных масел, полностью утративших потребительские качества, при невозможности их восстановления силами ТЭС;
– подготовку свежих сорбентов и восстановление адсорбционных свойств отработанных сорбентов;
– сбор протечек и дренажей масел, накопление отходов;
– аварийный слив масла из резервуаров хранения.

Технологическое оборудование маслохозяйств

Для выполнения указанных операций в состав масляного хозяйства ТЭС, как правило, входят:

– узел приема и выдачи масел в транспортные емкости (железнодорожные и/или автотранспортные);
– открытый склад хранения масел;
– маслоаппаратная и складские помещения для хранения запасных частей, сорбентов и расходных материалов, расположенные в одном здании;
– система маслопроводов;
– передвижное маслоочистное оборудование для очистки масла непосредственно в оборудовании;
– транспортные емкости для доставки масел к оборудованию и от оборудования.

Открытый склад оборудуется отдельными баками для хранения масел:
– свежих (ранее не использованных);
– восстановленных;
– отработанных, предназначенных для утилизации.

Масла различных марок, как правило, хранятся в отдельных баках. Смешиваться могут свежие и восстановленные масла одной марки, а также отработанные масла разных марок, предназначенные для утилизации (см. раздел 5.3). Количество и емкость баков для каждой ТЭС индивидуально, определяется количеством марок используемых масел, емкостями маслонаполненного оборудования, расходом масел.

Внутренняя поверхность маслобаков может иметь маслобензостойкое антикоррозионное покрытие, баки оборудуются воздухоосушительными фильтрами (ВОФ), что снижает скорость старения и загрязнение масел при его хранении.

Вокруг открытого склада хранения масел и вокруг баков выполняется обвалование для предотвращения растекания масел при повреждении баков.

Маслоаппаратная размещается в отдельно стоящем помещении, в котором устанавливаются расходные баки, маслонасосы, фильтры тонкой очистки масла, установки для очистки, осушки и восстановления свойств масла, адсорберы,

подогреватели масла, специальное оборудование для введения присадок, счетчики для учета масел, маслопроводы, раздаточная колонка для выдачи нефтепродуктов в автотранспорт. Здание маслоаппаратной оснащается приточно-вытяжной вентиляцией, средствами механизации работ и системой автоматического пожаротушения.

Основные применяемые способы сохранения эксплуатационных свойств трансформаторного масла:

– непрерывная очистка крупнопористыми адсорбентами масла, залитого в оборудование, с использованием термосифонных или адсорбционных фильтров;

– правильная эксплуатация воздухоосушительных фильтров;

– применение специальных средств защиты масла от окисления и загрязнения (пленочная или азотная) или полная герметизация электрооборудования;

– поддержание необходимой концентрации антиокислительной присадки (ингибитора окисления);

– эффективное охлаждение масла;

– эффективное восстановление свойств масла при проведении ремонтов электрооборудования;

– промывка (подготовка) электрооборудования перед заменой масла.

Методы очистки масел

Для очистки масла применяются различные физические и физико-химические методы удаления из них всех типов загрязнения (механические примеси, растворенная и дисперсная вода, шлам, растворенные газы и др.). Применяются следующие физические методы удаления загрязнений из масла:

– гравитационный (отстаивание в резервуарах);
– центробежный (центробежные сепараторы, центрифуги);
– фильтрация (фильтры, сетки, мембраны);
– испарение (вакуумные дегазационные установки и др.);
– электростатические и магнитные методы.

Выбор методов очистки, применяемых на конкретных энергообъектах, осуществляется исходя из потребностей предприятий.

Основным физико-химическим методом очистки, применяемым на энергетических предприятиях, является адсорбция (очистка цеолитами и другими сорбентами). Физические методы используются для глубокой осушки и дегазации масла, из них наиболее широкое применение имеют вакуумные технологии. Осушка масла продувкой горячим воздухом или инертным газом при атмосферном давлении в настоящее время практически не применяется.

Электростатическая очистка масла позволяет удалять из масла механические примеси и шлам без применения расходных материалов.

Технология подготовки (очистки) трансформаторных масел, обычно применяемая на энергетическом предприятии, предусматривает комбинацию различных методов.

Предварительная грубая очистка масла (свежего или слитого из оборудования) от дисперсной воды и механических примесей (шлама)

осуществляется в резервуарах открытого склада масляных хозяйств с помощью отстаивания. Выделившиеся загрязнения периодически удаляются из резервуаров при помощи дренажей донных слоев (осадков) масла. При этом удаляются, как правило, крупные и тяжелые частицы размером свыше 40 мкм. Наиболее эффективны для этих целей вертикальные резервуары с конусными днищами. Очистка электроизоляционного масла осуществляется, в основном, при его подготовке к заливу в электрооборудование или во время ремонта. При этом применяются следующие технологии (или их комбинации): центробежно-вакуумная, адсорбционная на стационарном слое, глубокая вакуумная осушка и фильтрация. Установки для очистки трансформаторного масла на основе центробежно-вакуумной и адсорбционной на стационарном слое (осушка цеолитом) технологии используются для подготовки его к заливу в электрооборудование открытого типа до 500 кВ включительно, так как обеспечивается удаление дисперсной и растворенной воды, механических примесей, но данные установки не позволяют осуществить необходимую дегазацию масла.

Для подготовки к заливу или обработки масла непосредственно в герметичном электрооборудовании на класс напряжения 1150 кВ применяются установки вакуумной очистки при нагревании, которые позволяют удалять из масла практически полностью механические примеси, растворенные воду и газы.

Во всех установках на выходе масла должны использоваться фильтры тонкой очистки (ФТО) масла с номинальной тонкостью фильтрации от 5 до 10 мкм для электрооборудования до 750 кВ включительно и не более 5 мкм для электрооборудования напряжением 1150 кВ. Наиболее оптимальная номинальная тонкость фильтрации ФТО для трансформаторных масел составляет от 3 до 6 мкм. В случаях сильного загрязнения трансформаторного масла применяют предварительное отстаивание и грубую фильтрацию перед проведением основной обработки.

Методы восстановления свойств масел

Наиболее широко для восстановления свойств масла используются два основных типа сорбционных технологий: контактная очистка с помощью мелкодисперсного сорбента и/или адсорбция на стационарном слое гранулированного сорбента. Основными сорбентами для очистки на стационарном слое являются силикагель КСКГ и активные окиси алюминия АОА1 и АОА2. Для контактной очистки используются природные сорбенты, наиболее часто – Зикеевская отбеливающая земля, но применяют и другие сорбенты, обеспечивающие нормативное качество регенерированных масел.

Непрерывная обработка масла крупнопористыми адсорбентами при помощи адсорбционных и термосифонных фильтров в процессе эксплуатации позволяют удалить большую часть продуктов старения и замедлить процесс старения масла.

5.2 Воздействия маслохозяйств на окружающую среду

Косвенное влияние на надежность и энергоэффективность КТЭУ

Масла и, соответственно, маслохозяйства ТЭС, играют важную роль в обеспечении надежности, энергоэффективности и экономичности работы основного и вспомогательного энергооборудования: паровых и газовых турбин, насосного оборудования, тягодутьевых машин котельных агрегатов, компрессорного оборудования, электрооборудования. Применение масел позволяет снижать потери на трение и отводить избыточное тепло от вращающихся механизмов. Относительно хорошие электроизоляционные свойства масел позволяют существенно снижать потери электроэнергии, уменьшать габариты электрооборудования.

В связи с этим наличие на ТЭС маслохозяйств и выполнение ими своих функций по обеспечению ТЭС маслами в необходимых объемах и с требуемым качеством оказывает существенное влияние на показатели надежности и экономичности работы КТЭУ. Меры, принимаемые на ТЭС для предотвращения ухудшения качества масел, их старения и загрязнения, поддержанию высокого качества масел в процессе эксплуатации, повышения качества очистки и восстановления свойств косвенно влияют на повышение энергоэффективности КТЭУ.

Образование сточных вод

Применяемые технологии обращения с маслами не требуют использования воды. В связи с этим образование загрязненных сточных вод на маслохозяйствах не происходит. Однако загрязненные сточные воды могут образовываться на маслохозяйствах при попадании поверхностного стока (ливневого, талого, поливомоечного) на поверхности, загрязненные маслами. Поэтому, для предотвращения образования таких сточных вод применяются мероприятия, направленные на предотвращение потерь масел. Кроме того, все поверхности, загрязненные маслом в результате потерь, протечек, как в зданиях маслохозяйств, так и на промплощадках ТЭС должны быть по возможности быстро очищены. Для очистки твердых покрытий, поверхностей используются ветошь, песок, опилки, другие специализированные материалы для сбора нефтепродуктов. С целью повышения скорости ликвидации протечек на маслохозяйствах и в местах применения масел организуется хранение некоторого запаса этих материалов. При загрязнении почвы ее загрязненный слой снимается и утилизируется или направляется на захоронение.

Выбросы в атмосферу

Масла имеют относительно низкие значения давления насыщенных паров по сравнению с другими нефтепродуктами. Кроме того, на маслохозяйствах принимаются меры, направленные на минимизацию площадей контакта масел с атмосферным воздухом с целью предотвращения загрязнения масел, поэтому объемы выбросов паров масел в атмосферу от оборудования маслохозяйств ТЭС в нормальных эксплуатационных режимах незначительно и, как правило, не нормируется и не контролируется.

В то же время минеральные масла являются высокопожароопасными веществами. При возгорании они могут быть, помимо прочего, источниками выделения значительных объемов загрязняющих веществ в атмосферу. Противопожарные меры на маслохозяйствах регламентируются Федеральным

законом [53], техническим регламентом [54], сводом правил [55] и другими нормативными документами и в настоящем справочнике НДТ не рассматриваются.

Образование отходов

Можно выделить следующие группы отходов, образующихся на маслохозяйствах ТЭС:

1) Отработанные масла – масла, качественные характеристики которых не позволяют их использование в технологических процессах и оборудовании КТЭУ или других потребителей. Методы обращения с этими отходами рассмотрены в разделе 5.3.

2) Загрязненные маслами отработанные сорбенты, фильтрующие материалы и оборудование, используемые в операциях очистки и восстановления свойств масел. Эти отходы накапливаются в закрытых металлических емкостях на площадках с твердым покрытием или в помещениях, в которых отходы образуются, или совместное накопление с прочими твердыми отходами 4-5 классов;

3) Жидкие и пастообразные отходы от операций очистки и восстановления свойств масел, очистки масляных резервуаров, маслопроводов, содержащие остатки масел, воду, шламы. Эти отходы 3-го класса опасности накапливаются отдельно от прочих отходов в металлических закрытых емкостях. Они обезвреживаются в специальных установках для термического обезвреживания отходов или передаются специализированным организациям, имеющим лицензии на право обращения с отходами класса опасности не ниже 3.

4) Загрязненные маслами материалы, использованные для сбора протечек, уборки и поддержания чистоты в помещениях маслохозяйств, технического обслуживания и ремонта оборудования маслохозяйств (опилки, песок, обтирочные материалы, загрязненная почва и т.п.). Эти отходы относятся, как правило, к 3-му или 4-му классам опасности для окружающей среды, и накапливаются в металлических закрывающихся ящиках в производственных помещениях, где образуются отходы. По мере накопления отходы могут передаваться для захоронения на полигоны твердых коммунальных отходов или обезвреживаться в специальных установках, предназначенных для термического обезвреживания отходов;

5) Металлическая и пластмассовая тара (бочки, канистры), загрязненная маслами. Накопление загрязненной тары осуществляют в закрытых помещениях или под навесами на площадках с твердым покрытием, не допуская загрязнения маслами ливневых и талых вод. Металлическую тару, как правило, очищают от масла и направляют на утилизацию как лом черных металлов. Захоронение металлической тары запрещено. Пластмассовую тару также очищают от масла и передают для захоронения на полигоны твердых коммунальных отходов.

6) Металлические детали оборудования маслохозяйств. Эти отходы очищаются от масел и затем с ними обращаются как с ломом черных и цветных металлов. Захоронение этих отходов запрещено.

5.3 Сбор и утилизация отработанных масел

Масла, качество которых не позволяет их использование по прямому назначению в основном или вспомогательном энергооборудовании:

– подвергаются восстановлению собственными силами или силами сторонних организаций и затем используются по прямому назначению;

– используются (после или без очистки) в собственном вспомогательном оборудовании, автотранспорте или передаются сторонним организациям для аналогичных целей.

– При невозможности восстановления свойств или полезного использования данных масел, они классифицируются как отходы (отработанные масла) и;

– передаются специализированным организациям для утилизации путем регенерации;

– утилизируются на КТЭУ для производства энергии в смеси с жидкими топливами (по согласованию с государственными природоохранными органами).

Захоронение отработанных масел не осуществляется.

Применение отработанных масел в качестве антиадгезионных материалов и средств для пропитки строительных материалов запрещено техническим регламентом [48].

Сбор отработанных масел осуществляется в специальные резервуары МХ, предназначенные для этих целей.

Отработанные нефтяные индустриальные, турбинные и трансформаторные масла, подлежащие сдаче для переработки в специализированные организации, могут собираться в один резервуар МХ и должны удовлетворять требованиям, предъявляемым к качеству масел группы МИО в соответствии с техническим регламентом [48]. Если при сборе отработанных масел происходит их смешение с топливом или другими отработанными нефтепродуктами, то такая смесь нефтепродуктов должна удовлетворять требованиям к качеству нефтепродуктов группы СНО.

Отработанные масла утилизируются на ТЭС в качестве компонентов жидкого топлива (в смеси с дизельным и газотурбинным топливом, мазутом), но только в тех случаях, когда они не содержат вредных компонентов (например: галогенсодержащие углеводороды), и по согласованию с государственными надзорными природоохранными органами. Сбор и транспортировка таких масел осуществляется в смеси.

5.4 НДТ обращения с маслами на КТЭУ

Технологии обращения с маслами на КТЭУ, включая его разгрузку, хранение, подготовку, очистку, транспортировку, могут быть классифицированы как НДТ в случае применения методов, оборудования, устройств, указанных в таблице 5.1 с учетом областей, условий и ограничений их применения.

Таблица 5.1 — Элементы НДТ обращения с маслами на КТЭУ.

Номер НДТ	Элементы НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование
5.1	Оборудование резервуаров указателями уровня масла, обеспечивающими сигнализацию и блокировку работы насосов, подающих масло в резервуары при достижении заданного или предельного уровня масла	5.1	Предотвращение потерь масла	Проектируемые и действующие КТЭУ	Резервуары для хранения масла, оборудованные указателями уровней, устройства сигнализации и блокировки
5.2	Оборудование масляных резервуаров масляными затворами или перепускными клапанами и индикаторами состояния осушителя, ВОФ на дыхательных линиях резервуаров, а резервуаров вместимостью более 30 м^3 - – двоенными ВОФ (два ВОФ параллельно на одном кронштейне)	5.1	Предотвращение загрязнения масла, образования отходов, выбросов паров масла в атмосферу	Проектируемые и действующие КТЭУ	Резервуары для хранения масла, оборудованные масляными затворами или перепускными клапанами и индикаторами состояния осушителя, ВОФ на дыхательных линиях резервуаров

Продолжение таблицы 5.1

Номер НДТ	Элементы НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование
5.3	Защита внутренних поверхностей резервуаров (маслобаков) с помощью специальных маслобензостойких антикоррозионных покрытий, материал которых инертен к воздействию масла (т.е. не оказывает отрицательного влияния на качество горячего (до 70°С) масла при контакте в течение длительного срока	5.1	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов	Проектируемые и действующие КТЭУ	Резервуары для хранения масла, оборудованные специальным маслобензостойким антикоррозионным покрытием
5.4	Оборудование маслобаков открытого склада и маслопроводов теплоизоляцией и устройствами обогрева днищ баков, трубопроводов, например, паровыми или водяными спутниками или электронагревательными кабелями	5.1	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов	Проектируемые и действующие КТЭУ, при размещении маслобаков и маслопроводов на открытом воздухе или неотапливаемом помещении	Маслобаки, маслопроводы, МОО, оборудованные теплоизоляцией и устройствами обогрева

Продолжение таблицы 5.1

Номер НДТ	Элементы НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование
5.5	Устройство точек для отбора проб масла на резервуарах, схемы маслоаппаратной и МОО, на маслопроводах в соответствии с рекомендациями ГОСТ 2517	5.1	Предотвращение загрязнения, потерь масла и образования отходов	Проектируемые и действующие КТЭУ	Маслобаки, маслопроводы, МОО, оборудованные точками отбора
5.6	Специализация маслобаков открытого склада масел, схем маслоаппаратной, маслопроводов для индивидуального хранения, обработки, транспортировки разных по назначению (трансформаторных, турбинных, огнестойких, индустриальных) и качеству масел (свежих, подготовленных, эксплуатационных, отработанных)	5.1	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов, повышение качества восстановленного масла	Проектируемые и действующие КТЭУ	Маслобаки, оборудование маслоаппаратной, маслопроводы

Продолжение таблицы 5.1

Номер НДТ	Элементы НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование
5.7	Установка запорной арматуры на технологических и дренажных маслопроводах непосредственно у резервуаров для получения возможности их отключения от схемы маслохозяйства и предотвращения или уменьшения объемов розлива масла при повреждении маслопроводов	5.1	Предотвращение или снижение объемов потерь масла	Проектируемые и действующие КТЭУ	Маслобаки с запорной арматурой
5.8	Оборудование линий перелива резервуаров гидрозатворами для предотвращения загрязнения масла из окружающей среды при «дыхании» резервуаров	5.1	Предотвращение загрязнения масла, образования отходов, выбросов паров масла в атмосферу	Проектируемые и действующие КТЭУ	Маслобаки с гидрозатворами на линиях перелива

Продолжение таблицы 5.1

Номер НДТ	Элементы НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование
5.9	Оснащение схем МХ встроенными датчиками контроля качества масла, в том числе класса промышленной чистоты, содержания воды, а также удельной проводимости (сопротивления) масла, указателями уровня, датчиками давления и температуры, объемными счетчиками для учета перекачки масел	5.1	Предотвращение загрязнения масла и образования отходов, повышение качества восстановленного масла	Проектируемые и действующие КТЭУ	Встроенные устройства контроля качества масла
5.10	Оборудование маслопроводов лотками и защитными кожухами для фланцев для сбора протечек и дренажей масел	5.1	Предотвращение или снижение объемов потерь масла	Проектируемые и действующие КТЭУ	Маслопроводы, дренажные системы для сбора протечек масла
5.11	Размещение запаса материалов, предназначенных для сбора масел, в местах возможных их проливов, протечек	5.2	Предотвращение образования загрязненного поверхностного стока	Проектируемые и действующие КТЭУ	
5.12	Накопление твердых отходов, загрязненных маслами, на площадках с твердым покрытием, защищенных от осадков или в закрытых помещениях	5.2	Предотвращение образования загрязненного поверхностного стока	Проектируемые и действующие КТЭУ	Специально оборудованные площадки накопления отходов

Продолжение таблицы 5.1

Номер НДТ	Элементы НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование
5.13	Обезвреживание твердых и пастообразных замасленных отходов в специально предназначенных установках для обезвреживания отходов	5.2	Снижение массы и класса опасности отходов	Проектируемые и действующие КТЭУ	Специальные установки для обезвреживания отходов
5.14	Восстановление свойств масел путем их очистки собственными силами или сторонней организацией	5.3	Предотвращение образования отходов	Проектируемые и действующие КТЭУ	Оборудование для восстановления свойств, очистки масел
5.15	Использование трансформаторных и турбинных масел, непригодных для применения в основном технологическом оборудовании в собственном вспомогательном оборудовании КТЭУ, автотранспорте или передача их сторонним организациям для аналогичных целей	5.3	Предотвращение образования отходов	Действующие КТЭУ	

Окончание таблицы 5.1

Номер НДТ	Элементы НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование
5.16	Передача отработанных масел специализированным организациям для утилизации (восстановления)	5.3	Утилизация отходов	Действующие КТЭУ при наличии организаций, оказывающих такие услуги	
5.17	Утилизация отработанных масел на КТЭУ для производства энергии в смеси с жидкими топливами	5.3	Утилизация отходов	Проектируемые и действующие КТЭУ по согласованию с государственными природоохранными органами	

Раздел 6 Системы охлаждения КТЭУ

В ИТС 20-2016 «Промышленные системы охлаждения» приведены сведения по следующим наилучшим доступным технологиям охлаждения (НДТ ПСО), применяемым российской промышленностью и энергетикой:

- прямоточные водные системы охлаждения;
- оборотные водные ПСО с брызгальными бассейнами;
- оборотные водные ПСО с водоемами-охладителями;
- оборотные водные ПСО с атмосферными градирнями;
- оборотные водные ПСО с башенными испарительными градирнями (с естественной тягой);
- оборотные водные ПСО с вентиляторными испарительными градирнями (с принудительной тягой или под наддувом);
- оборотные водные ПСО с эжекционными градирнями;
- воздушные ПСО с радиаторными градирнями с естественной тягой;
- воздушные ПСО с вентиляторными радиаторными градирнями (с принудительной тягой или под наддувом);
- комбинированные ПСО, в которых, в рамках единой системы охлаждения применяются типы ПСО и охладители различных типов, в том числе комбинации прямоточных и оборотных систем, прямоточных систем с организацией частичного оборотного или повторного использования воды, оборотных систем с различными типами охладителей.

Для каждой из НДТ ПСО определены их классификационные признаки, позволяющие идентифицировать НДТ; перечни технологического оборудования, применяемого при внедрении и эксплуатации НДТ; значимые аспекты, уровни воздействий на окружающую среду и потребления природных и энергетических ресурсов; области, условия и ограничения применения.

На основе сведений, приведенных в ИТС 20-2016, можно сделать следующие основные выводы относительно применения НДТ ПСО в тепловой электроэнергетике:

1) в тепловой электроэнергетике могут применяться все идентифицированные НДТ ПСО;

2) КТЭУ относятся к термочувствительному типу охлаждаемого оборудования, от возможности ПСО отводить избыточное тепло в необходимом объеме и при наинизшей температуре существенно зависят показатели потребления ресурсов, энергоэффективности, воздействий на окружающую среду КТЭУ. При этом объемы потребления и воздействий от охлаждаемого КТЭУ существенно превышают объемы потребления и воздействий от ПСО. В связи с этим, при принятии любых решений, касающихся проектирования строительства или реконструкции, эксплуатации и технического обслуживания ПСО, необходим комплексный подход, учитывающий не только прямые воздействия ПСО на окружающую среду, но и их косвенные воздействия на работу охлаждаемого технологического оборудования. Иными словами, при принятии решения относительно конструкции, применяемых материалов, объемов и методов технического обслуживания и эксплуатации новых и действующих ПСО,

необходимо принимать во внимание совокупное потребление энергии, природных ресурсов и воздействия на окружающую среду охлаждаемого оборудования и системы охлаждения.

3) Потребление всеми типами ПСО энергии, природных ресурсов, интенсивность воздействий на окружающую среду, как правило, увеличиваются с ростом их производительности по объему отводимого тепла. Поэтому, с целью снижения объемов потребления ресурсов и воздействий на окружающую среду, необходимо принять все доступные меры к снижению объемов избыточного тепла, отводимого в окружающую среду. НДТ для новых и действующих ПСО является организация повторного использования тепла внутри производственного объекта или внешнего использования тепла за пределами производственного объекта.

4) Исходя из комплексного анализа НДТ ПСО, включая их прямые и косвенные воздействия, наиболее предпочтительными для энергообъектов являются водные ПСО, прежде всего, прямоточные и оборотные с водоемами-охладителями или комбинированные на их основе.

5) Для новых энергообъектов элементом НДТ является выбор участка для строительства с расположенным поблизости поверхностным водным объектом, который может быть использован для организации водных систем охлаждения: прямоточных, оборотных с водоемами-охладителями или комбинированных на их основе.

6) Если в состав ПСО входят водозаборные сооружения из природных водных объектов, то на них должны приниматься меры по предотвращению или снижению объемов гибели и повреждения рыбы и других водных организмов.

Методы решения этой задачи существенно зависят от местных условий, расположения водозабора относительно нерестилищ, путей миграции молоди водных организмов, видового состава экосистемы, гидрологических характеристик водного объекта и других факторов. Несмотря на обилие применяемых методов и конструкций рыбозащиты, ни один из них не был идентифицирован как общеприменимый элемент НДТ. В то же время, в результате проведения предварительных исследований, для новых и существующих водозаборов всегда может быть найдено достаточно эффективное решение по предотвращению или снижению ущерба для водных организмов.

7) Для водных оборотных ПСО элементами НДТ являются меры по предотвращению загрязнения циркуляционной и продувочных вод загрязняющими веществами, прежде всего – биоцидами. Строительство очистных сооружений для очистки продувочных вод в общем случае не является элементом НДТ. В то же время для конкретного проекта ПСО в качестве элемента НДТ может быть признано отведение продувочных вод по отдельной системе канализации и их очистка на отдельных (локальных) очистных сооружениях от взвешенных веществ, нефтепродуктов, органических веществ или веществ, попадающих в ПСО из охлаждаемого технологического оборудования с организацией повторного использования очищенных сточных вод. Целесообразность такого решения должна быть подтверждена анализом всех значимых аспектов (энергопотребление, потребление воды, сбросы загрязняющих веществ и т.д.).

Очистка продувочных вод водных оборотных ПСО от растворенных веществ не является элементом НДТ в связи с ее высокой энергозатратностью,

образованием твердых отходов, высокими капитальными и эксплуатационными расходами.

Применение химических веществ в оборотных водных системах с градирнями и брызгальными бассейнами для поддержания высокого уровня эффективности и надежности ПСО, снижения интенсивности процессов коррозии, механических и солевых отложений, биозагрязнения является элементами НДТ при условии реализации следующих мер, направленных на снижение объемов их применения:

– применение доступных методов поддержания эффективности и надежности ПСО, не связанных с вводом реагентов в циркуляционную воду;

– выбор менее экологически опасных реагентов из числа доступных;

– оптимизация методов применения реагентов.

Общие меры повышения эффективности и надежности ПСО, не требующие применения экологически опасных химических веществ, которые могут быть приняты при проектировании системы охлаждения:

– выбор на основе технико-экономических расчетов коррозионностойких материалов для теплообменников, трубопроводов, других частей ПСО с учетом свойств охлаждаемой и охлаждающей сред и стоимости материалов;

– элементом НДТ является применение специальных нетоксичных покрытий, снижающих гидравлическое сопротивление тракта и препятствующее биозагрязнению ПСО;

– исключение в конструкции системы охлаждения избыточных сопротивлений, источников возмущения потока воды, мест, удобных для роста макрозагрязнителей, обеспечение необходимой скорости воды;

– применение методов улучшения качества охлаждающей воды путем очистки подпиточной воды. Элементами НДТ являются выбор мест и методов забора воды, препятствующих попаданию в нее взвесей и мусора, очистки воды от взвесей, плавающего мусора, растительных остатков (при их наличии) воды, забираемой из поверхностных водных объектов;

– рассмотрение возможностей механической очистки системы охлаждения на действующем оборудовании и альтернативных физических и механических методов обработки ПСО, например, шариковой очистки, термической очистки.

После снижения чувствительности системы охлаждения к загрязнению и коррозии с помощью перечисленных профилактических мер, обработка циркуляционной воды для поддержания эффективности теплообмена может быть все еще необходима. Выбор наименее вредных для водной среды реагентов и их применение самым эффективным способом является элементом НДТ.

Для снижения расхода реагентов на новых и действующих ПСО элементом НДТ может быть применение каталитического метода обеззараживания охлаждающей воды на основе применения перекиси водорода.

Таблица 6.1 — НДТ систем охлаждения КТЭУ

Номер НДТ	НДТ	Ссылки на разделы ИТС 20 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование	Технологические показатели и методы их контроля
6.1	Прямоточные ПСО	5.2	Раздел 5.2.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.2.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-
6.2	Оборотные водные ПСО с водоемами-охладителями	5.3	Раздел 5.3.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.3.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-
6.3	Оборотные водные ПСО с брызгальными бассейнами	5.4	Раздел 5.4.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.4.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-
6.4	Оборотные водные ПСО с атмосферными градирнями	5.5	Раздел 5.5.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.5.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-
6.5	Оборотные водные ПСО с башенными испарительными градирнями	5.6	Раздел 5.6.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.6.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-
6.6	Оборотные водные ПСО с вентиляторными испарительными градирнями с принудительной тягой или под наддувом	5.7	Раздел 5.7.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.7.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-
6.7	Оборотные водные ПСО с эжекционными испарительными градирнями	5.8	Раздел 5.8.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.8.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-
6.8	Воздушные ПСО с башенными радиаторными градирнями	5.9	Раздел 5.9.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.9.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-
6.9	Воздушные ПСО с вентиляторными радиаторными градирнями, аппаратами воздушного охлаждения, воздушными конденсаторами	5.10	Раздел 5.10.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.10.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-

Окончание таблицы 6.1

Номер НДТ	НДТ	Ссылки на разделы ИТС 20 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование	Технологические показатели и методы их контроля
6.10	Комбинированные ПСО	5.11	Раздел 5.11.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.11.3 ИТС 20-2016	Приложение Г ИТС 20-2016	-

Раздел 7 Воздействие КТЭУ (ТЭС) на водные объекты

7.1 Описание технологических процессов

Тепловые электростанции являются источником сточных вод:

– после охлаждения теплообменного оборудования;

– от водоподготовителъных установок и установок очистки конденсата (включая шламовые воды предочисток);

– загрязненные нефтепродуктами;

– поверхностные воды с территории электростанций, в том числе от складов твердого топлива, систем топливоподачи;

– от систем гидрозолоудаления ТЭС, работающих на твердых видах топлива;

– от обмывки регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлоагрегатов, работающих на жидком топливе;

– после химических очисток оборудования.

Кроме того, тепловые электростанции оказывают отрицательное воздействие на водные объекты при заборе (изъятии) большого количества воды, нарушая естественный баланс водной среды.

Целью водоохранных мероприятий является безопасная эксплуатация и предотвращение ухудшения состояния водных объектов. Для этого необходимо принятие мер по предотвращению и/или снижению возможного негативного воздействия, оценка их эффективности, возможности реализации, а также обеспечение оптимальных способов соблюдения экологического благополучия водного объекта, в том числе внедрение наилучших доступных технологий.

В комплексе водоохранных мероприятий следует выделить два основных направления:

1 – применение современных высокоэффективных видов оборудования и технологий (наилучших доступных технологий) для предотвращения (снижения) сбросов.

2 – применение систем, сооружений и установок для очистки, повторного использования и утилизации сточных вод.

Выбор метода и технологии очистки производственных сточных вод зависит от конкретных условий ТЭС: мощности установленного оборудования, системы охлаждения, режима работы, технологии водоподготовки, вида топлива, способа золошлакоудаления, местных климатических, гидрогеологических и прочих факторов с соответствующими технико-экономическими расчетами.

7.1.1 Сточные воды систем охлаждения ТЭС

Наибольшее количество сточных вод отводится из систем охлаждения оборудования.

При прямоточной системе охлаждения оборудования общее количество отводимого в природу тепла меньше, чем при работе ТЭС с другими типами систем охлаждения из-за большего КПД термодинамического цикла.

Систему прямоточного охлаждения имеют около 40% ТЭС, что примерно равно относительному количеству ТЭС с прямоточной системой охлаждения в странах ЕС (таблица 7.1).

Таблица 7.1 — Процентное количество оборотных и прямоточных систем охлаждения в Российской Федерации

		%
Оборотные системы охлаждения, всего		63,1
в том числе	брызгальные бассейны	6,7
	градирни	35,2
	пруды-охладители	19,6
	воздушно-конденсационные установки (ВКУ)	1,7
Прямоточные системы охлаждения, всего		36,9

7.1.1.1 Сточные воды прямоточных систем охлаждения

Воды, сбрасываемые из прямоточных систем охлаждения, относятся к категории «нормативно чистые» и при сбросе в водный объект не подвергаются очистке.

В настоящее время применяются комбинированные прямоточно-оборотные системы охлаждения с подачей части воды, подогретой в конденсаторах турбин, в подводящие каналы с использованием для этих целей существующих систем шугоподавления или специально сооружаемых трубопроводов (каналов) из отводящих циркводоводов в подводящие каналы.

Возможно уменьшение водопотребления ТЭС как с прямоточной системой охлаждения, так и с оборотной с водоемом-охладителем при использовании подогретой воды для приготовления подпиточной воды теплосети и добавочной воды паровых котлов.

Подогрев исходной воды из водоисточника перед водоподготовительной установкой (ВПУ) является неотъемлемой частью процесса обработки добавочной воды котлов и подпиточной воды теплосети. Как правило, вода подогревается в подогревателе сырой воды паром одного из отборов турбин.

Отбор части подогретой в конденсаторе воды на ВПУ позволяет не только снизить забор воды из водного объекта, но и полезно использовать сбросное тепло. Целесообразно использовать подогретую воду либо только в холодный период года, либо поддерживать требуемую температуру воды перед водоподготовкой путем подмеса подогретой в конденсаторе воды к исходной из водоисточника.

Использование на водоподготовительной установке 100 $м^3$/ч подогретой в конденсаторе на 10°С воды вместо нагрева того же количества природной воды паром производственного (или теплофикационного) отбора позволяет увеличить мощность, вырабатываемую на тепловом потреблении, более чем на 450 кВт.

Повторное и комбинированное использование теплообменных вод согласно справочнику НДТ ИТС 8-2015 «Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях» (далее ИТС 8-2015) [57] является НДТ (НДТ 2-4. Сокращение водозабора и образования сточных вод).

Применение прямоточного охлаждения оборудования является наилучшей доступной технологией там, где позволяют природные условия (достаточен дебет источника водоснабжения во все сезоны года).

7.1.1.2 Сточные воды оборотных систем охлаждения

При испарении воды в градирнях происходит концентрирование солей. При этом возникает риск повышенных отложений карбоната кальция на трубках конденсаторов, и как следствие, существенного снижения КПД ТЭС.

Для предупреждения коррозии и напеобразования проводится стабилизационная обработка воды с использованием подкисления, фосфатирования, игибиторов накипеобразования и коррозии.

На ТЭС с оборотными системами охлаждения (ОСО) с градирнями достаточно широко применяется использование продувочной воды ОСО для приготовления подпиточной воды теплосети с закрытым водоразбором, но только при низкой степени концентрирования (не более 1,2). Такое решение снижает непроизводительные потери воды с продувкой и увеличивает степень обмена воды в ОСО. Кроме того, такое решение позволяет утилизировать отводимое тепло в системе подготовки подпиточной воды теплосети. В случае экстремальной ситуации ОСО ТЭС служит естественным резервом, из которого возможна при необходимости подача в теплосеть больших объемов нагретой воды.

В оборотную систему охлаждения, не имеющую продувки в поверхностный водный объект, рекомендуется направлять поверхностные сточные воды, сточные воды после гидроуборки, предварительно очищенные от взвешенных веществ и нефтепродуктов, отмывочные воды фильтров химводоочистки, воды после водной промывки котлов, а также другие сточные воды, близкие по солевому составу к добавочной воде системы оборотного охлаждения, отбираемой из водоисточника.

Вывод: любая система охлаждения, как прямоточная, так и оборотная, может быть признана НДТ при условии достижения максимально возможной экономичности и максимально возможного соответствия экологическим требованиям.

7.1.2 Сточные воды водоподготовительных установок

7.1.2.1 Технология приготовления добавочной воды паровых котлов

Процесс приготовления добавочной воды включает предварительную очистку воды и обессоливание.

Предварительная очистка воды может производится в осветлителях с известкованием и коагуляцией либо только с коагуляцией для удаления из воды механических примесей во взвешенной и коллоидно-дисперсной фазе, в том числе органических соединений, железа, кремния. После коагуляции вода собирается в

баки коагулированной (известкованной воды) и проходит механическую фильтрацию.

Имеются предочистки с использованием отстойников или проведением коагуляции непосредственно на фильтрах (прямоточная коагуляция).

При использовании водопроводной воды коагуляция не проводится и вода проходит только механическую фильтрацию.

В состав основного оборудования предочисток входят: осветлители, баки сбора коагулированной воды, механические (осветлительные) фильтры с загрузкой из гидроантрацита (при известковании) или кварцевого песка. В качестве реагентов применяют алюминийсодержащие коагулянты (сульфат, оксохлорид алюминия), реагенты для создания оптимальной величины pH для технологии коагуляции. При коагуляции с известкованием применяются железный купорос и известь.

Далее вода проходит одну или две ступени химобессоливания (см. рисунок 7.1).

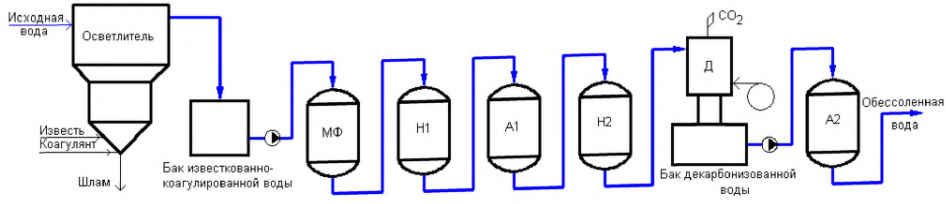


Рисунок 7.1 — Схема химического обессоливания воды

Такая схема считается «классической» для подготовки воды для восполнения потерь пара и конденсата на ТЭС с барабанными котлами высокого давления. На блоках с прямоточными котлами ВПУ дополняется третьей ступенью обессоливания на раздельных слоях или фильтрами смешанного действия (ФСД).

При очистке турбинного конденсата на блоках сверхкритических параметров, а также загрязненных конденсатов, возвращаемых от сторонних потребителей, и внутристанционных конденсатов, также применяется ионный обмен. Как правило, регенерационные воды отводятся в баки-нейтрализаторы на ВПУ или сооружается одна установка нейтрализации для всех блочных обессоливающих установок (БОУ).

Для обессоливания конденсата на БОУ применяются фильтры смешанного действия – ФСД с выносной регенерацией или раздельное одноступенчатое обессоливание на сильнокислотных катионитах и сильнощелочных анионитах.

Перед ионообменными фильтрами на БОУ и КО очищаемая вода проходит стадию механической фильтрации на осветлительных фильтрах с предвключенными электромагнитными фильтрами на БОУ (или без них). Для очистки конденсатов от нефтепродуктов стадия механической фильтрации дополняется фильтрованием через сорбционные фильтры, загруженные активным углем.

Количество минерализованных стоков от БОУ и КО по сравнению с химическим обессоливанием невелико.

В состав отработанных регенерационных растворов и промывочных вод ионитных фильтров входят кальциевые, магниевые, натриевые соли хлоридов, сульфатов, силикатов и других анионов, содержащихся в исходной природной воде, и избыток используемых на водоочистке реагентов – серной кислоты, едкого натра или поваренной соли. Избытки реагентов (кислоты и щелочи) при параллельноточном ионировании, превышают содержание солей в исходной воде, как минимум в 2,2 раза. Расход воды собственных нужд химобессоливания составляет 12-25% в зависимости от качества исходной воды.

ВПУ многих ТЭС, введенные в эксплуатацию с пуском первого котла, выработали ресурс (30 лет), физически изношены и морально устарели, современная автоматизация на них практически отсутствует.

В настоящее время с учетом увеличении стоимости ионообменных смол и реагентов (кислоты и щелочи) для регенерации фильтров применяются альтернативные технологии обработки воды, получаемой путем сочетания мембранных или термических методов обработки с химобессоливанием.

Применение мембранных технологий и термообессоливающих установок (испарителей) позволяет существенно снизить расходы реагентов на получение добавочной воды.

В последнее время в схемах предочистки воды перед время установкой обратного осмоса (УОО) применяются установки ультрафильтрации (УУФ). Механизм процесса основан на принципе сепарации или «просеивания» частиц в зависимости от их размера, т.е. происходит селективное удаление всех частиц с размерами большими, чем размер пор мембраны Солевой состав воды при этом сохраняется неизменным. Мембрана имеет очень однородный определенный размер пор, качество обработанной воды при этом не зависит от качества исходной воды.

Если в схеме предочистки отсутствует осветлитель, то, при необходимости, дозирование коагулянта производится на вход УУФ. По мере загрязнения УУФ автоматически переводится в режим обратной безреагентной промывки, промывные воды используются в цикле ТЭС. Периодически производится химическая обратная промывка с использованием щелочи (NaOH) и кислоты (HCl, H_2SO_4)

Промывная вода после химически усиленных промывок собирается в баки-нейтрализаторы.

Фильтрат подается на установку обратного осмоса (УОО), на которой происходит разделение потока на пермеат и концентрат. Пермеат в процессе разделения на 95-98 % освобождается от солей. Концентрат, объем которого составляет 20-25 % от объема исходной воды, содержит только сконцентрированные соли исходной воды. Для сокращения объемов подаваемой на УОО исходной воды концентрат обычно «дожимается» на втором каскаде УОО, после чего сбрасывается Дальнейшее обессоливание пермеата (его называют частично деминерализованной водой) может производиться на второй ступени обратного осмоса. При этом обеспечивается получение пермеата с удельной электропроводностью на уровне нескольких мкСм/см. Концентрат второй ступени УОО, как правило, подается на вход первой ступени. Вторая ступень УОО, обычно предшествует установке электродеионизации, на которой осуществляется

глубокое обессоливание. Возможно также ионообменное дообессоливание пермеата. Химпромывка УОО производится периодически 1 раз в 3-6 мес.

Комбинированные мембранно-ионообменные технологии, имеющие высокую степень экономической эффективности и надежности, являются оптимальным методом при реконструкции существующих ВПУ, где уже имеются ионообменные фильтры, кислотно-щелочное реагентное хозяйство и системы сбора и нейтрализации стоков. При сбросе в водный объект сточные воды от химической промывки установок ультрафильтрации и обратного осмоса должны быть нейтрализованы до величины pH (6,5÷8,5). Количество высокоминерализованных сточных вод и расход реагентов в этом случае во много раз меньше, чем при чисто ионообменной схеме.

УОО работают на Новочеркасской ГРЭС, ТЭЦ-9, ТЭЦ-16, ТЭЦ-20 ПАО Мосэнерго, Джубгинской ТЭС, Калининградской ТЭЦ-2, Сочинской ТЭС, Уфимской ТЭЦ-1 и др.

Применение установок ультрафильтрации (УУФ) позволяет достичь величины SDI ≤2 (индекс плотности осадка Silt Density Index), по которому нормируется качество воды перед УОО. Требуемая величина SDI ≤3. Вода после осветлителя и мехфильтров, как правило, не позволяет достичь такого показателя, что приводит к уменьшению срока службы дорогостоящих мембранных элементов УОО.

В последнее время на ряде ТЭС успешно эксплуатируются установки коагуляции и осветления воды на напорных фильтров с «плавающей» загрузкой.

Отличительной особенностью данной технологии являются усовершенствованные нижние и верхние дренажно-распределительные устройства в напорном фильтре, а так же использование в качестве фильтрующей загрузки гранулированного плавающего инертного материала (грансостав 3-5 мм, плотность гранул 0,8-0,9 г/см3), обладающего высокой механической прочностью и соответственно длительным сроком службы (не менее 20 лет).

Во время работы предварительно в исходную воду дозируется последовательно коагулянт и флокулянт. Фильтрация воды в фильтре производится восходящим потоком через слой зажатого инертного материала, на котором происходит «налипание» образовавшихся хлопьев коагулянта и загрязняющих веществ. При этом скорость фильтрации составляет 10-15 м/ч (в форсированном режиме до 20 м/ч).

Периодическая взрыхляющая промывка инертного материала производится сначала сжатым воздухом, что позволяет обеспечить его 100% очистку (эффект трения зерен и очистка от налипших к ним загрязнений), а затем водная промывка нисходящим потоком и удаление тяжелых загрязнений, что позволяет сократить объем сточных вод до 3-6% от производительности установки ВПУ.

Учитывая, что в качестве инертного плавающего материала используются зерна из высокопрочного полимера, при водо-воздушной промывке не происходит его механического истирания в отличие от песка и гидроантрацита.

Область применения технологии динамического осветления воды:

- очистка поверхностных вод (перед ионитными фильтрами и обрато-осмотическими установками);

- очистка промышленно-ливневых сточных вод (максимальное содержание нефтепродуктов – 4 мг/дм3).

В последние десятилетия в качестве альтернативы параллельноточному ионному обмену довольно широко внедряются малосточные технологии противоточного ионирования. Следует отметить определенные сложности, связанные с необходимостью использования в качестве загрузки специфических ионообменных смол, ограниченно производимых отечественными предприятиями.

7.1.2.2 Сточные воды установок предварительной очистки воды

В схему по переработке сточных вод осветлителей (продувочной воды и воды от пробоотборных точек) входят баки, обеспечивающие прием суточного количества этих вод, и насосы рециркуляции для обеспечения поддержания равномерной концентрации шлама и предотвращения образования отложений.

Шламовые воды предочисток, работающих по технологии известкования и коагуляции сернокислым железом, содержат известковый шлам, гидроксид магния, железа, кремнекислоту, органические вещества, и имеют pH более 10,0. Этот шлам легко поддается отстою и фильтрации на вакуумных фильтрах и фильтр-прессах. Фильтрат может быть возвращен в осветлитель, а отжатый шлам подвергнут захоронению или утилизации. Как правило, при захоронении шлама на полигоне ТБО ему присваивается четвертый класс опасности. Имеется много проработок по использованию сухого шлама от известкования: для раскисления почв, для приготовления известковых растворов, в качестве добавок при производстве кирпичей, цемента и т.д.

Шлам осветлителей при коагуляции солями алюминия имеет низкую величину pH, состоит из гидроксида алюминия, кремнекислоты, соединений железа, взвешенных веществ, содержит большое количество воды (более 90%), и имеет гелеобразную форму. Этот гель практически не поддается отстою и не фильтруется с приемлемыми показателями ни на одном из типов фильтр-прессов или вакуумных фильтров.

При проектировании схем переработки сточных вод предочисток предусматриваются шламонакопители, рассчитанные на прием шлама в течение 10 лет. Осветленную воду возвращают со шламонакопителей на повторное использование в цикле ВПУ.

Вода от промывки механических фильтров при наличии осветлителей направляется либо в линию исходной воды (при коагуляции), либо в нижнюю часть осветлителя (при известковании). Для обеспечения постоянного расхода эта вода предварительно собирается в бак промывочных вод механических фильтров.

В установку по очистке продувочных вод осветлителей входят: трубопроводы (с арматурой) шламовых вод из осветлителей до установки, баки сбора продувочных вод, насосы рециркуляции, шламонакопители, вакуумфильтры или фильтр-прессы, бункеры обезвоженного шлама, трубопроводы (с арматурой) внутри установки.

7.1.2.3 Сточные воды химического обессоливания, блочных обессоливающих установок и конденсатоочисток

Состав и объем солевых стоков, генерируемых действующими водоподготовительными установками, работающими по технологии параллельноточного ионного обмена, определяется:

– проектной и фактической производительностью водоподготовительной установки;

– принятой технологией;

– качеством воды, подаваемой на ВПУ;

– требованиями отраслевых нормативных документов и производителей основного оборудования к качеству питательной, добавочной, подпиточной воды;

– уровнем автоматизации.

В состав отработанных регенерационных растворов и промывочных вод ионитных фильтров входят кальциевые, магниевые, натриевые соли хлоридов, сульфатов, силикатов и других анионов, содержащихся в исходной природной воде, и избыток используемых на водоочистке реагентов – серной кислоты, едкого натра или поваренной соли.

Сточные воды химического обессоливания перед сбросом в водные объекты должны быть нейтрализованы, для чего на ВПУ предусматриваются баки-нейтрализаторы и система подачи в них нейтрализующего реагента, а также система перемешивания сточных вод (гидравлическая и пневматическая).

Применение установок обратного осмоса, как правило, позволяет снизить уровень загрязненности минерализованных стоков ТЭС.

7.1.3 Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами

Характеризуются наличием в них масел и мазута. Их расход на мощных электростанциях доходит до 100-150 $м^3/ч$ при среднем содержании нефтепродуктов до 50 $мг/дм^3$. Попадающие в водные объекты стоки, содержащие нефтепродукты, вызывают появление в воде посторонних запахов и привкусов, образование пленки или масляных пятен на ее поверхности и отложений тяжелых нефтепродуктов на дне водного объекта. Пленка нефтепродуктов нарушает процесс газообмена и препятствует проникновению в воду световых лучей, загрязняет берега и прибрежную растительность. Донные отложения медленно разлагаются и становятся источником вторичного загрязнения.

Наличие в воде нефтепродуктов делает воду непригодной для питья. Особенно большой ущерб наносится рыбному хозяйству.

Для предотвращения попадания в водные объекты маслосодержащих стоков применяются двухконтурные маслоохладители и системы охлаждения другого маслонаполненного оборудования.

Применение автономного оборотного охлаждения маслосистем турбин возможно для воздушно-конденсационных систем охлаждения .

Для своевременного обнаружения утечек масла из систем охлаждения устанавливаются приборы автоматической регистрации содержания нефтепродуктов.

Неочищенные сточные сточные, содержащие нефтепродукты могут использоваться на ТЭС, сжигающих твердое топливо, в системе гидрозодошлакоудаления.

На ТЭЦ, сжигающих газообразное и жидкое топливо должны быть сооружены установки для очистки нефтесодержащих сточных вод.

В систему отведения сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, направляют:

– протечки сальников насосов; сливы уплотнения сальников;

– загрязненные сливы с охлаждения подшипников насосов и других вращающихся механизмов;

– сливы от сети аварийных маслостоков;

– дождевые и талые воды от открытых складов масла, мазута, дизельного топлива;

– от участков территории, загрязняемых в процессе эксплуатации;

– конденсат с содержанием мазута более 5 мг/дм^3 от установок разогрева мазута;

– сточные воды от гидроуборки;

– отмывочные воды фильтров конденсатоочистки.

Система отведения сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, должна быть полностью изолированной и не иметь связи с другими системами водоотведения и выпуском вод в водный объект (ИТС 8-2015 НДТ 2-7 Создание системы сбора и разделения сточных вод) [57].

Очистка сточных вод от нефтепродуктов и взвешенных веществ для достижения в очищенных стоках остаточного содержания нефтепродуктов менее 0,1 мг/дм^3 и взвешенных веществ менее 5 мг/дм^3 может проводиться по технологии (Рисунок 7.2):

– сбор и отстой с предварительной очисткой от грубодисперсных примесей на песколовках;

– первичная очистка от нефтепродуктов на нефтеловушках и/или флотаторах;

– механическая фильтрация на фильтрах с зернистой загрузкой;

– фильтрация через сорбционные фильтры.

Замену фильтрующих материалов для достижения такой степени очистки необходимо производить 1 раз в год.

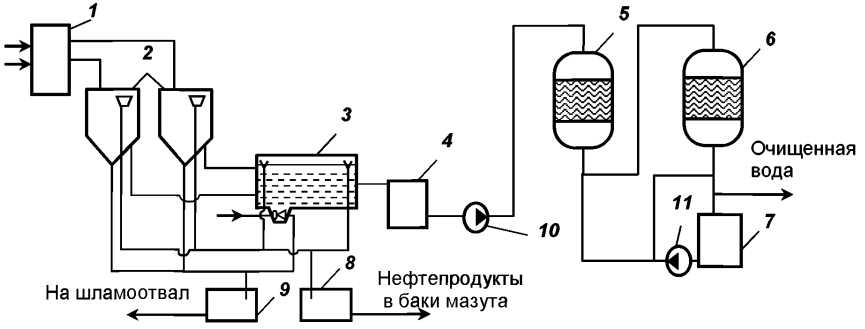


Рисунок 7.2 — Схема установки очистки сточных вод, загрязненных нефтепродуктами

(1 – распределительная камера; 2 – приемные резервуары; 3 – нефтеловушка; 4 – промежу-точный резервуар; 5 – механический фильтр; 6 – сорбционный (угольный) фильтр; 7 – резервуар очищенной воды; 8 - резервуар уловленных нефтепродуктов; 9 – резервуар осадка; 10 – насос подачи очищаемой воды на фильтры; 11 – насос взрыхляющей промывки фильтров)

При наличии в обрабатываемой воде тяжелых и эмульгированных нефтепродуктов установка дополняется флотатором, где с помощью диспергированного воздуха нефтепродукты поднимаются на поверхность и удаляются специальным захватывающим устройством.

Все оборудование и фильтрующие материалы отечественного производства.

В случае, когда очищенные сточные воды используются внутри станции, состав систем очистки выбирается ТЭС. На установку подготовки подпиточной воды закрытой теплосети очищенные стоки могут быть поданы после механических фильтров (5). После Na-катионирования содержание нефтепродуктов будет удовлетворять нормам ПТЭ для подпиточной воды закрытой теплосети (не более 1 мг/дм^3). При содержании нефтепродуктов после нефтеловушки не более 3 мг/дм^3 очищенные стоки могут использоваться повторно для гидроуборки производственных помещений или направляться в осветлитель исходной воды.

Наличие в технологической схеме нефтеловушки и/или флотатора, в которых задерживается основное количество нефтепродуктов согласно ИТС 8-2015 является НДТ(НДТ В-3. Очистка сточных вод от нефтепродуктов, минеральных масел и жиров) [57].

Возможна очистка нефтесодержащих стоков совместно с очисткой поверхностного стока с территории.

В ряде случаев используется термический способ утилизации вод, содержащих нефтепродукты, путем сжигания их в топке котла совместно с основным топливом.

7.1.4 Поверхностный сток с промплощадки ТЭС, дренажные воды производственных помещений и подземных сооружений

Поверхностный сток с территории ТЭС может содержать все вещества, используемые в производственном цикле ТЭС, но не содержит веществ с токсичными свойствами. Основными загрязнителями являются взвешенные вещества и нефтепродукты, сорбированные их поверхностью. По данным обследования ТЭС, расположенных в различных климатических зонах, среднее содержание взвешенных веществ в талых водах достигает 1865 мг/дм^3, в дождевых – 1225 мг/дм^3, нефтепродуктов соответственно 15 и 12 мг/дм^3.

Поверхностный сток с территории промплощадки ТЭС формируется из дождевого стока (в летний период); талых вод (весной), а также поливомоечных вод.

Расчет отводящей системы и очистных сооружений производится по наибольшему дождевому стоку.

При проектировании систем отведения поверхностного стока необходимо предусматривать его очистку и обязательное использование очищенного стока в технологическом цикле электростанций вместо природной воды.

В систему промливневой канализации ТЭС направляются сточные воды от крыш производственных помещений, асфальтобетонных покрытий, грунтовых дорог. Смыв грунта с газонов должен быть предотвращен устройством бордюров. В систему ливневой канализации направляются дренажные воды производственных помещений, подземных сооружений.

Сток с территорий складов твердого топлива, от систем топливоподачи, топливоприготовления, систем аспирации предпочтительно направлять на собственные очистные сооружения, но возможна его подача в общую систему промливневой канализации.

Для очистки поверхностного стока должны применяться технологии, обеспечивающие удаление нефтепродуктов до остаточной концентрации не более 1 мг/л.

Основой очистки этого стока является сбор и отстаивание сточных вод с предварительной очисткой от взвешенных веществ на песколовках. Отстаивание может производиться в шламонакопителях, прудах-отстойниках на территории ТЭС, в сифонных колодцах систем промливневой канализации.

Неочищенный поверхностный сток с промплощадки ТЭС, дренажные воды производственных помещений и подземных сооружений могут использоваться на ТЭС, сжигающих твердое топливо, в системе гидрозолошлакоудаления.

Очищенные стоки должны использоваться внутри ТЭС – на подпитку оборотной системы охлаждения, на гидроуборку помещений, на ВПУ.

Установки для очистки поверхностного стока часто используют явление коалесценции – слияния капель нефтепродуктов при соприкосновении внутри подвижной среды (жидких стоков). Для реализации этого явления на ТЭС используются тонкослойные фильтры, а также разнообразные фильтрующие материалы (антрацит, активированный уголь,, нетканые материалы – например, сипрон – для рукавных фильтров).

Согласно ИТС 8-2015 для очистки сточных вод от нефтепродуктов коалесценция является НДТ (НДТ В-3) [57].

7.1.5 Сбросные воды от химических очисток и консервации оборудования

Сточные воды от предпусковых (после окончания монтажа) и эксплуатационных химических промывок и консерваций оборудования представляют собой «залповые» сбросы с большим разнообразием содержащимся в них веществ.

В зависимости от назначения очистки и материала промываемого или консервируемого оборудования они содержат кислоты, щелочи, нитраты, соли аммония, соли железа, трилон-Б, гидразин, фтор, катапин, каптакс, уротропин, аммиак или нитрит натрия и др.

Сбросные воды химпромывок и консервации оборудования подлежат нейтрализации и отстою с последующим сбросом в систему ГЗУ, централизованные системы водоотведения или водные объекты при наличии разрешительных документов.

Для повышения экологической безопасности электростанций необходима организация водно-химических режимов, не требующих химических реагентов или их минимизация (нейтральный водный химический режим для прямоточных котлов) и замена химических методов очистки основного оборудования на безреагентные (парокислородная очистка оборудования).

В ВТИ разработаны комплексные аминосодержащие реагенты, образующие защитную пленку при пассивации оборудования и существенно снижающие риск попадания в сточные воды продуктов коррозии. Кроме того, они обладают повышенной способностью к биологическому разложению, тем самым снижая экологические риски при его применении.[58].

7.1.6 Воды, сбрасываемые системами гидрошлакозолоудаления

В соответствии с п. 4.10.14 Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей [59] эксплуатация оборотных (замкнутых) гидравлических систем золошлакоудаления должна быть организована в бессточном режиме, предусматривающем поддержание баланса воды в среднем за год и преимущественное использование осветленной воды в технических целях (обмывка поверхностей нагрева котлов, золоулавливающих установок, гидроуборка зольных помещений, уплотнение подшипников багерных насосов, орошение сухих участков золоотвалов для пылеподавления, приготовление бетонных растворов и т.д.) и направление образующихся стоков в систему гидрозолоудаления (ГЗУ).

Сброс осветленной воды из золоотвалов в реки и природные водоемы допускается только по согласованию с региональными природоохранными органами.

Объем постоянных добавок воды или стоков в систему ГЗУ, включая атмосферные осадки, выпадающие на поверхность золоотвала и бассейна осветленной воды, не должен превышать потерь воды из системы ГЗУ

При эксплуатации систем ГЗУ не удается полностью исключить фильтрацию через ложе и дамбы золоотвала, которая должна быть сведена к технически достижимому и экологически безопасному минимуму. Можно снизить объем фильтрационных вод наращиванием дамб золоотвала, перехватом фильтрационных вод и возвращением их оборотный цикл ГЗУ. Качество вод системы ГЗУ зависит от вида сжигаемого топлива и типа установленного оборудования. Состав и степень загрязненности этих вод должны приниматься по результатам химического контроля.

7.1.7 Сбросные воды обмывки регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлов, работающих на мазуте

Эти воды характерны только для мазутных электростанций. На мощных ТЭС количество этих вод достигает 800 м^3 на одну обмывку РВП и до 300 м^3 на обмывку котлоагрегата Обмывочные воды регенеративных воздухоподогревателей (РВП) представляют собой кислые растворы (pH = 1.3-3), содержащие грубодисперсные примеси: оксиды железа, кремнекислоту, продукты недожога, нерастворившуюся часть золы, свободную серную кислоту, сульфаты тяжелых металлов, соединения ванадия, никеля, меди и др. Примерный уровень загрязнений таких обмывочных вод: свободная кислотность по H_2SO_4 – 0,5 %; сухой остаток – 3,5-4,5 %; железо – 7-8 г/дм^3; ванадий – 0,3-0,8 г/дм^3; никель – 0,1-0,15 г/дм^3; медь – 0,02-0,05 г/дм^3.

Обмывочные воды РВП и конвективных поверхностей нагрева (КПН) котлоагрегатов после нейтрализации и отстоя повторно используются для промывок РВП и КПН либо отводятся в централизованные системы водоотведения или водные объекты при наличии разрешительных документов.

7.2 Определение НДТ снижения воздействия на водные объекты

Таблица 7.2 – Определение наилучших доступных технологий снижения воздействия на водные объекты

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение на действующих объектах	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Системы охлаждения						
Применение прямоточных и комбинированных систем охлаждения	Сокращение объемов безвозвратного водопотребления	Возможно	Возможно	Водозаборные сооружения, трубопроводы	Да	При наличии вблизи ТЭС водного объекта
Применение схем повторного и последовательного использования воды в рабочем цикле	Сокращение объемов забранной воды	Возможно	Возможно	Баки, насосы, трубопроводы, арматура	Да	
Подача продувочных вод оборотных систем охлаждения на ВПУ подпиточной воды закрытой теплосети	Сокращение объемов используемой воды	Возможно при кальциевой жесткости не более 3,5 мг-экв/дм^3	Возможно при кальциевой жесткости не более 3,5 мг-экв/дм^3	Насосы, трубопроводы, арматура	Да	
Применение стабилизационной обработки охлаждающей воды оборотных систем охлаждения (подкисление, фосфатирование, применение ингибиторов коррозии и накипеобразования)	Сокращение объемов используемой воды	Возможно	Возможно	Реагентное хозяйство, оборудование для дозирования реагентов, трубопроводы, арматура	Да	

Продолжение таблицы 7.2.

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение на действующих объектах	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Сточные воды водоподготовительных установок						
Возврат сточных вод предочистки в осветлитель после отстаивания и/или обезвоживания шлама	Снижение объема сточных вод и количества загрязняющих веществ в сбросах ТЭС	Возможно	Возможно	Шламонакопители, баки, насосы, оборудование для обезвоживания шлама, трубопроводы, арматура	Да	
Применение для водоподготовки мембранной технологии ультрафильтрации для предочистки перед обратноосмотическим обессоливанием	Снижение содержания взвешенных веществ и индекса SDI перед установкой обратного осмоса	Возможно при экономической целесообразности	Возможно при экономической целесообразности	Установка ультрафильтрации, баки, трубопроводы, промывочные узлы, реагентное хозяйство	Да	
Применение для водоподготовки малореагентной мембранной технологии обратноосмотического обессоливания	Снижение солесодержания стоков	Возможно	Возможно при экономической целесообразности	Установка обратного осмоса, промывочные узлы, реагентное хозяйство	Да	
Применение для водоподготовки противоточного ионирования	Снижение объемов стоков и расхода реагентов	Возможно	Возможно	Ионообменные фильтры, иониты, трубопроводы, арматура	Да	
Применение для водоподготовки коагуляции и осветления воды на напорных фильтров с «плавающей» загрузкой	Снижение объемов стоков	Возможно	Возможно	Фильтры, трубопроводы, арматура	Да	

Продолжение таблицы 7.2.

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение на действующих объектах	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Нейтрализация и отстаивание сточных вод водоподготовительных установок	Доведение pH стоков до допустимых значений, снижение нерастворимых загрязнений	Возможно	Возможно	Баки-нейтрализаторы, перемещивающее устройство (гидравлическое и/или пневматическое), насосы, узлы дозирования нейтрализующего реагента, трубопроводы, арматура	Да	
Применение для водоподготовки термического обессоливания	Снижение солесодержания и объемов стоков	Ограничено	Ограничено	Испарители поверхностного типа или мгновенного вскипания, трубопроводы, арматура, средства АСУ ТП	Да	
Нефтесодержащие сточные воды систем охлаждения основного оборудования						
Применение двухконтурных систем маслоохладителей турбин и другого маслонаполненного оборудования	Предупреждение попадания нефтепродуктов в водные объекты	Возможно	Ограничено	Трубопроводы, арматура, насосы	Да	

Продолжение таблицы 7.2.

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение на действующих объектах	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Применение автономного оборотного охлаждения систем маслоснабжения турбин и другого маслонаполненного оборудования	Предупреждение попадания нефтепродуктов в водные объекты	Возможно для ВКУ	Возможно для ВКУ	Трубопроводы, арматура, насосы	Да	
Оснащение контуров маслоохладителей приборами регистрации содержания нефтепродуктов	Предупреждение попадания нефтепродуктов в водные объекты	Для прямоточных систем охлаждения и оборотных с водоемами-охладителями	Для прямоточных систем охлаждения и оборотных с водоемами-охладителями	Показывающие и регистриркющие приборы,арматура	Да	
Нефтесодержащие производственные воды						
Применение локальных очистных сооружений по очистке нефтесодержащих стоков	Предупреждение попадания нефтепродуктов в водные объекты	Возможно	Ограничено	Баки, песколовки, нефтеловушки, насосы, осветлительные фильтры	Да	
Поверхностный сток с территории ТЭС						
Применение очищенного или неочищенного поверхностного стока для производственных нужд ТЭС	Предупреждение попадания нефтепродуктов в водные объекты Снижение объема водопотребления и объема сточных вод, количества загрязняющих веществ в сбросах	Возможно	Возможно	Сборные емкости, песколовки, насосы, трубопроводы	Да	

Продолжение таблицы 7.2.

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение на действующих объектах	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Транспортировка золы и шлака						
Замкнутые системы ГЗУ	Предотвращение попадания в водные объекты токсических веществ	Возможно	Возможно	См. раздел 2.3.6	Да	Для ТЭС, использующих твердое топливо
Сточные воды химических промывок оборудования						
Нейтрализация и отстаивание сточных вод	Доведение pH стоков до допустимых значений, снижение содержания нерастворимых, в том числе токсичных, загрязнений	Возможно	Возможно	Баки-нейтрализаторы, перемещивающее устройство (гидравлическое и/или пневматическое), насосы, узлы дозирования нейтрализующего реагента, трубопроводы, арматура	Да	
Сброс после нейтрализации и отстаивания в систему ГЗУ	Утилизация сточных вод, снижение затрат на водоотведение	Возможно	Возможно	Трубопроводы (каналы). насосы	Да	Для ТЭС, использующих твердое топливо

Окончание таблицы 7.2.

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение на действующих объектах	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Применения пароводокислородных, парохимических технологий очисток и консервации оборудования	Снижение в стоках количества загрязняющих, в том числе токсических веществ	Возможно	Возможно	Согласно СО 34.37.411-2001	Да	
Сточные воды от промывок регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлов						
Нейтрализация и отстаивание сточных вод	Доведение pH стоков до допустимых значений, снижение содержания нерастворимых, в том числе токсичных, загрязнений	Возможно	Возможно	Баки-нейтрализаторы, перемещивающее устройство (гидравлическое и/или пневматическое), насосы, узлы дозирования нейтрализующего реагента, трубопроводы, арматура	Да	Для ТЭС, использующих жидкое топливо

7.3 НДТ снижения воздействия на водные объекты

Таблица 7.3 — НДТ снижения воздействия на водные объекты

Способы снижения вредных воздействий на водные объекты	Номер НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	НДТ	Примечание (Вид топлива)
Уменьшение расходов забираемой воды и повторное использование сточных вод	7.1	7.1	Применение комбинированных прямоточно-оборотных систем охлаждения	Для ТЭС, применяющих любые виды топлива
	7.2	7.1	Применение схем повторного и последовательного использования воды в рабочем цикле	
	7.3	7.1	Подача на ВПУ подпиточной воды закрытой теплосети	
	7.4	7.1	Стабилизационная обработка охлаждающей воды оборотной системы охлаждения с градирнями	
	7.5	7.2.2	Возврат шламовых вод предочистки в осветлитель после отстаивания шлама	
	7.6	7.3	Использование очищенных или неочищенных нефтесодержащих стоков в производственном цикле ТЭС	
	7.7	7.4	Использование очищенных или неочищенных поверхностных стоков стоков в производственном цикле ТЭС	
	7.8	7.6	Использование очищенных или неочищенных сточных вод для транспортировки золы и шлака и поддержания водного баланса золошлакоотвала Применение оборотных систем ГЗУ	Для ТЭС, применяющих твердое топливо
Минимизация образования взвешенных и растворимых минеральных, веществ, а таже токсических загрязнений в рабочем цикле ТЭС;	7.9	7.2.2	Применение для водоподготовки мембранной технологии ультрафильтрации для предочистки перед обратным осмосом.	Для ТЭС, применяющих любые виды топлива
	7.10	7.2.1	Применение для водоподготовки мембранных технологий обессоливания	
	7.11	7.2.1	Применение для водоподготовки противоточных технологий ионитного обессоливания	
	7.12	7.2.1	Применение для водоподготовки термообессоливания (испарителей поверхностного типа или мгновенного вскипания)	
	7.13	7.2.3	Нейтрализация и отстаивание сточных вод ВПУ	
	7.14	7.2.1	Применения пароводокислородных, парохимических технологий очисток и консервации оборудования	

Окончание таблицы 7.3

Способы снижения вредных воздействий на водные объекты	Номер НДТ	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	НДТ	Примечание (Вид топлива)
Доведение величины pH до допустимых значений	7.15	7.5	Нейтрализация и отстаивание сточных вод.химпромывок и консервации оборудования	
	7.16	7.7	Нейтрализация и отстаивание сточных вод промывок РВП и КПН	Для ТЭС, применяющих жидкое топливо
	7.17	7.6	Реализация мероприятий по формированию неизбыточного водного баланса систем ГЗУ *(Применяется в случае избыточности водного баланса системы ГЗУ. Состав мероприятий определяется местными условиями, водным балансом конкретной системы ГЗУ)*	Для ТЭС, применяющих твердое топливо
Минимизация образования нефтесодержащих сточных вод	7.18	7.3	Применение двухконтурных систем маслоохладителей турбин и другого маслонаполненного оборудования	Для ТЭС, применяющих любые виды топлива
	7.19	7.3	Применение автономного оборотного охлаждения систем маслоснабжения турбин и другого маслонаполненного оборудования	
	7.20	7.3	Оснащение контуров маслоохладителей приборами регистрации содержания нефтепродуктов	
	7.21	7.3	Термический способ утилизации вод, загрязненных нефтепродуктами, путем их сжигания в топке котла совместно с основным топливом.	
Очистка сточных вод	7.22	7.3	Применение локальных очистных сооружений по очистке нефтесодержащих стоков	Для ТЭС, применяющих газообразное и жидкое топливо
	7.23	7.4	Локальные очистные сооружения по очистке поверхностного стока с территории либо объединенного поверхностного и нефтесодержащего стока ТЭС	

Раздел 8 Акустическое воздействие (шум)

8.1 Источники шума при работе ТЭС на угле

Работа основного и вспомогательного оборудования ТЭС при работе на угле может быть причиной превышения санитарных норм в окружающем районе. При работе ТЭС на угле шум излучается, как правило, от группы источников. [60]

Величина превышения санитарных норм на границе санитарно-защитной зоны ТЭС определяется в результате акустического расчета, который включает в себя [61]:

- выявление источников шума и определение их шумовых характеристик;
- выбор точек, для которых проводится расчет;
- определение влияния элементов окружающей среды (экранов, лесонасаждений) на распространение звука,
- нахождение ожидаемых уровней звукового давления в расчетных точках;
- определение допустимых уровней звукового давления на селитебной территории.

Расчетные точки на открытом воздухе выбирают в зонах постоянного пребывания людей, а также на расстоянии 2 м от плоскости окон ближайших зданий, ориентированных в сторону источника шума, на первом, среднем и последнем этажах или через этаж.

Величина превышения санитарных норм от источников шума при работе ТЭС на угле зависит от следующих факторов:

- размещение источников (внутри помещений или на открытом воздухе);
- уровень излучаемой звуковой мощности;
- характер шума (тональный или широкополосный);
- временная характеристика излучаемого шума (временный, постоянный или прерывистый);
- характер направленности шума от источника;
- место расположение над уровнем земли для источников, находящихся на открытом воздухе.

Источниками шума при работе ТЭС на угле являются: системы транспортировки угля и углеразмольное оборудование, шум излучаемый из устьев дымовых труб, воздухозаборов дутьевых вентиляторов, от корпусов тягодутьевого оборудования, компрессорной, трансформаторов, от зданий ТЭС, а также от аварийного сброса пара [62-63].

Ориентировочные шумовые характеристики источников ТЭС мощностью 100-800 МВт при работе, в том числе и на угле, внутри помещений приведены в приложении К в таблице К.1.

Наиболее интенсивными источниками шума являются турбины, особенно газовые, редукционно-охладительные установки, углеразмольное оборудование, котлы, компрессоры, различного вида насосы, деаэрационные установки, паропроводы, синхронные компенсаторы, приточно-вытяжная вентиляция. Шум,

проникающий из помещений от этого оборудования, может оказывать влияние на окружающую среду.

Ориентировочные шумовые характеристики источников ТЭС мощностью 100-800 МВт при работе, в том числе и на угле, на открытом воздухе приведены в приложении К в таблице К.2.

Наиболее сильным источником шума является сброс пара в атмосферу. Постоянным источником шума, сильно воздействующим на окружающий район, являются воздушные и газовые тракты, шум через которые излучается от тягодутьевых машин или связан с процессами горения. Источниками шума являются также: система подачи угля, корпуса тягодутьевых машин, силовые трансформаторы и градирни, шум проникающий из различных помещений.

Шум излучаемый от высотного источника мало снижается естественными и искусственными препятствиями. Шум от энергетических газовоздухопроводов имеет тональные составляющие в спектре шума и излучается с большой высоты.

Диапазон величин приведенных значений в таблицах К.1 и К.2 определяется рабочими характеристиками и режимом работы оборудования и является, как правило, следствием процессов, протекающих при штатной эксплуатации оборудования.

Превышение допустимых норм для рабочих зон по уровню звука при работе различного энергетического оборудования при работе ТЭС на угле по результатам измерений на расстоянии 1 м следующее [63]:

- аварийные сбросы пара в атмосферу — 36-58 дБА;
- паровые турбины — до 20 дБА;
- тягодутьевые машины — 5-15 дБА;
- РОУ — 28-32 дБА;
- градирни — до 7 дБА;
- трансформаторы — до 5 дБА;
- углеразмольное оборудование — 7-21 дБА;
- насосы — 9-17 дБА;
- компрессора — 6-15 дБА.

Энергетическое оборудование при работе в расчетных режимах возбуждает постоянный широкополосный и непостоянный, колеблющийся во времени шум с непрерывным спектром в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц.

В аварийных и прочих ситуациях, связанных с выбросами пара в атмосферу, возбуждается непостоянный прерывистый шум. В аварийных ситуациях, связанных с образованием свищей, возбуждается тональный шум. Оборудование механических мастерских возбуждает импульсный и прерывистый шум.

8.2 Источники шума при работе ТЭС на жидком и газообразном топливе

Работа основного и вспомогательного оборудования ТЭС при работе на жидком и газообразном топливе может быть причиной превышения санитарных

норм в окружающем районе [60]. При работе ТЭС на жидком и газообразном топливе шум излучается, как правило, от группы источников.

Ориентировочные шумовые характеристики источников ТЭС мощностью 100-800 МВт при работе, в том числе и на жидком и газообразном топливе, внутри помещений приведены в Приложении К в таблице К.1.

Наиболее интенсивными источниками шума являются турбины, особенно газовые, редукционно-охладительные установки, газораспределительные пункты котлы, компрессоры, различного вида насосы, деаэрационные установки, паропроводы, синхронные компенсаторы, приточно-вытяжная вентиляция [63].

Превышение допустимых норм для рабочих зон по уровню звука при работе различного ГРП составляет 20—25 дБА.

Ориентировочные шумовые характеристики источников ТЭС мощностью 100-800 МВт при работе, в том числе на жидком и газообразном толиве, на открытом воздухе приведены в Приложении К в таблице К.2.

Особенности излучения, источники шума, превышения санитарных норм аналогичны приведенным значениям в 8.1. Отличие заключается в отсутствие углеразмольного оборудования и систем его транспортировки, а также наличием систем подготовки газа (ГРП) и мазута к сжиганию.

8.3 Определение НДТ для снижения шума

Технологии, подлежащие рассмотрению при определении НДТ для снижения шума на ТЭС, представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 — Технологии для снижения шума для ТЭС, подлежащие рассмотрению

Технология	Экологические преимущества	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты	Экономический эффект
		Новые установки	Существующие установки			
Рациональное размещение энергетического оборудования с учетом действующих требований по отношению к прилегающей селитебной территории	Снижение шума за счет рационального размещения энергетического оборудования по отношению к прилегающей селитебной территории, использования подземного пространства для размещения оборудования, содержащего мощные источники шума	Возможно	Возможно	Да	Нет	Не требуется дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат на шумоглушение
Применение энергетического оборудования, шумовые характеристики которого соответствуют ПДШХ и имеют более низкие значения уровней шума при прочих равных характеристиках	Снижение шума за счет оборудования которое имеет более низкие значения уровней шума при прочих равных характеристиках	Возможно	Нет	Да	Нет	Не требуется дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат на шумоглушение
Установка на выхлопных, дренажных и продувочных трубопроводах и редукционно-охладительных установках высокоэффективных глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий	Снижение шума за счет высокоэффективных глушителей	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты

Продолжение таблицы 8.1

Технология	Экологические преимущества	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты	Экономический эффект
		Новые установки	Существующие установки			
Установка в газовоздушных трактах тягодутьевых машин глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий	Снижение шума за счет высокоэффективных глушителей	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты
Установка в газовоздушных трактах газотурбинных установок глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий	Снижение шума за счет высокоэффективных глушителей	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты
Установка в газораспределительных пунктах глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий	Снижение шума за счет высокоэффективных глушителей	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты

Окончание таблицы 8.1

Технология	Экологические преимущества	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты	Экономический эффект
		Новые установки	Существующие установки			
Применение звукопоглощающих материалов и конструкций для облицовки стен и потолков в шумных помещениях, а также подвеска искусственных поглотителей	Снижение шума за счет высокоэффективных звукопоглощающих материалов и конструкций	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты
Применение акустических экранов для защиты селитебных территорий	Снижение шума за счет высокоэффективных экранов	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные затраты
Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией	Снижение шума за счет высокоэффективных звукоизоляции	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные затраты
Совершенствование конструкции защитных кожухов машин и их отдельных узлов путем улучшения их звукоизоляционных качеств, применения звукопоглощающей облицовки внутренних поверхностей и вибропоглощающих покрытий внешних поверхностей кожухов, виброизоляции от корпуса машины, фундамента и других строительных конструкций	Снижение шума за счет высокоэффективных кожухов	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные затраты
Футеровка углеразмольного оборудования	Снижение шума за счет футеровки	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные затраты

8.4 НДТ для снижения шума на ТЭС

Меры по снижению шума от ТЭС могут ухудшать экономические, энергетические и экологические показатели ТЭС. Поэтому применение таких мер является НДТ лишь в тех случаях, когда не обеспечивается соответствие санитарно-гигиеническим нормам по шуму.

В таких случаях должны применяться специальные меры шумоподавления. При выборе таких мер НДТ является учет их влияния на уровень энергопотребления и экономические характеристики ТЭС. Меры шумоподавления, по возможности не должны повышать уровень энергопотребления ТЭС за счет создания дополнительных аэродинамических сопротивлений. Возможно использование первичных мер, направленных на снижение шума от его источников, а также вторичных мер, препятствующих распространению шума: выбор места расположения и ориентации относительно мест, в которых нормируется уровень шума, использование естественных препятствий для распространения шума, выбор времени для проведения наиболее шумных операций.

В таких случаях должны применяться специальные меры шумоподавления. При выборе таких мер НДТ является учет их влияния на уровень энергопотребления и экономические характеристики ТЭС. Меры шумоподавления, по возможности не должны повышать уровень энергопотребления ТЭС за счет создания дополнительных аэродинамических сопротивлений. Возможно использование первичных мер, направленных на снижение шума от его источников, а также вторичных мер, препятствующих распространению шума: выбор места расположения и ориентации относительно мест, в которых нормируется уровень шума, использование естественных препятствий для распространения шума, выбор времени для проведения наиболее шумных операций

НДТ 8.1 Установка на выхлопных, дренажных и продувочных трубопроводах и редукционно-охладительных установках высокоэффективных глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.2 Установка в газовоздушных трактах тягодутьевых машин глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.3 Установка в газовоздушных трактах газотурбинных установок глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

8.4 Установка в газораспределительных пунктах глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на газе).

НДТ 8.5 Применение акустических экранов для защиты селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.6 Рациональное размещение энергетического оборудования с учетом требований по отношению к прилегающей селитебной территории (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.7 Применение энергетического оборудования, шумовые характеристики которого соответствуют ПДШХ и имеют более низкие значения уровней шума при прочих равных характеристиках (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.8 Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.9 Применение звукопоглощающих материалов и конструкций для облицовки стен и потолков в шумных помещениях, а также подвеска искусственных поглотителей (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.10 Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.11 Совершенствование конструкции защитных кожухов машин и их отдельных узлов путем улучшения их звукоизоляционных качеств, применения звукопоглощающей облицовки внутренних поверхностей и вибропоглощающих покрытий внешних поверхностей кожухов, виброизоляции от корпуса машины, фундамента и других строительных конструкций (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.12 Футеровка углеразмольного оборудования (для ТЭС, работающих на угле).

8.5 Перспективные технологии для снижения шума на ТЭС

Таблица 8.2 — Перспективные технологии для снижения шума на ТЭС, подлежащие рассмотрению

Технология	Экологические преимущества	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты	Экономический эффект	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Установка в газовоздушных трактах тягодутьевых машин и газотурбинных установок активных глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для зон прилегающих селитебных территорий	Снижение шума, в том числе на низких частотах	Возможно	Возможно	Да	Нет	Не создают дополнительного аэродинамического сопротивления, поэтому не увеличивают расходы на собственные нужды	Для ТЭС работающие на угле, жидком топливе и газе
Установка в газовоздушных трактах тягодутьевых машин и газотурбинных установок глушителей с пониженным аэродинамическим сопротивлением и с акустической эффективностью, обеспечивающее выполнение действующих	Снижение шума за счет высокоэффективных глушителей	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты	Для ТЭС работающие на угле, жидком топливе и газе

Окончание таблицы 8.

Технология	Экологические преимущества	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты	Экономический эффект	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий							
Установка в газовоздушных трактах тягодутьевых машин и газотурбинных установок диссипативных глушителей, состоящих из нескольких ступеней с пластинами разной толщиной пластин	Снижение шума за счет высокоэффективных глушителей	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты	Для ТЭС работающие на угле, жидком топливе и газе
Установка в газовоздушных трактах тягодутьевых машин «елочных» глушителей, которые совмещают свойства абсорбционных и реактивных глушителей	Снижение шума в том числе в сильно запыленных потоках	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные и эксплуатационные затраты	Для ТЭС работающие на угле, жидком топливе и газе
Применение акустических экранов со специальными надстройками на верхней кромке для улучшения акустического эффекта	Снижение шума за счет высокоэффективных экранов	Возможно	Возможно	Да	Нет	Меньшие капитальные затраты	Для ТЭС работающие на угле, жидком топливе и газе

Раздел 9 Организация ПЭК на КТЭУ

В разделе представлены общие сведения по организации производственного экологического контроля (ПЭК) на КТЭУ, проводимым в соответствии с действующими требованиями природоохранного законодательства. В разделе не рассматриваются вопросы контроля показателей, нормируемых законодательством в области промышленной безопасности, охраны труда, санитарно-эпидемиологического благополучия населения (контроль качества воздуха в рабочей зоне, на границах СЗЗ, в селитебных зонах, показателей микробиологического загрязнения сточных вод и т.п.).

В соответствии с п.1 ст.67 [66] ПЭК «осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством в области охраны окружающей среды». Иными словами, ПЭК является комплексом процедур по контролю соблюдения объектом контроля (хозяйственная деятельность) требований природоохранного законодательства, относящихся к данному объекту. ПЭК (в отличие от государственного экологического контроля) организуется юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими хозяйственную деятельность на объектах I, II и III категорий. Планирование ПЭК осуществляется в форме программы.

Результаты ПЭК служат юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям основанием для планирования их природоохранной деятельности, используются для расчета сумм платы за негативное воздействие на окружающую среду и формирования государственной статистической и отраслевой отчетности.

Необходимо отметить, что на момент формирования настоящего справочника НДТ нормативная база, касающаяся требований к организации, объему, методикам осуществления ПЭК, в необходимом объеме не разработана и ограничена только требованиями [66]. В связи с этим реализация нормативных требований по осуществлению ПЭК на объектах КТЭУ в различных регионах Российской Федерации существенно различается. Содержание и методы осуществления ПЭК на конкретных КТЭУ определяются требованиями действующего природоохранного законодательства и их интерпретацией региональными надзорными органами, а также во многом – нормативной базой и традициями, заложенными еще в советские времена и в период управления «большой энергетикой» РАО «ЕЭС России» (1992–2008 годы).

В общем случае, в рамках ПЭК на КТЭУ осуществляется контроль следующих нормативных требований к воздействиям на окружающую среду:

1) нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу (т/год и г/с), установленных разрешениями на выбросы;

2) технологических нормативов выбросов от крупных топливосжигающих установок;

3) требований к эффективности газоочистных установок (ГОУ) и соблюдению правил их эксплуатации;

4) технических нормативов выбросов передвижными источниками выбросов: автотранспортными средствами, тракторами и самоходными машинами; маневровыми тепловозами, путевой техникой, водным транспортом;

5) требований договоров водопользования по объемам воды, забираемой из водных объектов, требований к использованию их акватории, водоохранных зон и прибрежных полос;

6) требований разрешений на сброс ЗВ в окружающую среду и решений исполнительных органов государственной власти или органов местного самоуправления о предоставлении водных объектов в пользование для целей сброса сточных вод и строительства гидротехнических сооружений;

7) контроль воздействий на почвы;

8) правил и ограничений по обращению с отходами;

9) требований к объектам размещения отходов;

10) ограничений по физическим воздействиями на окружающую среду (электромагнитное излучение, шум).

В дальнейшем в данном разделе описаны обычно применяемые методы осуществления ПЭК по каждому из указанных направлений.

9.1 Контроль нормативов ПДВ

Целями контроля выбросов является проверка соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов стационарными источниками и получение исходных данных для государственной статистической отчетности и расчетов платы за негативное воздействие на окружающую среду.

План-график контроля соблюдения ПДВ разрабатывается, согласовывается с государственными надзорными органами и в настоящее время, как правило, утверждается в составе проекта нормативов ПДВ. В дальнейшем планирование этой деятельности будет осуществляться в программах ПЭК. Перечень нормируемых веществ, методы и периодичность контроля определяются на основании требований следующих методических документов:

- Правила организации контроля выбросов в атмосферу на ТЭС и в котельных. РД 153-34.0-02.306-98, СО 34.02.306-98 [67];
- Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, СО 34.02.305-98 [68];
- Организация контроля газового состава продуктов сгорания стационарных паровых и водогрейных котлов. СО 34.02.320-2003 [69].

Контролю подлежат выбросы только от нормируемых источников выбросов загрязняющих веществ, приведенных в таблице 9.1.

Таблица 9.1 — Перечень нормируемых и контролируемых источников выбросов в атмосферу и загрязняющих веществ на ТЭС и котельных

Технологические процессы – источники выделения ЗВ	Источники выбросов	ЗВ	твердое топливо	жидкое топливо	газообразное топливо
Паровые и водогрейные котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Зола твердого топлива	+	-	-
Паровые и водогрейные котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Оксиды серы (в пересчете на диоксид серы)	+	+	-
Паровые и водогрейные котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Диоксид азота	+	+	+
Паровые и водогрейные котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Оксид азота	+	+	+
Паровые и водогрейные котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Оксид углерода	+	+	+
Паровые и водогрейные котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Мазутная зола (в пересчете на ванадий)	-	+	-
Паровые котлы паропроизводительностью менее 30 т/ч	Дымовые трубы	Сажа	-	+	-
Паровые котлы паропроизводительностью менее 30 т/ч	Дымовые трубы	Бенз(а)пирен	+	+	-
Перевалка топлива на угольных складах	Склады угля (неорганизованные источники)	Пыль угля	+	-	-
Перевалка золошлаков на золошлакоотвалах	Узлы перевалки золошлаков (неорганизованные источники)	Пыль (зола твердого топлива)	+	-	-

Кроме того, при применении технологий, связанных с введением в дымовые газы химических реагентов, в некоторых случаях применяют дополнительный контроль выбросов этих реагентов или продуктов их реагирования с компонентами дымовых газов.

В рамках ПЭК определяются выбросы: максимальные (средние за 20 мин) в граммах в секунду и суммарные за год в тоннах.

На ТЭС применяются следующие методы контроля: инструментальный непрерывный, инструментальный периодический, расчетный.

Инструментальный непрерывный контроль применяется по оценке на 20-25% ТЭС. Энергоблоки, вводимые в последнее время, как правило, оснащаются приборами непрерывного контроля. Энергоблоки на базе парогазовой технологии оснащены приборами непрерывного контроля практически полностью, за исключением установок с установленной электрической мощностью менее 25 МВт.

На ТЭС на базе паросиловых установок уровень оснащения приборами непрерывного контроля существенно ниже, особенно угольных ТЭС.

В настоящее время на энергетических котлах ТЭЦ ПАО «Мосэнерго» и некоторых других ТЭС действует около 200 современных газоаналитических комплексов для контроля и учета вредных выбросов, осуществляющих следующие функции:

- непрерывное измерение концентрации загрязняющих веществ в продуктах сгорания при сжигании газообразного, жидкого или твердого топлива на ТЭЦ;
- непрерывное определение объемного расхода дымовых газов прямым или косвенным методом;
- непрерывный контроль удельных выбросов загрязняющих веществ;
- определение валовых выбросов в атмосферу загрязняющих веществ (NO, NOx, CO, SO_2) г/с, в соответствии с утвержденными методиками и стандартами организаций, по результатам инструментальных измерений;
- определение валовых выбросов в атмосферу оксидов серы SO_2 г/с и других экологических показателей, в соответствии с утвержденными методиками и стандартами организаций, расчетными методами;
- оценку достоверности информации, поступающей от средств измерений;

осреднение мгновенных значений;

- определение массового выброса вредных веществ с нарастающим итогом (20 мин.,1час, сутки, месяц, год);
- оценку соответствия массового выброса нормативным документам;
- хранение измерительной информации в течение календарного года и возможность передачи информации в режиме реального времени на компьютеры АРМ «Эколог» ТЭЦ и другим пользователям;
- отображение информации на дисплее компьютера в числовом и графическом виде;
- вывод информации по выбросам на печать и на внешние устройства;
- передачу информации о выбросах в реальном времени оператору и надзорным органам;
- определение КПД котла по прямому и обратному балансу;

– сопоставление фактических значений выбросов с технологическими нормами, установленными для данной энергетической установки, с выдачей предупреждений;

– контроль над работой газоочистного оборудования.

Описанные методы и примеры расчетного, инструментального и непрерывного контроля экологических показателей деятельности по охране атмосферы относятся к НДТ (см. таблицу 9.3).

Периодичность инструментального контроля определяется на основе категории источника выбросов. Категорирование источников по инструментальному контролю выбросов устанавливается для каждого загрязняющего вещества (таблица 9.2) в зависимости от параметров Ф и Q, определяемых по формулам:

$$\Phi = \frac{M}{H \times ПДК} \times \frac{100}{100 - \eta};$$

$$Q = q \frac{100}{100 - \eta},$$

где М – максимальный выброс загрязняющего вещества из источника, г/с;

Н – высота источника выброса, м;

ПДК – предельно допустимая концентрация загрязняющего вещества, мг/м^3;

– эффективность газоочистки, %;

– q – приземная концентрация загрязняющего вещества на границе СЗЗ или ближайшей жилой застройки, ед. ПДК.

Таблица 9.2 — Категорирование источников выбросов по периодичности инструментального контроля

Категория источника выброса	Частота контроля выброса	Одновременное условие параметров*	
		Ф	Q
I	1 раз в квартал	>0,01	>0,5
		>0,1	>5
II	2 раза в год	>0,001	<0,5
		>0,01	<0,5
III	1 раз в год	>0,001	<0,5
		>0,01	<0,5
IV	1 раз в 5 лет	<0,001	<0,5
		<0,01	<0,5
Примечание —* Для источника II категории дополнительное условие – наличие разработанных мероприятий по сокращению выброса загрязняющего вещества. Примечание. Для каждой из категорий источника первая строка значений параметров Ф и Q дана для Н≥10 м, а вторая – Н<10 м.			

Определение объема дымовых газов обычно выполняется расчетным методом по расходу топлива и содержанию кислорода в дымовых газах при условии регистрации расхода топлива и содержания кислорода прямыми или косвенными методами.

При периодическом инструментальном контроле:

– максимальные выбросы диоксида серы при наличии сероочистной установки, золы твердого топлива, оксидов азота, оксида углерода определяются расчетом с использованием результатов плановых инструментальных измерений содержания этих веществ в дымовых газах; при отсутствии сероочистных установок максимальные выбросы диоксида серы определяются расчетными методами на основе измерений расходов топлива и содержания серы в топливе;

– максимальные выбросы мазутной золы (в пересчете на ванадий), сажи, бенз(а)пирена и годовые выбросы всех веществ определяются расчетными методами с использованием зависимостей содержания вещества в дымовых газах от нагрузки котла.

Расчетные методы применяются из числа рекомендованных Минприроды России. Для расчетов выбросов от котлов используется Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, СО 34.02.305-98 [68]. Выбросы от неорганизованных источников (склады угля, золошлакоотвалы) контролируются только расчетными методами.

Кроме того, в настоящее время для ТЭС нормируются и контролируются многочисленные мелкие организованные и неорганизованные источники выбросов: сварочные посты, металло- и деревообрабатывающее станочное оборудование, емкости с нефтепродуктами и маслами, автостоянки, гаражи и т.п. Их контроль и нормирование осуществляется расчетными методами по «СО 153-34.02.317-2003. Методические рекомендации по оценке выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от вспомогательных производств теплоэлектростанций и котельных [70].

Отсутствие в действующем законодательстве нормативных ограничений по перечню нормируемых веществ привело к значительному и необоснованному росту количества нормируемых и контролируемых веществ и соответствующих затрат энергопредприятий. В советское время государство контролировало на ТЭС не более 6-ти вредных веществ от 2-3-х источников. В настоящее время на обычной угольной ТЭС нормируется и включается в разрешение на выбросы порядка 110-120 источников и 50 вредных веществ. При этом на 3 источника (дымовые трубы от энергетических котлов) и 7 загрязняющих веществ приходится 99,96 % от всей массы выбросов. Выбросы от остальных источников (сварочные посты, стоянки транспорта, резервуары с нефтепродуктами, металлообрабатывающие станки, основные вещества – пыль неорганическая, пары нефтепродуктов) выбрасывают в среднем по 0,35 т/год. Есть источники с выбросами меньше 1 кг в год.

Для типичной газовой электростанции нормируются и контролируются порядка 26-ти источников выбросов, 30-ти загрязняющих веществ. При этом на 1 источник (дымовая труба от энергетических котлов) и 3 загрязняющих вещества приходится 99,99% от всей массы разрешенных выбросов. На остальные 25 источников и 27 загрязняющих веществ приходится 1,8 т/год выбросов, в среднем по 72 кг/год.

В случае введения разумных ограничений перечня нормируемых и контролируемых источников и ЗВ для ТЭС затраты на производственный экологический контроль выбросов могут быть снижены не менее, чем на 90 %. Средние расходы ТЭС на периодический инструментальный контроль выбросов составляют в настоящее время 2 млн. руб./год.

9.2 Контроль ГОУ

На угольных ТЭС применяются газоочистные установки (ГОУ) на угольных котлах и аспирационные установки в помещениях топливоподач и котельных цехов. На газовых и мазутных ТЭС ГОУ не применяются.

Контроль ГОУ регламентирован Правилами эксплуатации установок очистки газа, утвержденными Минхиммашем СССР 28.11.1983 [71].

В отношении контроля работы ГОУ Правилами установлены следующие требования:

– ГОУ должны подвергаться осмотру для оценки их технического состояния не реже одного раза в полугодие комиссией, назначенной руководством предприятия. По результатам осмотра составляется акт и при необходимости разрабатываются мероприятия по устранению обнаруженных недостатков. Акт прилагается к паспорту установки;

– установки очистки газа должны подвергаться проверке на соответствие фактических параметров работы установки проектным не реже одного раза в год (установки с высоким содержанием токсичных примесей – не реже 2-х раз в год), а также при работе технологического оборудования на измененном режиме более 3-х месяцев или при переводе его на новый постоянный режим работы, после строительства, капитального ремонта или реконструкции установки.

Имеются стандарты организации РАО ЕЭС России, определяющие методы контроля ГОУ в электроэнергетике:

– Положение об организации эксплуатации золоулавливающих установок на тепловых электростанциях. РД 34.27.502, СО 153-34.27.502 [72].

– Типовая инструкция по эксплуатации электрофильтров. РД 34.27.504-91, СО 153-34.27.504-91 [73].

– Типовая инструкция по эксплуатации мокрых золоуловителей. РД 34.27.503-92, СО от 14.04.1992 [74].

– Методика контрольных испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных. СО 34.02.308-98, РД 153-34.0-02.308-98 [75].

– Методика испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных. СО 34.27.301-2001, РД 153-34.1-27.301-2001 [76].

Обычной практикой на ТЭС является инструментальный контроль эффективности ГОУ 2 раза в год: до и после ремонта. Контроль осуществляется собственными силами ТЭС или сторонними организациями.

Контроль ГОУ включает в себя:

– испытания при приемке ГОУ из ремонта, после реконструкции и монтажа;

– ежегодную проверку эффективности золоулавливающих установок;

– эксплуатационный контроль, включающий ежедневный осмотр и регистрацию показателей работы ГОУ.

Проверка эффективности ГОУ проводится не реже 1 раза в год. Если в течение года проводятся испытания ГОУ при приемке из ремонта, после реконструкции и монтажа, то специальная проверка эффективности золоулавливающих установок не проводится.

Результаты испытаний вносятся в паспорт ГОУ.

Приемка золоуловителей из ремонта, оценка качества ремонта производятся согласно СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» [77].

Результаты эксплуатационного контроля ГОУ заносятся в журнал учета дефектов золоулавливающей установки и журнал учета показателей работы золоулавливающей установки.

В ходе эксплуатационного контроля ГОУ контролируются основные технические параметры, характеризующие работу золоулавливающих установок в эксплуатационных условиях:

– для мокрых золоуловителей – расход и давление орошающей воды, температура газов после золоуловителей, гидравлическое сопротивление газового тракта;

– для электрофильтров – напряжение и ток на стороне высокого напряжения, температура уходящих газов.

Не реже, чем один раз в смену эксплуатационный персонал производит осмотр ГОУ, а также золоудаляющих устройств для выявления неисправностей и отключений.

Представляется, что включение контроля эффективности ГОУ в состав ПЭК является избыточным и нецелесообразным по следующим причинам:

а) эффективность ГОУ является одним из важных, но не единственным фактором, влияющим на нормируемые показатели выбросов (г/с, т/год). На мощность выбросов оказывают влияние энергоэффективость оборудования, качественные показатели топлива, режимы работы оборудования и многое другое. В связи с этим непонятно, с какой целью организуется контроль именно эффективности ГОУ, если этот показатель однозначно не определяет массу выбросов;

б) показатель эффективности ГОУ практически невозможно нормировать. То есть невозможно установить значение эффективности, с которым можно сравнивать фактическую эффективность. Проектные значения эффективности, которые сейчас приняты в качестве норматива, соответствуют идеальным проектным условиям, недостижимым в течение всего времени работы ГОУ. В процессе эксплуатации в межремонтные периоды эффективность ГОУ постепенно снижается в силу естественных процессов их загрязнения, износа. В результате опроса энергопредприятий за период 2011-2015 гг. получены сведения, что ежегодно для 30-40% ГОУ угольных ТЭС среднегодовая эффективность была ниже проектных значений;

в) измерение эффективности ГОУ – достаточно затратное мероприятие. Ежегодные затраты на контроль ГОУ угольных ТЭС составляют от одного до нескольких миллионов рублей.

Измерение эксплуатационной эффективности ГОУ оправданно только в случае применения расчетных методов определения выбросов твердых частиц и оксидов серы при наличии ГОУ. В этом случае 1 раз в год измеряется эффективность ГОУ, на основании измеренной величины ежемесячно определяется эксплуатационная эффективность с учетом эксплуатационных данных (Правила организации контроля

выбросов в атмосферу на ТЭС и в котельных. РД 153-34.0-02.306-98, СО 34.02.306-98) [67].

9.3 Контроль соблюдения технических нормативов выбросов передвижными источниками

Контроль соблюдения передвижными источниками технических нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух регламентируется п.4 ст.17 федерального закона «Об охране атмосферного воздуха» [78] и постановлением Правительства Российской Федерации от 06.02.2002 № 83 «О проведении регулярных проверок транспортных и иных передвижных средств на соответствие техническим нормативам выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух» [79].

Контроль выбросов автотранспортных средств осуществляется при прохождении ими технического осмотра.

Свидетельством исполнения обязанностей по контролю соблюдения автотранспортными средствами технических нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух является наличие для каждого из эксплуатируемых средств действующего (непросроченного) технического талона (талона технического осмотра).

Контроль экологических характеристик тракторов и самоходных машин осуществляется в соответствии с «Правилами проведения технического осмотра самоходных машин и других видов техники, зарегистрированных органами, осуществляющими государственный надзор за их техническим состоянием», утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 13.11.2013 № 1013 [80]. Контроль соблюдения тракторами и самоходными машинами технических нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух осуществляется органами государственного надзора за техническим состоянием самоходных машин и других видов техники в Российской Федерации при осуществлении надзора за техническим состоянием и во время государственного технического осмотра этих видов техники. Уровень дымности отработавших газов для тракторов, самоходных дорожно-строительных и иных самоходных машин с дизелями должен соответствовать ГОСТ Р 17.2.2.02 [81]. Содержание загрязняющих веществ в отработавших газах машин с бензиновыми двигателями должно соответствовать требованиям, предусмотренным изготовителем.

Технические нормативы выбросов и периодичность их контроля для тепловозов установлены ГОСТ Р 50953-2008 «Выбросы вредных веществ и дымность отработавших газов магистральных и маневровых тепловозов. Нормы и методы определения» [82]. Контролируются нормативы выбросов оксидов азота, оксида углерода, углеводородов, а также дымности отходящих газов.

Свидетельством исполнения обязанностей по контролю соблюдения нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух является наличие для каждого из эксплуатируемых средств протоколов испытаний.

9.4 Контроль водопользования

ПЭК за водопользованием на ТЭС должен обеспечивать:

- систематические данные об объемах забираемой воды (поверхностной, артезианской, водопроводной) и оценку их соответствия установленному лимиту забора (изъятия) водных ресурсов;
- систематические данные об объемах используемой и возвратной воды;
- оценку состава и свойств исходных вод в местах собственных водозаборов, фоновых и контрольных створах водных объектов, принимающих сточные воды;
- оценку состава и свойств сточных вод и соответствия их установленным нормативам НДС и договоров водоотведения;
- исходные данные для формирования отчетности ТЭС по установленным формам.

Контроль водопользования на ТЭС организуется в соответствии с требованиями:

- Водного кодекса Российской Федерации [93]
- Приказа Минприроды России от 08.07.2009 № 205; Об утверждении порядка ведения собственниками водных объектов и водопользователями учета объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов и объема сброса сточных вод и (или) дренажных вод, их качества [83]
- Приказа Минприроды России от 06.02.2008 г. № 30 «Об утверждении форм и порядка представления сведений, полученных в результате наблюдений за водными объектами, заинтересованными федеральными органами исполнительной власти, собственниками водных объектов и водопользователями» [94]
- Согласованных и утвержденных в установленном порядке Нормативов допустимых сбросов [95],

9.5 Контроль объемов водопользования

Измерение расходов воды производится в пунктах учета на каждом водозаборе и выпуске сточных вод, а также в системах оборотного водоснабжения и точках передачи воды другим организациям.

Выбор водоизмерительных приборов и устройств определяется их назначением, величиной измеряемых расходов воды, производительностью водозаборных и водосбросных сооружений. Водоизмерительные приборы должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений. [96]

В основном объемы воды, забираемой из природных источников или от сторонних организаций, отводимых сточных вод измеряются непрерывно. Исключение составляют объемы воды, используемые прямоточными системами охлаждения, циркуляционной воды в оборотных системах охлаждения и гидрозолоудаления. Эти объемы составляют десятки и сотни тысяч кубических метров в час, как правило, транспортируются по открытым каналам, что делает их измерение проблематичным как в части обеспечения необходимой точности измерений, так и с точки зрения стоимости средств измерения. Поэтому по

согласованию с соответствующим территориальным органом Федерального агентства водных ресурсов в случае отсутствия технической возможности установки средств измерений объем забранной воды (сбрасываемых сточных вод) определяется исходя из времени работы и производительности технических средств (насосного оборудования), норм водопотребления (водоотведения) или с помощью других методов [83]

9.6 Контроль качества вод

Контроль сточных вод, отводимых в водный объект или сторонним организациям (в том числе в централизованные системы водоотведения), должен обеспечивать достоверную информацию об их количестве и качестве. Объем контроля сточных вод, отводимых сторонним организациям для использования или очистки, определяется двухсторонними договорами.

При повторном использовании сточных вод на ТЭС объем их контроля определяется внутренними инструкциями энергопредприятий.

По характеру, источнику загрязнения и качественному составу производственные сточные воды ТЭС, которые могут отводиться без или после очистки в окружающую среду или централизованные системы водоотведения, делятся на следующие виды:

- сточные воды прямоточных и оборотных систем охлаждения основного и вспомогательного технологического оборудования (конденсаторов, газоохладителей, маслоохладителей турбин, тягодутьевых машин, насосов и др.);
- сточные воды водоподготовительных установок;
- сточные воды, содержащие нефтепродукты (от хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажные воды производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты);
- сточные воды систем гидрозолоудаления;
- поверхностный сток с территории промплощадки (кровли зданий и сооружений, асфальтобетонные покрытия и грунтовые дороги),
- дренажные воды подземных сооружений, систем понижения уровня грунтовых вод,
- сточные воды систем топливоподачи и пылеподавления на ТЭС, работающих на твердом топливе;
- сточные воды от консервации и химических очисток оборудования;
- обмывочные воды регенеративных воздухоподогревателей (РВП) и конвективных поверхностей нагрева котлов (КПН), работающих на жидком топливе;

Хозяйственно-бытовые сточные воды должны направляться на биологическую очистку (см. ИТС 10-2015 [97]) и в данном справочнике НДТ не рассматриваются. Качество воды, передаваемой в ЦСВ, нормируется согласно Приложению № 5 к Постановлению Правительства РФ от 29 июля 2013 г. № 644 [98]. Отбор проб этих вод и их анализ проводится согласно Договору водоотведения.

Согласно «Методике разработки нормативов допустимого сброса веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей» [95] перечень нормируемых веществ должен формироваться на основе исходной информации об

использовании веществ на конкретном предприятии и анализе данных о качестве исходной и сточных вод.

Однако на практике, в различных регионах перечни нормируемых и контролируемых веществ, включенных в ПЭК, существенно различаются. Так, на нескольких газовых ТЭС с одинаковой технологией производства количество нормируемых и контролируемых веществ, включенных в ПЭК, изменяется от единиц до нескольких десятков. Недостаточная регламентация правил формирования перечня предоставляет государственным органам, согласующим и утверждающим НДС, право произвольно формировать состав перечня нормируемых веществ для конкретных водопользователей.

Так, например, на ТЭС не применяются и не могут образовываться легко окисляемые органические вещества, нормируемые обычно по биохимическому потреблению кислорода (БПК), Однако, за очень редким исключением этот показатель включается в перечень нормируемых, несмотря на то, что, по данным анализа исходной и сточной воды на ТЭС происходит уменьшение этого показателя в сточной воде по сравнению с исходной в среднем на 33%. Показатель БПК целесообразно применять для контроля очистки хозяйственно-бытовых сточных вод.

Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами, поверхностный сток с территории предприятия, дренажные воды подземных сооружений, систем водопонижения должны использоваться в цикле ТЭС после очистки или без нее и в состав ПЭК не входят.

Если в одном водовыпуске смешиваются сточные воды различных технологических схем, то нормируется показатели общего (объединенного) потока с учетом всех составляющих.

Отбор проб сточных вод осуществляется согласно ПНД Ф 12.15.1-08 [99]. Как правило, определения показателей выполняются на силами химических лабораторий ТЭС. Необходимый объем контроля по микробиологическим показателям, входящим в норматив допустимого сброса микроорганизмов в водный объект [95] выполняется, как правило, лабораториями Роспотребнадзора.

Методики измерений, включенные в Реестр ПНД Ф, аттестованы в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ [100] и ГОСТ Р 8.563-2009 [101] и допущены для целей государственного экологического контроля.

Сточные воды систем охлаждения

Сбросные воды систем охлаждения по своему составу относятся к категории «нормативно чистых без очистки» вод и какой-либо очистке не подвергаются. Объемы, состав и свойства стоков систем охлаждения ТЭС определяются типом системы техводоснабжения: прямоточная, оборотная с прудом-охладителем, оборотная водная с испарительными градирнями, типом и мощностью установленного оборудования.

В сбросных водах систем охлаждения прямоточных и оборотных с прудом-охладителем загрязнения сточных вод не происходит, поскольку для таких систем не применяются какие-либо химические реагенты. В то же время возвратные воды имеют повышенную температуру по сравнению с исходной. Кроме того, при охлаждении этими системами маслонаполненного оборудования, сточные воды могут загрязняться нефтепродуктами. В связи с этим, в исходных и сточных водах

прямоточных систем охлаждения и оборотных систем охлаждения с прудом-охладителем необходимо постоянно контролировать температуру и содержание нефтепродуктов.

В оборотных водных системах охлаждения происходит постоянное испарение части циркулирующей воды, в результате чего происходит концентрирование содержащейся в ней солей, взвешенных и растворенных веществ. При этом возникает опасность выпадения солевых и механических отложений на теплообменных поверхностях, возрастает коррозионная активность воды. Кроме того, в таких системах создаются благоприятные условия для развития микро- и макроорганизмов. Для предотвращения этих негативных явлений осуществляют постоянную замену части циркуляционной воды (подпитка и продувка) и часто осуществляют коррекционную обработку циркуляционной воды химическими реагентами различного назначения: кислотами или известью с целью регулирования pH, биоцидами, ингибиторами коррозии, солевых и механических отложений.

Перечень контролируемых показателей подпиточных и продувочных вод оборотных водных систем охлаждения определяется применяемыми реагентами. Кроме того, контролируются взвешенные вещества, pH, нефтепродукты.

Сточные воды водоподготовительных установок

Сточные воды различных водоподготовительных установок, служащих для подготовки воды для подпитки котлов, теплосетей, установок для очистки внутристанционных и производственных конденсатов, блочных обессоливающих установок, представляют собой разбавленные растворы нейтральных солей. Все применяемые на ТЭС методы водоподготовки основаны на выделении взвесей и солей из исходной воды, что приводит к ее разделению на 2 потока: чистой обессоленной воды и сточной воды, в которой сконцентрированы вещества, содержащиеся в исходной воде с некоторой добавкой различных реагентов. Качественный состав их зависит от качества обрабатываемой воды (или конденсата) и применяемых реагентов. Стоки ВПУ можно разделить на два основных вида:

– сточные воды предочисток (осветлителей, механических фильтров) содержат шламы и механические примеси. Объем стоков зависит от состава исходной воды, схемы предочистки и применяемых реагентов, установленного оборудования:

– сточные воды ионитовой части ВПУ, испарительных, мембранных установок, которые содержат соединения примесей обрабатываемой воды и отработанных регенерационных растворов. Объем стоков зависит от производительности ВПУ, применяемой технологии (ионный обмен, мембранные или термические методы), степени повторного использования стоков.

Сточные воды систем гидрозолоудаления

Химический состав сбросных вод систем ГЗУ определяется видом сжигаемого на ТЭС твердого топлива, способом золоулавливания и золоудаления, временем эксплуатации и степенью замкнутости оборотной системы ГЗУ. Общая минерализация этих вод представлена преимущественно ионами кальция, сульфат-, гидрокарбонат-ионами, а для ТЭС, сжигающих щелочные топлива, также и гидроксид-ионами.

9.7 Контроль воздействий на подземные воды

Отдельные сооружения и технологические участки ТЭС потенциально могут влиять на состояние подземных вод, например, через фильтрацию загрязненного поверхностного стока с территорий складирования угля, золошлаковых материалов и других отходов, через утечки из трубопроводов и емкостей воды, мазута, химических реагентов, масел, через создание препятствий для естественных потоков грунтовых вод, водообмена через поверхность земли, что может приводить к изменениям режима (уровней, температур) и качества грунтовых вод, приводить к подтоплению земель и сооружений, способствовать развитию карстовых явлений, влиять на несущую способность грунтов, деформациям и разрушениям зданий и сооружений.

Цели производственного контроля воздействий на подземные воды являются комплексными и преследуют не только своевременное обнаружение негативного воздействия производственных сооружений и технологических процессов на грунтовые воды, но и обратного влияния природных процессов на состояние зданий, сооружений и коммуникаций, а также разработки мер по предупреждению такого взаимного влияния.

Задачами наблюдений за режимом подземных вод на тепловых электростанциях являются:

- выяснение условий формирования естественного режима подземных вод (до постройки сооружений), уточнение гидрогеологических условий в районе водопонизительных работ в период строительства;
- прослеживание динамики уровней, температуры и химического состава подземных вод во времени;
- выявление взаимовлияния и взаимосвязи водоносных горизонтов друг с другом и с поверхностными водами;
- оценка характера и динамики взаимовлияния зданий, сооружений тепловых электростанций и поземных вод, в том числе: масштабов и причин обводнения грунтов и подтопления территории; агрессивности подземных вод к бетонным и металлическим конструкциям; загрязнения подземных вод под влиянием эксплуатации электростанций;
- разработка рекомендаций по использованию результатов наблюдений за режимом подземных вод для организации технического обслуживания и ремонта зданий, сооружений подземных водонесущих коммуникаций и технологического оборудования.

Для решения этих задач на ТЭС осуществляется периодический контроль режима подземных вод (режимные наблюдения). Методические рекомендации по организации и ведению режимных наблюдений приведены в РД 153-34.1-21.325-98. СО от 30.06.1998 № 34.21.325-98 «Методические указания по контролю за режимом подземных вод на строящихся и эксплуатируемых тепловых электростанциях», утвержденных РАО ЕЭС России 30.06.1998 [84].

Режимные наблюдения организуются еще до начала возведения тепловой электростанции и продолжаются в процессе ее строительства и эксплуатации.

Для проведения режимных наблюдений на промплощадке ТЭС создается сеть наблюдательных скважин. Скважины стационарной сети проектируются с учетом

геологического строения, гидрогеологических условий и размеров территории тепловых электростанций, а также с учетом назначения и компоновки зданий и сооружений. При размещении скважин и определения их количества учитывается следующее:

– для выяснения условий формирования подземных вод часть скважин должна располагаться в областях их питания и дренирования (разгрузки), в том числе в местах возможных утечек производственных вод (градирни, накопители жидких отходов, насосные станции, мазутохранилища, главный корпус, здания водоподготовки и др.). Скважины устанавливаются вокруг этих объектов;

– если источники питания подземных вод находятся вне территории ТЭС, то часть скважин размещается между объектами электростанции и этими источниками для оценки влияния последних на гидрогеологические и гидрохимические условия территории;

– наблюдательные скважины устанавливаются на два или три водоносных горизонта. Наибольшее количество скважин оборудуется на первый от поверхности водоносный горизонт, грунтовые воды которого оказывают непосредственное влияние на подземные части зданий и сооружений (подтопление, агрессивное воздействие) и сами подвергаются воздействию объектов ТЭС (загрязнение, повышение уровней и температуры).

Скважины на второй и третий водоносные горизонты устанавливаются для оценки их взаимовлияния в период строительства и эксплуатации с объектами ТЭС и грунтовыми водами первого от поверхности водоносного горизонта (подтопление, дренирующее воздействие, загрязнение).

Установка скважин на нижние горизонты становится также обязательной, если подземные воды этих горизонтов служат источниками хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Количество наблюдательных скважин на промплощадках определяется с учетом вышеприведенных требований, а также местных технопрородных условий. Опыт многолетних режимных наблюдений на промплощадках тепловых электростанций II и III категорий (мощность от 250 до 1500 МВт) показал, что количество скважин варьируется от 25 до 80 при площади территории от 30 до 100 га, т.е. на 1 га приходится по 0,6 – 0,7 скважины. Из них 70 – 80 % установлено на первый от поверхности водоносный горизонт, а остальные – на второй и третий, в том числе на третий горизонт – единичные скважины, 1-2 на каждой промплощадке.

Контроль за режимом подземных вод включает наблюдения за уровнем, температурой и химическим составом воды.

Уровни подземных вод в наблюдательной скважине измеряются в межень не реже 1 раза в месяц, а в весеннее время и периоды интенсивных и затяжных дождей – не реже 1 раза в 7 – 10 дней. Частота наблюдений увеличивается также во время активного влияния на уровни подземных вод техногенных факторов, например, аварийных утечек воды из коммуникаций, проведения дренажных мероприятий и др. Учащенные наблюдения уровней в таких случаях производятся в скважинах, расположенных в зоне влияния техногенного фактора.

Измерения температуры выполняются одновременно с измерением уровня грунтовых вод не реже 4 раз в год (по сезонам). В отдельных случаях производятся

учащенные измерения температуры, например, при внезапном повышении уровней подземных вод, вызванном утечками производственных вод. В этих случаях контроль за температурой подземных вод помогает установить источник утечек.

Контроль за химическим составом подземных вод по наблюдательным скважинам производится в целях выяснения влияния подземных вод на подземные части зданий и сооружений (агрессивность к бетонным и металлическим конструкциям) и изменение физико-механических свойств грунтов оснований, а также влияния ТЭС на состояние подземных водоносных горизонтов. На крупных накопителях отходов и других возможных источниках загрязнения подземных вод (золошлакоотвалах, шламоотвалах, складах химических реагентов, мазутохранилищах и др.) проводят химико-аналитический контроль с периодичностью 2 раза в год. Для контроля используются следующие показатели:

– в местах размещения маслонаполненного оборудования, маслохозяйств, мазутных хозяйств – концентрация нефтепродуктов;

– вблизи угольных складов – pH, концентрация сульфатов;

– вблизи золошлакоотвалов, шламоотвалов – pH, концентрация сульфатов;

– вблизи складов хранения химических реагентов – концентрации реагентов, хранящихся на складах.

Обычно содержание наблюдательной сети и режимные наблюдения осуществляются персоналом ТЭС. Однако анализ результатов наблюдений требует специальных знаний, поэтому для анализа результатов режимных наблюдений привлекаются сторонние организации с периодичностью 3-5 лет.

9.8 Контроль почв

В условиях отсутствия нормативных требований в части контроля почв, объем такого контроля на разных ТЭС существенно различается. Некоторые ТЭС не осуществляют контроля состояния почв. Если контроль осуществляется, то он выполняется на границе СЗЗ и в зонах влияния ОРО.

Ниже приведены обобщенные сведения об объемах контроля почв, фактически осуществляемого на ТЭС:

а) на границе СЗЗ:

– газовые станции: 2-3 точки отбора проб, периодичность контроля – 1-2 раза в год, показатели: содержание хлоридов, нефтепродуктов, цинка, меди, нитратов, фосфатов, железа.

– угольные станции: 2-4 точки отбора проб, периодичность контроля – 2-4 раза в год, показатели: содержание сульфатов, хлоридов, нефтепродуктов, меди, свинца, цинка, никеля, кобальта, кадмия, железа, марганца, хрома, ванадия, нитратов, фосфатов, pH.

Б) в зоне влияния ОРО:

– в зоне влияния шламоотвалов, объектов накопления отходов на газовых станциях: 2-3 точки отбора проб, периодичность контроля – 1-9 раза в год, показатели: содержание хлоридов, нефтепродуктов, цинка, меди, нитратов, фосфатов, железа.

– в зоне влияния золошлакоотвалов угольных станций: 2-4 точки отбора проб, периодичность контроля – 4 раза в год, показатели: содержание сульфатов, хлоридов,

нефтепродуктов, меди, свинца, цинка, никеля, кобальта, железа, марганца, хрома, ванадия, нитратов, фосфатов, pH.

Контроль осуществляется как сторонними лабораториями (как правило, лабораториями Роспотребнадзора, ЦЛАТИ), так и собственными лабораториями ТЭС.

Некоторыми ТЭС, кроме инструментального контроля, применяется метод периодического визуального контроля (обходы территории промплощадок и СЗЗ) в целях контроля соблюдения требований природоохранного и земельного законодательства, в том числе в части восстановления нарушенных земель, предупреждения негативных процессов изменений почв, которые могут контролироваться визуально: эрозии, подтопления, заболачивания, захламления, загрязнения нефтью и нефтепродуктами.

Оценивая целесообразность и результативность производственного экологического контроля почв, можно отметить следующее:

– контроль качественных показателей почв на границах СЗЗ газовых ТЭС нецелесообразен и избыточен в полном объеме. Выбросы в атмосферу от организованных источников газовых ТЭС не могут приводить к загрязнению почв, значимые неорганизованные источники выбросов на газовых ТЭС отсутствуют;

– на газовых ТЭС отсутствуют ОРО, которые могут существенно влиять на качество почв. Наиболее массовые отходы газовых ТЭС: шламы водоподготовительных установок, шламы обмывок РВП, очистки мазутных баков, отработанных масел накапливаются либо во влажном состоянии под слоем воды в гидроизолированных накопителях, либо в закрытых емкостях и не могут загрязнять почвы. Контроль почв в зонах влияния ОРО газовых ТЭС нецелесообразен;

– выбросы золы твердых топлив, оксидов серы в атмосферу от угольных ТЭС осуществляются через очень высокие горячие источники (180-320 м) и поэтому области осаждения выбросов составляют, как минимум, десятки километров. Максимальные выпадения золы происходят на расстояниях 10-20 высот дымовых труб, то есть значительно выходят за границы СЗЗ (около 1000 м). В связи с этим измерения качества почв на границах СЗЗ угольных ТЭС нерезультативны, не могут свидетельствовать об уровне влияния их выбросов на состав почв;

– на угольных ТЭС имеются 2 вида потенциальных источников загрязнения почв – это сооружения топливоподачи, включая угольные склады, и золошлакоотвалы. Это низкие холодные неорганизованные источники выбросов твердых частиц угля и его золы. Инструментальный контроль их выбросов практически невозможен, поэтому для этих сооружений целесообразно проведение производственного контроля их влияния на качественный состав почв. В части объема контроля представляется достаточным измерение 1 раз в год содержания в почве не более 2-3-х веществ, характерных для используемых углей и их зол. Установление единого перечня показателей не представляется возможным из-за разнообразия состава углей и их зол, а также почв. Данные показатели должны выбираться исходя из максимальной разности содержания контролируемого вещества в угле или золе и почве, вещество должно быть внесено в перечень ЗВ, контролируемых государством.

9.9 Общие метрологические требования к методам контроля

Перечень измерений в области охраны окружающей среды, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, а также некоторые требования к ним утверждается Минприроды России. Осуществление измерений, которые относятся к области государственного регулирования, осуществляемые в рамках производственного экологического контроля, должно производиться в соответствии со следующими требованиями Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» [85].

Измерения должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку.

Методики (методы) измерений, предназначенные для выполнения прямых измерений, вносятся в эксплуатационную документацию на средства измерений.

Подтверждение соответствия этих методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов данных средств измерений. В остальных случаях подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений. Сведения об аттестованных методиках (методах) измерений публикуются в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Сведения об утвержденных типах СИ публикуются в Государственном реестре средств измерений (далее — Госреестр СИ) на интернет-сайте gost.e-ecolog.ru [86]. Госреестр СИ является разделом Федерального Информационного фонда «Сведения об утвержденных типах средств измерений» и предназначен для регистрации средств измерений, типы которых утверждены Росстандартом, Фонд состоит из следующих разделов:

- средства измерений, типы которых утверждены Росстандартом;
- свидетельства об утверждении типа средств измерений;
- единичные экземпляры средств измерений, типы которых утверждены Росстандартом;
- государственные центры испытаний средств измерений, аккредитованные Росстандартом.

Для каждого типа СИ в Госреестре средств измерений содержится следующая информация: наименование СИ; регистрационный номер, состоящий из порядкового номера государственной регистрации и двух последних цифр года утверждения типа; назначение СИ; страна-производитель; изготовитель и его реквизиты; наименование Государственного центра испытаний; срок действия сертификата; межповерочный интервал; методика поверки.

Порядок ведения Государственного реестра средств измерений определен правилами по метрологии ПР 50.2.011-94 «Порядок ведения Государственного реестра средств измерений».

Средства измерений до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации – периодической поверке. Периодичность поверки устанавливается в документации на СИ.

Поверку средств измерений должны осуществлять аккредитованные в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели. В то же время Правительством Российской Федерации устанавливается перечень средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственными региональными центрами метрологии. Перечень таких СИ установлен приказом Росстандарта от 7 ноября 2013 года № 1304 «Об утверждении Перечня типов средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в области обеспечения единства измерений федеральными бюджетными учреждениями – государственными региональными центрами стандартизации, метрологии и испытаний, находящимися в ведении Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и осуществляющими поверку средств измерений по регулируемым ценам» [87].

Результаты поверки средств измерений удостоверяются знаком поверки и (или) свидетельством о поверке.

9.10 Об аккредитации лабораторий, осуществляющих ПЭК

Действующим законодательством измерения в области ПЭК – то есть оценка соответствия деятельности организаций установленным для них обязательным экологическим требованиям – не относятся к областям обязательной аккредитации.

В ч.1 ст.1 Федерального закона от 28.12.2013 № 412-ФЗ (ред. от 23.06.2014, с изм. От 02.03.2016) «Об аккредитации в национальной системе аккредитации» [88] определена сфера действия закона в части обязательной аккредитации. Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ (ред. от 28.11.2015) «О техническом регулировании» [89] также не предусматривается обязательной аккредитации лабораторий, осуществляющих ПЭК.

В то же время частью 2 ст.1 Федерального закона от 28.12.2013 № 412-ФЗ (ред. от 23.06.2014, с изм. От 02.03.2016) «Об аккредитации в национальной системе аккредитации» предусмотрена возможность добровольной аккредитации в национальной системе аккредитации юридических лиц, индивидуальных предпринимателей, выполняющих работы по оценке соответствия и обеспечению единства измерений в отношении исполнения на добровольной основе требований, исследования, испытания и измерения.

Государственными надзорными органами ведется активное внедрение требование аккредитации лабораторий, осуществляющих ПЭК, в качестве обязательного. По мнению ТРГ 38, эти требования противоречат смыслу законов о техническом регулировании и аккредитации в национальной системе аккредитации, искусственно ограничивают доступ на рынок услуг по осуществлению измерений, что ведет к росту затрат на осуществление ПЭК. При этом показать положительное влияние аккредитации на качество деятельности по ПЭК практически невозможно. Кроме того, показать формальное соответствие аккредитации критериям НДТ

(наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду, экономическая эффективность и т.д.) также не представляется возможным. Поэтому аккредитация деятельности лабораторий в области ПЭК не является НДТ.

В то же время, можно говорить о том, что отдельные процедуры и требования, которые предъявляются для добровольной аккредитации (например, периодическое повышение квалификации персонала, контроль достоверности измерений), могут быть отнесены к методам, применяемым при осуществлении технологических процессов для снижения их негативного воздействия на окружающую среду и не требующим технического переоснащения, реконструкции объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду (п.6 ст.28.1 ФЗ «Об охране окружающей среды» [66]), однако в целом выполнение ПЭК аккредитованными лабораториями не является НДТ.

9.11 Правила принятия решения о соответствии контролируемого параметра нормативным требованиям

В данном разделе рассмотрены общие правила принятия решения о соответствии нормативным требованиям параметров, контролируемых в рамках ПЭК с применением процедур измерения.

Нормативные экологические требования (заданные требования в терминах ГОСТ ISO/IEC 17000-2012) [90], оценка соответствия которым является основной функцией ПЭК, как правило, выражены в виде требований следующих типов:

а) контролируемая величина А не должна превышать нормативное значение С: $A \leq C$;

б) контролируемая величина А должна быть не меньше нормативного значения С: $A \geq C$;

в) контролируемая величина А не должна выходить за пределы интервала нормативных значений, который задается в виде двух чисел – нижней С1 и верхней С2 границ интервала: $C1 \leq A \leq C2$;

г) контролируемая величина А1 должна быть равна другой контролируемой величине А2: $A1 = A2$;

д) контролируемая величина А1 должна быть не меньше другой контролируемой величины А2: $A1 \geq A2$;

е) контролируемая величина А1 должна быть не больше другой контролируемой величины А2: $A1 \leq A2$.

На основании результатов измерений контролируемых величин необходимо сделать заключение об их соответствии или несоответствии нормативным требованиям.

При этом необходимо учитывать, что в результате измерения принципиально невозможно получить истинное значение измеряемой величины в виде одного числа. Результатом измерений является интервал значений (доверительный интервал), в пределах которого с заданной вероятностью (доверительная вероятность) находится истинное значение измеряемой величины. Поэтому результаты измерений выражаются в следующем виде:

- в случае доверительного интервала, симметричного относительно математического ожидания: $A - \Delta A \le A \le A + \Delta A$ или $A \pm \Delta A$;

- в случае несимметричного доверительного интервала: $A - \Delta A1 \le A \le A + \Delta A2$.

В связи с этим может возникать неопределенность оценки соответствия измеряемой величины нормативным требованиям, например в случае, если нормативное значение находится внутри доверительного интервала измеренной величины. Исключение такой неопределенности возможно проведением повторных измерений по более точной методике. В случае невозможности или нецелесообразности этого необходимо установить правила оценки соответствия, основанные на конституционной норме «Неустранимые сомнения в виновности лица толкуются в пользу обвиняемого» (п.3 ст.49 Конституции Российской Федерации). То есть при получении в результате контроля сомнительного результата и если эти сомнения не могут быть устранены, нормативное требование считается выполненным. В соответствии с указанным принципом для каждого из перечисленных выше вариантов задания нормативных требований (ограничений) к измеряемым параметрам можно сформулировать следующие правила оценки соответствия нормативным требованиям:

а) если контролируемая величина $A - \Delta A1 \le A \le A + \Delta A2$ должна быть не больше нормативного значения C, то контролируемая измеренная величина соответствует нормативным требованиям во всех случаях, когда нижняя (меньшая) граница доверительного интервала измеренной величины меньше или равна (не больше) нормативному значению: $A - \Delta A1 \le C$;

б) если контролируемая величина $A - \Delta A1 \le A \le A + \Delta A2$ должна быть не меньше нормативного значения C, то контролируемая измеренная величина соответствует нормативным требованиям во всех случаях, когда верхняя (большая) граница доверительного интервала измеренной величины больше или равна (не меньше) нормативному значению: $A + \Delta A2 \ge C$;

в) если контролируемая величина $A - \Delta A1 \le A \le A + \Delta A2$ не должна выходить за пределы интервала нормативных значений, который задается в виде двух чисел – нижней C1 и верхней C2 границ интервала, то контролируемая измеренная величина соответствует нормативным требованиям во всех случаях, когда нижняя (меньшая) граница доверительного интервала измеренной величины меньше или равна нормативному значению или верхняя (большая) граница доверительного интервала измеренной величины больше или равна нормативному значению: $A - \Delta A1 \le C1$ или $A + \Delta A2 \ge C2$;

г) если контролируемая величина $A - \Delta A1 \le A \le A + \Delta A2$ должна быть равна другой контролируемой величине $B - \Delta B1 \le B \le B + \Delta B2$, то контролируемая величина соответствует нормативным требованиям во всех случаях, когда границы доверительных интервалов измеренных величин пересекаются (имеют общие значения);

д) если контролируемая величина $A - \Delta A1 \le A \le A + \Delta A2$ должна быть не больше другой контролируемой величины $B - \Delta B1 \le B \le B + \Delta B2$, то контролируемая величина A соответствует нормативным требованиям во всех случаях, когда нижняя (меньшая) граница доверительного интервала величины A не больше верхней (большей) границы доверительного интервала величины B: $A - \Delta A1 \le B + \Delta B2$;

е) если контролируемая величина А – ΔА1 ≤ А ≤ А+ ΔА2 должна быть не меньше другой контролируемой величины В – ΔВ1 ≤ В ≤ В+ ΔВ2, то контролируемая величина А соответствует нормативным требованиям во всех случаях, когда верхняя (большая) граница доверительного интервала величины А не меньше нижней (меньшей) границы доверительного интервала величины В: А + ΔА2 ≥ В – ΔВ1.

9.12 НДТ организации ПЭК на КТЭУ

При планировании и осуществлении ПЭК на ТЭС и в котельных НДТ является контроль показателей, перечисленных в таблице ниже, с учетом областей, условий и ограничений их применения. Таблица включает общий перечень показателей ПЭК, без учета особенностей конкретного энергообъекта. Объем ПЭК для конкретного энергообъекта определяется перечнем экологических нормативов, установленного для него уполномоченными государственными органами. При этом учитывается, что целью ПЭК является контроль тех и только тех показателей, для которых, в соответствии с природоохранным законодательством, для данного объекта установлены нормативы или ограничения.

В таблице описан объем только ПЭК и не включает прочие виды производственного контроля, которые осуществляются на ТЭС в целях промышленной, пожарной, санитарно-эпидемиологической безопасности, технологический контроль.

Перечень включает только НДТ определения нормируемых показателей, характеризующих возможные воздействия ТЭС и котельных на окружающую среду. Для их определения, в соответствии с применяемой методикой, может быть необходимо определение (измерение или расчет) вспомогательных показателей или параметров (например, содержания кислорода, влажности, температуры и давления дымовых газов и т.д.) Определение данных вспомогательных показателей и параметров являются особенностями конкретных методик измерений или расчетов и в таблице не рассматриваются.

Периодичность контроля может быть ниже указанной в таблице 9.3, в случаях, когда технологическая установка – источник выделения выбросов или сточных вод не функционирует, находится в ремонте, резерве, на консервации.

Таблица 9.3—НДТ организации ПЭК на КТЭУ

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
	Контроль соблюдения нормативов выбросов в атмосферу от стационарных источников				
9.1	Масса выбросов в атмосферу аммиака (NH_3) с дымовыми газами КТЭУ	9.1	Прямой инструментальный [1)]	2 раз в год	Определение массы максимальных разовых выбросов от КТЭУ при применении СКВ или СНКВ
9.2			Расчетный	1 раз в год	Определение массы валовых выбросов от КТЭУ при применении СКВ или СНКВ
9.3	Масса выбросов в атмосферу оксидов азота (NO_x в пересчете на NO_2) с дымовыми газами КТЭУ	9.1	Прямой инструментальный[1)3)4)]	Непрерывно	Определение массы максимальных разовых и валовых выбросов от КТЭУ, отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов
9.4			Прямой инструментальный[1)3)]	1 раз в год	Определение массы максимальных разовых выбросов за год от КТЭУ, не отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов
9.5			Расчетный	1 раз в год	Определение массы валовых выбросов за год от КТЭУ, не отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.6	Масса выбросов в атмосферу закиси азота N_2O с дымовыми газами КТЭУ	9.1	Прямой инструментальный[1)]	2 раз в год	Определение массы максимальных разовых выбросов от котлов с циркулирующим кипящим слоем
9.7			Расчетный	1 раз в год	Определение массы валовых выбросов N_2O от котлов с циркулирующим кипящим слоем
9.8	Масса выбросов в атмосферу сернистого ангидрида (SO_2) с дымовыми газами КТЭУ	9.1	Прямой инструментальный[1)2)3)4)]	Непрерывно	Определение массы максимальных разовых и валовых выбросов от КТЭУ, сжигающих твердое и (или) жидкое топливо, и отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов
9.9			Прямой инструментальный[1)2)]	1 раз в год	Определение массы максимальных разовых и валовых выбросов от КТЭУ, сжигающих твердое и (или) жидкое топливо, и не отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов
9.10			Расчетный	1 раз в год	Определение массы валовых выбросов от КТЭУ, сжигающих твердое и (или) жидкое топливо, и не отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.11	Масса выбросов в атмосферу угарного газа (CO) с дымовыми газами КТЭУ	9.1	Прямой инструментальный[1)3)4)]	Непрерывно	Определение массы максимальных разовых и валовых выбросов от КТЭУ, отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов
9.12			Прямой инструментальный[1)]	1 раз в год	Определение массы максимальных разовых выбросов за год от КТЭУ, не отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов
9.13			Расчетный	1 раз в год	Определение массы валовых выбросов за год от КТЭУ, не отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.14	Масса выбросов в атмосферу твердых частиц с дымовыми газами КТЭУ	9.1	Прямой инструментальный[1)3)4)]	Непрерывно	Определение массы максимальных разовых и валовых выбросов твердых частиц от КТЭУ, сжигающих твердое и жидкое топливо и отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов
9.15			Прямой инструментальный[1)]	1 раз в год	Определение массы максимальных разовых выбросов твердых частиц за год от КТЭУ, сжигающих твердое и жидкое топливо и не отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов
9.16			Расчетный	1 раз в год	Определение массы максимальных разовых и валовых выбросов твердых частиц за год от КТЭУ, сжигающих твердое и жидкое топливо и не отнесенных к перечню источников, оснащаемых автоматическими средствами измерения и учета объема или массы выбросов

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.17	Масса выбросов в атмосферу твердых частиц от угольных складов	9.1	Расчетный	1 раз в год	
9.18	Масса выбросов в атмосферу твердых частиц от золошлакоотвалов	9.1	Расчетный	1 раз в год	
Контроль соблюдения лимитов и нормативов водопользования					
9.19	Расход воды, забираемой из поверхностных и подземных водных объектов	9.5	Прямой инструментальный	Непрерывно	За исключением забора прямоточными системами техводоснабжения
9.20	Расход воды, получаемой от других предприятий	9.5	В соответствии с условиями договора водоснабжения	В соответствии с условиями договора водоснабжения	

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.21	Расход воды в системах прямоточного водоснабжения	9.5	Косвенные измерения, например, по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения) потреблению насосами электроэнергии и т.п.	1 раз в квартал	
9.22	Расход воды в системах оборотного технического водоснабжения систем охлаждения, гидрозолоудаления	9.5	Косвенные измерения, например, по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения) потреблению насосами электроэнергии и т.п.	1 раз в квартал	

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.23	Расход воды в системах повторно-последовательного водоснабжения	9.5	Косвенные измерения, например, по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения) потреблению насосами электроэнергии и т.п.	1 раз в квартал	
9.24	Расход воды, передаваемой сторонним организациям без использования	9.5	В соответствии с условиями договора водоснабжения	В соответствии с условиями договора водоснабжения	

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодич-ность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.25	Расход воды, передаваемой сторонним организациям после использования	9.5	В соответствии с условиями договора водоснабжения	В соответствии с условиями договора водоснабжения	
9.26	Расход сточных вод, отводимых в водные объекты	9.5	Прямой инструментальный	Непрерывно	
9.27			Косвенные измерения, например, по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения) потреблению насосами электроэнергии и т.п .	1 раз в квартал	

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.28			Расчетные методы, например, на основе водного баланса объекта	1 раз в квартал	
9.29	Расход сточных вод, отводимых в централизованные системы водоотведения	9.5	В соответствии с условиями договора водоотведения	В соответствии с условиями договора водоотведения	
	Контроль соблюдения нормативов качества сточных вод[5)]				
9.30	Температура	9.6	Прямой инструментальный	Непрерывно	Для выпусков теплообменных вод прямоточных систем охлаждения и продувочных вод оборотных систем охлаждения
9.31	Водородный показатель pH	9.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков продувочных вод оборотных систем охлаждения и сточных вод от ВПУ, сточных вод от консервации и химических очисток оборудования, сточных вод систем ГЗУ, вод от обмывок РВП и КПН

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодич-ность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.32	Нефтепродукты	9.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков: - теплообменных вод прямоточных систем охлаждения и продувочных вод оборотных систем охлаждения при охлаждении маслонаполненного оборудования; - сточных вод хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажные воды производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты; - поверхностного стока с территории промплощадки.

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.33	Взвешенные вещества	8.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков: - продувочных вод оборотных систем охлаждения; - сточных вод хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажные воды производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты; - поверхностного стока с территории промплощадки; - сточных вод от консервации и химических очисток оборудования; - дренажных вод подземных сооружений, систем понижения уровня грунтовых вод; - сточных вод систем гидрозолоудаления; - сточных вод водоподготовительных установок; вод от обмывок РВП и КПН; - бытовых стоков.
9.34	БПК	8.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков: – поверхностного стока с территории промплощадки; - бытовых стоков.

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.35	Сухой остаток	8.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков: - продувочных вод оборотных систем охлаждения; - сточных вод от консервации и химических очисток оборудования; - дренажных вод подземных сооружений, систем понижения уровня грунтовых вод; - сточных вод систем гидрозолоудаления; - сточных вод водоподготовительных установок.
9.36	Хлориды (Cl^-)	8.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки хлорида натрия и (или) соляной кислоты
9.37	Сульфаты (SO_2^{-4})	8.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки сернокислого железа и (или) серной кислоты
9.38	Железо (Fe^{3+})	8.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки в качестве коагулянта соединений железа
9.39	Алюминий (Al^{3+})	8.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки в качестве коагулянта соединений алюминия

Продолжение таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.40	Токсичность	8.6	Прямой инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков: - продувочных вод оборотных систем охлаждения при постоянном введении биоцидов в циркуляционную или подпиточную воду; - сточных вод от консервации и химических очисток оборудования, вод от обмывок РВП и КПН.
9.41	Контроль соблюдения нормативов образования и размещения отходов		Инструментальные или расчетные методы. Предпочтительны расчетные балансовые методы		
Контроль воздействий на подземные воды					
9.42	Нефтепродукты	8.7	Прямой инструментальный	2 раза в год	В местах размещения маслонаполненного оборудования, маслохозяйств, мазутных хозяйств
9.43	pH	8.7	Прямой инструментальный	2 раза в год	Вблизи мест размещения золошлакоотвалов, угольных складов, шламоотвалов, складов кислот, щелочей

Окончание таблицы 9.3

Номер НДТ	Контролируемый параметр	Ссылки на разделы ИТС 38 с описанием НДТ	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
9.44	Сульфаты (SO_2^{-4})	8.7	Прямой инструментальный	2 раза в год	Вблизи мест размещения золошлакоотвалов, угольных складов, шламоотвалов, складов серной кислоты
Контроль воздействий на почвы					
9.45	Содержание в почве 2-3-х веществ, характерных для используемых углей и их зол	8.8	Прямой инструментальный	1 раз в год	На границах промплощадки или СЗЗ

Примечания:

[1] Определение расхода дымовых газов возможно как инструментальными измерениями, так и расчетными методами на основе расхода топлива.

[2] В качестве альтернативы непрерывному или периодическому измерению выбросов сернистого ангидрида для КТЭУ, сжигающих твердые и (или) жидкие топлива с известным содержанием серы и в которых не применяются системы десульфуризации (сероочистки) уходящих газов, для определения выбросов SO_2 могут применяться расчетные методики, основанные на расходах топлива и содержании в нем серы.

[3] Для КТЭУ, эксплуатируемых менее 2000 часов в год, непрлерывный инструментальный контроль не является НДТ. Для определения валовых выбросов от таких КТЭУ применяются периодический инструментальный контроль и расчетные методы.

[4] Непрерывный контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу посредством автоматических средств измерения и учета объема или массы выбросов может осуществляться на источниках выделения (КТЭУ) или на источниках выбросов (дымовых трубах).

[5] НДТ № 9.30 – 9.40 применяются только для нормируемых выпусков сточных вод в водные объекты и в централизованные сети водоотведения.

Раздел 10 Заключительные положения и рекомендации

10.1 Общие положения

Проект справочника НДТ разработан ТРГ 38, созданной приказом Росстандарта от 18 июля 2016 г. № 1037 [8].

При формировании настоящего справочника НДТ был использован проект справочника НДТ, разработанный в рамках государственного контракта 16/0411.3070390019.241/10/113 от 14 июля 2016 года по заказу Минэнерго России специалистами ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского (ОАО «ЭНИН»), ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени Теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»), Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ») и ООО «Экополис».

Сбор информации осуществлялся Бюро НДТ при содействии Ассоциации «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики» и ООО «Экогор».

При подготовке настоящего справочника НДТ были использованы материалы, полученные от российских производителей тепловой и электрической энергии в ходе обмена информацией, организованного Бюро НДТ, Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. [91], материалы разработки Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 (2030) гг. [92], Информационный сборник «Современные природоохранные технологии в электроэнергетике» [25], ГОСТ Р 50831-95. (ГОСТ Р 55173-2012), Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования, а также справочный документ ЕС «НДТ для крупных топливосжигающих установок», утвержденный в 2006 году и проект справочника ЕС «НДТ для крупных топливосжигающих установок», финальный вариант от июня 2016 г. [9, 10]

10.2 Состав ТРГ- 38

Состав ТРГ 38, утвержденный приказом Росстандарта от 18 июля 2016 г № 1037, представлен в таблице 10.1.

Таблица 10.1 — Состав технической рабочей группы «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ТРГ 38)

№ п/п	ФИО	Организация
1	Алтухова Ирина Альфредовна	Публичное акционерное общество «Энел Россия», ПАО «Энел Россия»
2	Байков Игорь Анатольевич	Министерство энергетики Российской Федерации, (Минэнерго России)
3	Бобылев Петр Михайлович	Министерство энергетики Российской Федерации, (Минэнерго России)
4	Брагина Ольга Назаровна	Открытое акционерное общество «Всероссийский теплотехнический институт», (ОАО «ВТИ»)
5	Бублей Петр Васильевич	Публичное акционерное общество энергетики и электрификации «Мосэнерго», (ПАО «Мосэнерго»)
6	Бутовский Руслан Олегович	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт охраны окружающей среды», (ФГБУ «ВНИИ Экология»)
7	Бутакова Ирина Владимировна	Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская генерирующая компания», (ООО «СГК»)
8	Вековцев Вячеслав Сергеевич	Общество с ограниченной ответственностью «Экополис», (ООО «Экополис»)
9	Веренин Антон Александрович	Публичное акционерное общество «Интер РАО», (ПАО «Интер РАО»)
10	Веселов Федор Вадимович	Институт энергетических исследований Российской академии наук, (ИНЭИ РАН)
11	Вивчар Антон Николаевич	Ассоциация «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики»
12	Владимиров Дмитрий Владимирович	Публичное акционерное общество «СИБУР Холдинг»
13	Волосатова Мария Петровна	Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, (Минприроды России)
14	Горев Евгений Николаевич	Публичное акционерное общество «РусГидро», (ПАО «РусГидро»)
15	Графов Михаил Александрович	Публичное акционерное общество «Квадра», (ПАО «Квадра»)
16	Грибков Александр Михайлович	Казанский государственный энергетический университет, (КГЭУ)
17	Григорьев Дмитрий Рюрикович	Общество с ограниченной ответственностью «Экогор», (ООО «Экогор»)

Продолжение таблицы 10.1

№ п/п	ФИО	Организация
18	Дыган Михаил Михайлович	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, (ФГБУ «РЭА» Минэнерго России)
19	Ефимов Алексей Викторович	Закрытое акционерное общество «ПрофЦемент-Вектор», (ЗАО «ПЦВ»)
20	Звездина Надежда Ивановна	Акционерное общество «Сибирская энергетическая компания», АО «СИБЭКО»
21	Земляков Дмитрий Александрович	ООО «Финго-Комплекс»
22	Зройчиков Николай Алексеевич	Открытое акционерное общество «Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского, (ОАО «ЭНИН»)
23	Зыков Александр Максимович	Открытое акционерное общество «Всероссийский теплотехнический институт», (ОАО «ВТИ»)
24	Квасков Владимир Викторович	Открытое акционерное общество «Территориальная генерирующая компания №2», (ОАО «ТГК-2»)
25	Кондратьева Ольга Евгеньевна	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «Московский Энергетический Институт», (ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»)
26	Конев Алексей Викторович	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, (ФГБУ «РЭА» Минэнерго России)
27	Коптев Александр Сергеевич	ЗАО «АЛЬСТОМ Пауэр Ставан»
28	Коропалов Валентин Михайлович	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт охраны окружающей среды», (ФГБУ «ВНИИ Экология»)
29	Котлер Владлен Романович	Открытое акционерное общество «Всероссийский теплотехнический институт», (ОАО «ВТИ»)
30	Красавин Дмитрий Павлович	Публичное акционерное общество «СИБУР Холдинг»
31	Кухарцев Владислав Владимирович	Министерство энергетики Российской Федерации, (Минэнерго России)
32	Кушнир Константин Яковлевич	Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская генерирующая компания», (ООО «СГК»)
33	Латыпов Марат Филаретович	Национальная организация поддержки проектов поглощения углерода, (НОППУ)
34	Лебедев Сергей Николаевич	Общество с ограниченной ответственностью «НПО Экология», (ООО «НПО «Экология»)
35	Лейкам Алексей Эвальдович	ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова», (ОАО «НПО ЦКТИ»)

Продолжение таблицы 10.1

№ п/п	ФИО	Организация
36	Листопадов Дмитрий Владимирович	Открытое акционерное общество»ФОРТУМ», (ОАО «ФОРТУМ»)
37	Лобанов Александр Михайлович	ОАО «ЕвроСибЭнерго»
38	Макарова Елена Владимировна	Открытое акционерное общество «Всероссийский теплотехнический институт», (ОАО «ВТИ»)
39	Митрейкин Александр Николаевич	Министерство энергетики Российской Федерации, (Минэнерго России)
40	Молова Эллина Леонидовна	Министерство энергетики Российской Федерации, (Минэнерго России)
41	Нечаев Владимир Валерьевич	Бюро Веритас
42	Никитин Андрей Николаевич	Общество с ограниченной ответственностью «НПО Экология», (ООО «НПО «Экология»)
43	Никитина Мария Александровна	Министерство экономического развития российской федерации, (Минэкономразвития России)
44	Огиенко Олег Юрьевич	ООО «Эн+Девелопмент»
45	Павлов Виталий Александрович	Открытое Акционерное Общество «Норильско-Таймырская энергетическая компания», (ОАО «НТЭК»)
46	Павлов Михаил Александрович	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, (ФГБУ «РЭА» Минэнерго России)
47	Перфильева Ирина Вадимовна	Публичное акционерное общество «Иркутскэнерго», (ПАО «Иркутскэнерго»)
48	Петелин Сергей Александрович	ООО «Газпром энергохолдинг»
49	Петров Владимир Алексеевич	Публичное акционерное общество «Лукойл», (ПАО «Лукойл»)
50	Пильцова Наталья Константиновна	Открытое акционерное общество «Всероссийский теплотехнический институт», (ОАО «ВТИ»)
51	Платонов Всеволод Константинович	ЗАО «ПрофЦемент-Вектор», (ЗАО «ПЦВ»)
52	Подмарев Игорь Геннадьевич	Ассоциация «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики»
53	Полуян Александр Феофанович	Ростехнадзор
54	Помельников Игорь Иванович	Некоммерческое партнерство «Союз горнопромышленников России» (НП «Союз горнопромышленников России»)
55	Прохоров Вадим Борисович	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «Московский Энергетический Институт», (ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»)

Продолжение таблицы 10.1

№ п/п	ФИО	Организация
56	Путилов Вячеслав Яковлевич	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «Московский Энергетический Институт», (ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»)
57	Романов Сергей Михайлович	Открытое акционерное общество «Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского, (ОАО «ЭНИН»)
58	Росляков Павел Васильевич	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «Московский Энергетический Институт», (ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»)
59	Сапаров Михаил Исаевич	Открытое акционерное общество «Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского, (ОАО «ЭНИН»)
60	Седлов Анатолий Степанович	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «Московский Энергетический Институт», (ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»)
61	Серант Феликс Анатольевич	Общество с ограниченной ответственностью «ЗиО-КОТЭС», (ООО «ЗиО-КОТЭС»)
62	Сердюков Виталий Александрович	Ассоциация «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики»
63	Сивков Анатолий Леонидович	ОАО «Генерирующая компания»
64	Смирнова Светлана Николаевна	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», (ПАО «ФСК ЕЭС»)
65	Сморякова Наталия Юрьевна	Публичное акционерное общество «Энел Россия», (ПАО «Энел Россия»)
66	Токарев Олег Павлович	Министерство промышленности и торговли Российской Федерации, (Минпромторг России)
67	Третьякова Марина Витальевна	Министерство энергетики Российской Федерации, (Минэнерго России)
68	Тугов Андрей Николаевич	Открытое акционерное общество «Всероссийский теплотехнический институт», (ОАО «ВТИ»)
69	Тупов Владимир Борисович	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «Московский Энергетический Институт», (ФГБОУ ВПО «НИУ «МЭИ»)

Окончание таблицы 10.1

№ п/п	ФИО	Организация
70	Умаханов Магомед-Салам Ильясович	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России, (ФГБУ «РЭА» Минэнерго России)
71	Федоров Борис Сергеевич	Общество с ограниченной ответственностью «Финго-Комплекс», (ООО «Финго-Комплекс»)
72	Цепенок Алексей Иванович	Общество с ограниченной ответственностью «ЗиО-КОТЭС», (ООО «ЗиО-КОТЭС»)
73	Черемикина Елена Аркадьевна	Общество с ограниченной ответственностью «РосЭнергоПроект», (ООО «РосЭП»)
74	Черкасский Евгений Валерьевич	Публичное акционерное общество «Юнипро», (ПАО «Юнипро»)
75	Чугаева Алла Николаевна	Открытое акционерное общество «Всероссийский теплотехнический институт», (ОАО «ВТИ»)
76	Чумак Рина Альфредовна	ООО «Газпром энергохолдинг»
77	Шабалина Мария Николаевна	Публичное акционерное общество «Т Плюс», (ПАО «Т Плюс»)
78	Шабанов Игорь Иванович	ОАО «Институт Теплоэлектропроект»
79	Шемяков Петр Михайлович	Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский институт охраны атмосферного воздуха», (ОАО «НИИ Атмосфера»)
80	Шмаков Алексей Валерьевич	Общество с ограниченной ответственностью «НПО Экология», (ООО «НПО «Экология»)
81	Янкус Леонид Станиславович	Открытое акционерное общество «Рудпром», (ОАО «Рудпром»)

10.3 Рекомендации

В целях организации государственного контроля внедрения НДТ, определения необходимости переработки ИТС 38, члены ТРГ 38 считают необходимым организовать периодический сбор информации по применению НДТ, достигаемым значениям технологических показателей в электроэнергетике. Действующая отраслевая система отчетности, в том числе экологическая отчетность, не содержит такой информации. Наиболее подходящей формой сбора такой информации, по мнению ТРГ 38, является создаваемая ГИС ТЭК.

Приложение А (справочное)

Термины, определения и сокращения

Термины и определения

В настоящем документе применены термины в соответствии со следующими нормативными документами:

Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения;

ГОСТ 26691-85 Теплоэнергетика. Термины и определения;

ГОСТ Р 54974-2012 Котлы стационарные паровые, водогрейные и котлы-утилизаторы. Термины и определения;

ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1) Установки газотурбинные. Термины и определения;

ГОСТ 27065-86 Качество вод. Термины и определения;

ГОСТ Р 56828.15-2016 Наилучшие доступные технологии. Термины и определения;

Рекомендации. Система разработки и постановки продукции на производство. Термины и определения. Р 50-605-80-93;

ГОСТ Р 50831 Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования;

ГОСТ 16263-70 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Термины и определения;

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

ГОСТ Р ИСО 10396-2012 Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов с помощью постоянно установленных систем мониторинга;

ГОСТ Р ИСО 10155-2006 Выбросы стационарных источников. Автоматический мониторинг массовой концентрации твердых частиц. Характеристики измерительных систем, методы испытаний и технические требования.

Сокращения

BREF	Справочник по наилучшим доступным технологиям (англ. Best available techniques REFerence)
БГП	Бункер готовой пыли
БСУ	Бункер сырого угля
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВОФ	Воздухоосушительный фильтр
ВПУ	Водоподготовительная установка
ВТИ	Всероссийский теплотехнический институт
ГЗО	Гидрозолоотвал
ГЗУ	Гидрозолоудаление
ГКА	Гидро-кавитационная обработка
ГОСТ	Государственный стандарт
ГОУ	Газоочистная установка
ГРП	Газорегуляторный пункт
ГТУ	Газотурбинная установка
ГТЭС	Газотурбинная электростанция
ГЭС	Гидроэлектростанция
ЕС	Европейский союз
ЕЭС	Единая энергетическая система
ЖШУ	Жидкое шлакоудаление
ЗАТО	Закрытое административно-территориальное образование
ЗСА	Золосмывные аппараты
ЗШО	Золошлаковые отходы
ЗШС	Золошлаковая смесь
ЗШУ	Золошлакоудаление
ЗШХ	Золошлакохранилище
ИТС	Информационно-технический справочник
КИД	Конусная индукционная дробилка
КПД	Коэффициент полезного действия
КПН	Конвективные поверхности нагрева
КС	Кипящий слой
КТЭУ	Крупные топливосжигающие энергогенерирующие установки
КЭС	Конденсационная электрическая станция
М-В	Мельница-вентилятор
МИО	Масла индустриальные отработанные
ММ	Молотковая мельница
МОО	Маслоочистительное оборудование
МХ	Масляное хозяйство
НДТ	Наилучшая доступная технология
НИР	Научно-исследовательская работа
ОКВЭД	Общероссийский классификатор видов экономической деятельности
ОКПД	Общероссийский классификатор продукции по видам экономической деятельности

ОРО	Объект размещения отходов
ОСО	Оборотные системы охлаждения
ОЭС	Объединенная энергетическая система
ПАО	Публичное акционерное общество
ПВН	Пневмовинтовой насос
ПГУ	Парогазовая установка
ПДВ	Предельно допустимый выброс
ПДК	Предельно допустимая концентрация
ПДШХ	Предельно допустимая шумовая характеристика
ПЗУ	Пневмозолоудаление
ПКН	Пневмокамерный насос
ПМ	Первичный метод
ПМШУ	Пневмомеханическое шлакоудаление
ПСН	Струйный насос
ПСО	Промышленные системы охлаждения
ПСУ	Паросиловая установка
ПТЭ	Правила технической эксплуатации
ПЭК	Производственный экологический контроль
РВП	Регенеративный воздухоподогреватель
РОУ	Редукционно-охладительная установка
РПАА	Роторно-пульсационный акустический аппарат
СВМ	Среднеходная валковая мельница
СКВ	Селективное каталитическое восстановление оксидов азота
СКД	Сверхкритическое давление пара
СМС	Сушильно-мельничная система
СНКВ	Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота
СНО	Смесь нефтепродуктов отработанных
СП	Система пылеприготовления
ССКП	Суперсверхкритические параметры пара
ТШУ	Твердое шлакоудаление
ТЭК	Топливно-энергетический комплекс
ТЭС	Тепловая электрическая станция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
УОО	Установка обратного осмоса
УОСЗ	Установка отгрузки сухой золы
УУФ	Установка ультрафильтраци
ФСД	Фильтр смешанного действия
ФТО	Фильтр тонкой очистки
ЦВД	Цилиндр высокого давления
ЦКС	Циркулирующий кипящий слой
ЦСВ	Централизованная система водоотведения
ЦСД	Цилиндр среднего давления
ШБМ	Шаровая барабанная мельница

Приложение Б (обязательное)

Перечень маркерных веществ

В таблице Б.1 приведен перечень загрязняющих веществ, которые, по мнению ТРГ38, должны нормироваться и контролироваться (в рамках ПЭК) в выбросах КТЭУ

Таблица Б.1 — Перечни маркерных веществ в выбросах крупных топливосжигающих установках

Для угольных ТЭС
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота
Серы диоксид
Углерода оксид
Зола твердого топлива
Для мазутных ТЭС
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота
Серы диоксид
Углерода оксид
Зола ТЭС мазутная (в пересчете на ванадий)
Для газовых ТЭС
Оксиды азота в пересчете на диоксид азота
Углерода оксид

Приложение В (обязательное)

Перечень НДТ

Предприятия могут применять любую из перечисленных технологий, исходя из конкретных условий ТЭС по возможности реконструкции, интенсификации работы или замены действующего природоохранного оборудования, установленного на ТЭС с учетом ограничений по их применению и технико-экономического обоснования предлагаемых мероприятий

В.1 НДТ разгрузки, хранения и подготовки твердого топлива

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 2.1 Разгрузка топлива в закрытых помещениях с системой аспирации. Эффективность очистки воздуха 70 – 90 %.

НДТ 2.2 Использование погрузочно-разгрузочного оборудования и приспособлений, которые минимизируют высоту падения топлива.

НДТ 2.3 Выбор места размещения открытых складов твердого топлива в защищенном от ветра месте.

НДТ 2.4 Использование на открытых складах твердого топлива ветрозащитных сооружений. Конструкция сооружений зависит от места местных условий: площади склада, преимущественных направлений и силы ветров, окружающего ландшафта, зданий, сооружений.

НДТ 2.5 Применение гидроуборки помещений топливоподачи с применением осветленной воды систем ГЗУ или оборотных систем водоснабжения топливоподачи.

НДТ 2.6 Применение пневмовакуумной уборки помещений топливоподачи.

НДТ 2.7 Уплотнение или герметизация поверхностного слоя штабелей твердого топлива на складах при его долгосрочном хранении, чтобы предотвратить поступление в атмосферу загрязняющих веществ и потерь топлива, вызванных окислением угля кислородом воздуха.

НДТ 2.8 Использование ограждений и устройств для пылеподавления или пылеулавливания на узлах пересыпки.

НДТ 2.9 Транспортировка топлива по закрытым галереям с системой аспирации. Эффективность очистки воздуха 70- 90 %.

НДТ 2.10 Устройство гидроизолирующего покрытия основания угольных складов.

НДТ 2.11 Устройство дренажной системы для сбора поверхностного стока с территории угольных складов с организацией повторного использования собранного фильтрата.

НДТ 2.12 Оснащение мест хранения угля системами непрерывного обнаружения очагов возгорания и нагрева или организация периодического, не реже 1 раза в сутки, тепловизионного обследования складов.

НДТ 2.13 Организация входного контроля качества поставляемого угля.

НДТ 2.14 Усреднение и смешивание углей.

НДТ 2.15 Предварительная сушка топлива.

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

НДТ снижения выбросов золы при сжигании твердого топлива.

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ снижения выбросов твердых частиц при сжигании твердого топлива:

НДТ 2.18 Батарейные циклоны.

НДТ 2.19 Мокрые скрубберы с трубой Вентури.

НДТ 2.20 Электрофильтры.

НДТ 2.21 Эмульгаторы.

НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x при сжигании твердого топлива:

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 2.22 Режимно-наладочные методы:

НДТ 2.22.1 Нестехиометрическое сжигание.

НДТ 2.22.2 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 2.23 Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:

НДТ 2.23.1 Рециркуляция дымовых газов.

НДТ 2.23.2 Малотоксичная горелка.

НДТ 2.23.3 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.

НДТ 2.23.4 Трехступенчатое сжигание.

НДТ 2.23.5 Концентрическое сжигание.

НДТ 2.23.6 Перевод топки котла с ЖШУ на ТШУ.

НДТ 2.23.7 Сжигание пыли высокой концентрации.

НДТ 2.23.8 Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов.

НДТ 2.23.9 Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы.

НДТ 2.23.10 Горелочные устройства с применением пристенного дутья.

НДТ 2.23.11 Плазмотроны.

НДТ снижения выбросов оксидов серы SOx при сжигании твердого топлива:

НДТ 2.24 Использование топлива с низким содержанием серы.

В.3 НДТ обращения с золошлаками

Схемы и конструкции систем золошлакоудаления, применяемые на российских ТЭС, разнообразны. Выбор оптимальной схемы и состава технологического оборудования для конкретной ТЭС осуществляется с учетом многих факторов:

- климатические характеристики участка размещения ТЭС;
- характеристики рельефа, доступность и удаленность земельных участков для размещения сооружений и оборудования;
- физические, механические, санитарные свойства и химический состав золошлаков, образующихся на ТЭС, их пригодность для утилизации в различных областях применениях;
- доступность воды для подпитки систем ГЗУ;
- наличие, удаленность и надежность потенциальных потребителей золошлаков;
- местные экологические условия, требования и ограничения.

Именно местными факторами определяются экономические и экологические характеристики систем золошлакоудаления, применяемых на ТЭС. В связи с этим определение общепримениимых НДТ золошлакоудаления на ТЭС не представляется возможным. Наилучшая система золошлакоудаления для конкретной ТЭС должна определяться с учетом местных условий, по результатам анализа различных вариантов схем и применяемого оборудования.

Практический российский и мировой опыт показывает, что наилучшим методом обращения с золошлаками является их утилизация, то есть полезное применение для производства продукции, выполнения работ или оказания услуг. Однако утилизация золошлаков для собственных нужд ТЭС может носить только эпизодический характер, например, при строительстве гидросооружений, технологических дорог, рекультивации нарушенных земель и ликвидации горных выработок. Поэтому меры, направленные на утилизацию золошлаков в существенных объемах, реализуемые на ТЭС (организация сбора, хранения, отгрузки, обработки или предпродажной подготовки), могут быть направлены только на сбыт золошлаков сторонним организациям. При этом реализация этих мер должна быть экономически целесообразной для конкретного энергопредприятия, а инвестиции в организацию сбыта золошлаков экономически оправданы.

Необходимо отметить, что в настоящее время государством не применяются какие-либо меры экономической стимуляции утилизации отходов (как для их производителей, так и для потребителей), что, безусловно, снижает темпы развития рынка золошлаков ТЭС в России.

Следующие технологии обращения с золошлаками могут быть признаны общими НДТ для угольных ТЭС.

НДТ 2.25 Для новых и действующих ТЭС, сжигающих твердые виды топлива, НДТ являются оборотные гидравлические, а также пневмогидравлические, механические, пневматические и смешанные системы внутреннего и внешнего золоудаления и оборотные гидравлические системы шлакоудаления, с сухими или

гидравлическими сооружениями для накопления, хранения и захоронения золошлаков.

НДТ 2.26 При наличии надежных внешних потребителей золошлаков и экономической целесообразности НДТ является реконструкция системы ЗШУ (например, переход от гидротранспорта к пневмотранспорту или автотранспорту золошлаков) и/или дополнение систем золошлакоудаления технологическими участками, оборудованием для сбора, обработки и отгрузки золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям. НДТ могут быть любые технологии, направленные на обеспечение сбора, накопления, обработки, подготовки и отгрузки сухой золы, шлаков, золошлаковой смеси или отдельных фракций золошлаков с целью их последующей утилизации. Но целесообразность мер по такой реконструкции систем ЗШУ должна быть подтверждена экономическими обоснованиями, наличием надежного долговременного спроса.

В.4 НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива

НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива.

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 3.1 Режимно-наладочные методы:

НДТ 3.1.1 Контролируемое снижение избытка воздуха.

НДТ 3.1.2 Нестехиометрическое сжигание.

НДТ 3.1.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 3.2 Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:

НДТ 3.2.1 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.

НДТ 3.2.2 Малотоксичная горелка.

НДТ 3.2.3 Рециркуляция дымовых газов.

В.5 НДТ снижения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении и транспортировке жидкого топлива

НДТ снижения загрязнения воды.

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 4.1 Использование систем хранения жидкого топлива, которые размещаются в герметичной обваловке, емкостью, как минимум, максимального объема самого большого резервуара. Зоны хранения должны быть спроектированы таким образом, чтобы утечки из верхней части резервуара и из систем перелива могли бы быть перехвачены и находиться внутри обваловки. Должна быть предусмотрена сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание.

НДТ 4.2 Площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута.

НДТ 4.3 Ливневые и талые воды должны быть собраны и обработаны в системах очистки перед сбросом.

НДТ обеспечения пожаро-безопасности.

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 4.4 Температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15 °С ниже температуры вспышки, но не выше 90 °С.

НДТ 4.5 Все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний.

В.6 НДТ снижения выбросов диоксида серы SO_2 и оксида азота NO_x при сжигании жидкого топлива

НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании жидкого топлива.

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 4.6 Режимно-наладочные методы:

НДТ 4.6.1 Контролируемое снижение избытка воздуха.

НДТ 4.6.2 Нестехиометрическое сжигание.

НДТ 4.6.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 4.7 Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:

НДТ 4.7.1 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.

НДТ 4.7.2 Малотоксичная горелка.

НДТ 4.7.3 Рециркуляция дымовых газов.

НДТ 4.7.4 Технология сжигания водомазутной эмульсии.

НДТ снижения выбросов оксидов серы SO_x при сжигании жидкого топлива:

НДТ 4.8 Использование топлива с низким содержанием серы или уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа.

В.7 НДТ обращения с маслами на КТЭУ

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 5.1 Оборудование резервуаров указателями уровня масла, обеспечивающими сигнализацию и блокировку работы насосов, подающих масло в резервуары при достижении заданного или предельного уровня масла.

НДТ 5.2 Оборудование масляных резервуаров масляными затворами или перепускными клапанами и индикаторами состояния осушителя, ВОФ на дыхательных линиях резервуаров, а резервуаров вместимостью более 30 $м^3$ - – двоенными ВОФ (два ВОФ параллельно на одном кронштейне).

НДТ 5.3 Защита внутренних поверхностей резервуаров (маслобаков) с помощью специальных маслобензостойких антикоррозионных покрытий, материал которых инертен к воздействию масла (т.е. не оказывает отрицательного влияния на качество горячего (до 70 °С) масла при контакте в течение длительного срока.

НДТ 5.4 Оборудование маслобаков открытого склада и маслопроводов теплоизоляцией и устройствами обогрева днищ баков, трубопроводов, например, паровыми или водяными спутниками или электронагревательными кабелями.

НДТ 5.5 Устройство точек для отбора проб масла на резервуарах, схемы маслоаппаратной и МОО, на маслопроводах в соответствии с рекомендациями ГОСТ 2517.

НДТ 5.6 Специализация маслобаков открытого склада масел, схем маслоаппаратной, маслопроводов для индивидуального хранения, обработки, транспортировки разных по назначению (трансформаторных, турбинных, огнестойких, индустриальных) и качеству масел (свежих, подготовленных, эксплуатационных, отработанных).

НДТ 5.7 Установка запорной арматуры на технологических и дренажных маслопроводах непосредственно у резервуаров для получения возможности их отключения от схемы маслохозяйства и предотвращения или уменьшения объемов розлива масла при повреждении маслопроводов.

НДТ 5.8 Оборудование линий перелива резервуаров гидрозатворами для предотвращения загрязнения масла из окружающей среды при «дыхании» резервуаров.

НДТ 5.9 Оснащение схем МХ встроенными датчиками контроля качества масла, в том числе класса промышленной чистоты, содержания воды, а также удельной проводимости (сопротивления) масла, указателями уровня, датчиками давления и температуры, объемными счетчиками для учета перекачки масел.

НДТ 5.10 Оборудование маслопроводов лотками и защитными кожухами для фланцев для сбора протечек и дренажей масел.

НДТ 5.11 Размещение запаса материалов, предназначенных для сбора масел, в местах возможных их проливов, протечек.

НДТ 5.12 Накопление твердых отходов, загрязненных маслами, на площадках с твердым покрытием, защищенных от осадков или в закрытых помещениях.

НДТ 5.13 Обезвреживание твердых и пастообразных замасленных отходов в специально предназначенных установках для обезвреживания отходов.

НДТ 5.14 Восстановление свойств масел путем их очистки собственными силами или сторонней организацией.

НДТ 5.15 Использование трансформаторных и турбинных масел, непригодных для применения в основном технологическом оборудовании в собственном вспомогательном оборудовании КТЭУ, автотранспорте или передача их сторонним организациям для аналогичных целей.

НДТ 5.16 Передача отработанных масел специализированным организациям для утилизации (восстановления).

НДТ 5.17 Утилизация отработанных масел на КТЭУ для производства энергии в смеси с жидкими топливами.

В.8 НДТ систем охлаждения КТЭУ

Возможно применение одной из перечисленных технологий:

НДТ 6.1 Прямоточные ПСО.

НДТ 6.2 Оборотные водные ПСО с водоемами-охладителями.

НДТ 6.3 Оборотные водные ПСО с брызгальными бассейнами.

НДТ 6.4 Оборотные водные ПСО с атмосферными градирнями.

НДТ 6.5 Оборотные водные ПСО с башенными испарительными градирнями.

НДТ 6.6 Оборотные водные ПСО с вентиляторными испарительными градирнями с принудительной тягой или под наддувом.

НДТ 6.7 Оборотные водные ПСО с эжекционными испарительными градирнями.

НДТ 6.8 Воздушные ПСО с башенными радиаторными градирнями.

НДТ 6.9 Воздушные ПСО с вентиляторными радиаторными градирнями, аппаратами воздушного охлаждения, воздушными конденсаторами.

НДТ 6.10 Комбинированные ПСО.

В.9 НДТ снижения воздействия на водные объекты

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 7.1 Комбинированная прямоточно-оборотныя система охлаждения (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.2 Схема повторного и последовательного использования воды в рабочем цикле (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.3 Подача на ВПУ подпиточной воды закрытой теплосети(для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.4 Стабилизационная обработка охлаждающей воды оборотной системы охлаждения с градирнями (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.5 Возврат шламовых вод предочистки в осветлитель после отстаивания шлама (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.6 Использование очищенных или неочищенных нефтесодержащих стоков в производственном цикле ТЭС (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.7 Использование очищенных или неочищенных поверхностных стоков стоков в производственном цикле ТЭС (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.8 Использование очищенных или неочищенных сточных вод для транспортировки золы и шлака и поддержания водного баланса золошлакоотвала Применение оборотных систем ГЗУ (для ТЭС, применяющих твердое топливо).

НДТ 7.9 Мембранная технология ультрафильтрации для предочистки перед обратным осмосом (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.10 Мембранные технологии обессоливания (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.11 Противоточные технологии ионитного обессоливания (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.12 Термообессоливание (испарителей поверхностного типа или мгновенного вскипания) (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.13 Применение пароводокислородных, парохимических технологий очисток и консервации оборудования (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.14 Нейтрализация и отстаивание сточных вод ВПУ (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.15 Нейтрализация и отстаивание сточных вод химпромывок и консервации оборудования (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.16 Нейтрализация и отстаивание сточных вод промывок РВП и КПН (для ТЭС, применяющих жидкое топливо).

НДТ 7.17 Реализация мероприятий по формированию неизбыточного водного баланса систем ГЗУ (применяется в случае избыточности водного баланса системы ГЗУ; состав мероприятий определяется местными условиями, водным балансом конкретной системы ГЗУ (для ТЭС, применяющих твердое топливо)).

НДТ 7.18 Двухконтурная система маслоохладителей турбин и другого маслонаполненного оборудования (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.19 Автономное оборотное охлаждение систем маслоснабжения турбин и другого маслонаполненного оборудования (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.20 Оснащение контуров маслоохладителей приборами регистрации содержания нефтепродуктов (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.21 Термический способ утилизации вод, загрязненных нефтепродуктами, путем их сжигания в топке котла совместно с основным топливом (для ТЭС, применяющих любые виды топлива).

НДТ 7.22 Локальные очистные сооружения по очистке нефтесодержащих стоков (для ТЭС, применяющих газообразное и жидкое топливо).

НДТ 7.23 Локальные очистные сооружения по очистке поверхностного стока с территории либо объединенного поверхностного и нефтесодержащего стока ТЭС (для ТЭС, применяющих газообразное и жидкое топливо).

В.10 НДТ для снижения шума на ТЭС

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:

НДТ 8.1 Установка на выхлопных, дренажных и продувочных трубопроводах и редукционно-охладительных установках высокоэффективных глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.2 Установка в газовоздушных трактах тягодутьевых машин глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.3 Установка в газовоздушных трактах газотурбинных установок глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение

действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.4 Установка в газораспределительных пунктах глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на газе).

НДТ 8.5 Применение акустических экранов для защиты селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.6 Рациональное размещение энергетического оборудования с учетом действующих требований по отношению к прилегающей селитебной территории (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.7 Применение энергетического оборудования, шумовые характеристики которого соответствуют ПДШХ и имеют более низкие значения уровней шума при прочих равных характеристиках (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.8 Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.9 Применение звукопоглощающих материалов и конструкций для облицовки стен и потолков в шумных помещениях, а также подвеска искусственных поглотителей (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.10 Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.11 Совершенствование конструкции защитных кожухов машин и их отдельных узлов путем улучшения их звукоизоляционных качеств, применения звукопоглощающей облицовки внутренних поверхностей и вибропоглощающих покрытий внешних поверхностей кожухов, виброизоляции от корпуса машины, фундамента и других строительных конструкций (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

НДТ 8.12 Футеровка углеразмольного оборудования (для ТЭС, работающих на угле).

В.11 НДТ организации ПЭК на КТЭУ

Возможно применение одной или нескольких из перечисленных ниже технологий:

НДТ измерения массы выбросов в атмосферу аммиака (NH_3) с дымовыми газами КТЭУ:

НДТ 9.1 Прямой инструментальный.

НДТ 9.2 Расчетный.

НДТ измерения массы выбросов в атмосферу оксидов азота (NO_x в пересчете на NO_2) с дымовыми газами КТЭУ:

НДТ 9.3 Прямой инструментальный непрерывный.

НДТ 9.4 Прямой инструментальный периодический.

НДТ 9.5 Расчетный.

НДТ измерения массы выбросов в атмосферу закиси азота N_2O с дымовыми газами КТЭУ:

НДТ 9.6 Прямой инструментальный.

НДТ 9.7 Расчетный.

НДТ измерения массы выбросов в атмосферу сернистого ангидрида (SO_2) с дымовыми газами КТЭУ:

НДТ 9.8 Прямой инструментальный непрерывный.

НДТ 9.9 Прямой инструментальный.

НДТ 9.10 Расчетный.

НДТ измерения массы выбросов в атмосферу угарного газа (CO) с дымовыми газами КТЭУ:

НДТ 9.11 Прямой инструментальный непрерывный.

НДТ 9.12 Прямой инструментальный.

НДТ 9.13 Расчетный.

НДТ измерения массы выбросов в атмосферу твердых частиц с дымовыми газами КТЭУ:

НДТ 9.14 Прямой инструментальный непрерывный.

НДТ 9.15 Прямой инструментальный.

НДТ 9.16 Расчетный.

НДТ 9.17 Расчетный метод измерения массы выбросов в атмосферу твердых частиц от угольных складов.

НДТ 9.18 Расчетный метод измерения массы выбросов в атмосферу твердых частиц от золошлакоотвалов.

НДТ контроля соблюдения лимитов и нормативов водопользования:

НДТ 9.19 Прямой инструментальный непрерывный метод измерения расхода воды, забираемой из поверхностных и подземных водных объектов.

НДТ 9.20 Определение в соответствии с условиями договора водоснабжения расхода воды, получаемой от других предприятий.

НДТ 9.21 Расчетные методы или косвенные измерения (например, исходя из времени работы и производительности технических средств (насосного оборудования), норм водопотребления (водоотведения) или с помощью других методов [83]) расхода воды в системах прямоточного водоснабжения.

НДТ 9.22 Расчетные методы или косвенные измерения (например, исходя из времени работы и производительности технических средств (насосного оборудования), норм водопотребления (водоотведения) или с помощью других методов [83]) расхода воды в системах оборотного технического водоснабжения систем охлаждения, гидрозолоудаления.

НДТ 9.23 Расчетные методы или косвенные измерения (например, исходя из времени работы и производительности технических средств (насосного оборудования), норм водопотребления (водоотведения) или с помощью других методов [83]) расхода воды в системах повторно-последовательного водоснабжения.

НДТ 9.24 Определение в соответствии с условиями договора водоснабжения расхода воды, передаваемой сторонним организациям без использования.

НДТ 9.25 Определение в соответствии с условиями договора водоснабжения расхода воды, передаваемой сторонним организациям после использования.

НДТ измерения расхода сточных вод, отводимых в водные объекты:

НДТ 9.26 Прямой инструментальный непрерывный.

НДТ 9.27 Косвенные измерения, например, по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, потреблению насосами электроэнергии и т.п.

НДТ 9.28 Расчетные методы, например, на основе водного баланса объекта.

НДТ 9.29 Определение в соответствии с условиями договора водоотведения расхода сточных вод, отводимых в централизованные системы водоотведения.

НДТ контроля соблюдения нормативов качества сточных вод:

НДТ 9.30 Прямой инструментальный непрерывный контроль температуры.

НДТ 9.31 Прямой инструментальный контроль водородного показателя pH.

НДТ 9.32 Прямой инструментальный контроль содержания нефтепродуктов.

НДТ 9.33 Прямой инструментальный контроль содержания взвешенных веществ.

НДТ 9.34 Прямой инструментальный контроль БПК.

НДТ 9.35 Прямой инструментальный контроль содержания сухого остатка.

НДТ 9.36 Прямой инструментальный контроль содержания хлоридов (Cl).

НДТ 9.37 Прямой инструментальный контроль содержания сульфатов (SO_2^{-4}).

НДТ 9.38 Прямой инструментальный контроль содержания железа (Fe^{3+}).

НДТ 9.39 Прямой инструментальный контроль содержания алюминия (Al^{3+}).

НДТ 9.40 Прямой инструментльный контроль токсичности.

НДТ контроля соблюдения нормативов образования и размещения отходов:

НДТ 9.41 Использование инструментальных или расчетных методов.

НДТ контроля воздействий на подземные воды:

НДТ 9.42 Прямой инструментальный контроль содержания нефтепродуктов.

НДТ 9.43 Прямой инструментальный контроль pH.

НДТ 9.44 Прямой инструментальный контроль содержания сульфатов (SO_2^{-4}).

НДТ контроля воздействий на подземные воды:

НДТ 9.45 Прямой инструментальный контроль содержания в почве 2-3-х веществ, характерных для используемых углей и их зол.

Приложение Г (обязательное)

Перечень технологических показателей

Значения технологических показателей НДТ, приведенные в таблицах Г.1, Г.2, Г.3, отражают уровни выбросов ЗВ в атмосферу от КТЭУ, практически достижимые при применении НДТ и эксплуатации КТЭУ в нормальном проектном режиме. Они получены в результате анализа фактических характеристик КТЭУ, эксплуатируемых в РФ, по методике, описанной в разделе 2.2.2.

Таблица Г.1 — Технологические показатели НДТ КТЭУ при сжигании твердых топлив, мг/нм^3 при нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), сухой газ, содержание кислорода 6 %

Тепловая мощность водогрейных котлов, МВт	Паропроизводительность паровых котлов, т/час	Массовая концентрация твердых частиц в дымовых газах	Массовая концентрация SO_x в дымовых газах	Массовая концентрация NO_x в дымовых газах	Массовая концентрация CO в дымовых газах
Котельные установки, введенные по проектам, утвержденным по 31.12.1981					
от 50 до 100	от 70 до 140	1200	4000	1200	400
более 100 до 300	более 140 до 420	1200	4000/5800*	1600/2000**	400
более 300	более 420	1200	4000/5800*	1600/2000**	400
Котельные установки, спроектированные после 01.01.1982 и введенные по 31.12.2000					
от 50 до 100	от 70 до 140	1000	3000	1000	400
более 100 до 300	более 140 до 420	900	3000/5800*	1400/1650**	400
более 300	более 420	900	3000/5800*	1400/1650**	400
Котельные установки, введенные с 1 января 2001 г.					
от 50 до 100	от 70 до 140	250	1400	640	400
более 100 до 300	более 140 до 420	250	1400	640	400
более 300	более 420	200	1200	570	400

Примечания:

* Большее значение - для котельных установок, сжигающих угли с содержанием серы (Sr) более 1%, поставляемые с угледобывающих предприятий (угольных разрезов), расположенных в районе до 50 км от монопрофильных муниципальных образований в регионах Сибирского федерального округа.

** Большее значение - для котельных установок с жидким шлакоудалением.

Таблица Г.2 — Технологические показатели НДТ КТЭУ при сжигании газа, мг/нм^3 при нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), сухой газ, содержание кислорода для котельных установок - 6 %, для ГТУ – 15%.

Тепловая мощность водогрейных котлов, для ГТУ – электрическая мощность, МВт	Паропроизводительность паровых котлов, т/час	Массовая концентрация NO_x	Массовая концентрация CO
Газотурбинные установки открытого цикла и в составе ПГУ, введенные по проектам, утвержденным по 31.12.1981			
от 25 и более	-	500	300
Газотурбинные установки открытого цикла и в составе ПГУ, введенные по проектам, утвержденным после 01.01.1982			
от 25 и более	-	50	300
Котельные установки, введенные по проектам, утвержденным по 31.12.1981			
от 50 до 100	от 70 до 140	400	300
более 100 до 300	более 140 до 420	400	300
более 300	более 420	400	300
Котельные установки, спроектированные после 01.01.1982 и введенные по 31.12.2000			
от 50 до 100	от 70 до 140	350	300
более 100 до 300	более 140 до 420	350	300
более 300	более 420	350	300
Котельные установки, введенные с 01.01.2001			
от 50 до 100	от 70 до 140	250	300
более 100 до 300	более 140 до 420	250	300
более 300	более 420	250	300

Таблица Г.3 — Технологические показатели НДТ КТЭУ при сжигании жидких топлив, мг/нм3 при нормальных условиях (температура 0°С, давление 101,3 кПа), сухой газ, содержание кислорода для котельных установок - 6 %, для ГТУ – 15%

Тепловая мощность водогрейных котлов, для ГТУ – электрическая мощность, МВт	Паропроизводительность паровых котлов, т/час	Массовая концентрация SO_x в дымовых газах	Массовая концентрация NO_x в дымовых газах	Массовая концентрация CO в дымовых газах
Газотурбинные установки открытого цикла и в составе ПГУ, введенные по проектам, утвержденным по 31.12.1981				
от 25 и более		700	500	300
Газотурбинные установки открытого цикла и в составе ПГУ, введенные по проектам, утвержденным после 01.01.1982				
от 25 и более	-	700	50	300
Котельные установки, введенные по проектам, утвержденным по 31.12.1981				
от 50 до 100	от 70 до 140	3400	600	300
более 100 до 300	более 140 до 420	3400	600	300
более 300	более 420	3000	600	300
Котельные установки, спроектированные после 01.01.1982 и введенные по 31.12.2000				
от 50 до 100	от 70 до 140	3400	500	300
более 100 до 300	более 140 до 420	3400	500	300
более 300	более 420	3000	500	300
Котельные установки, введенные с 01.01.2001				
от 50 до 100	от 70 до 140	1400	450	300
более 100 до 300	более 140 до 420	1200	450	300
более 300	более 420	1200	450	300

При использовании значений технологических показателей НДТ, приведенных в таблицах Г.1, Г.2, Г.3, для целей нормирования выбросов, при осуществлении государственного и производственного экологического контроля необходимо учитывать следующее.

1) В периоды пуска, останова и значительного изменения нагрузки КТЭУ, некоторых проектных режимов их эксплуатации (например, при применении средств очистки радиационных и конвективных поверхностей нагрева, воздухоподогревателей, экономайзеров), а также во время режимно-наладочных испытаний значения выбросов могут быть выше.

Кроме того, на значения выбросов существенное влияние оказывают качественные характеристики энергетического топлива, которые не являются постоянными величинами. Возможные колебания характеристик топлива зависят от особенностей месторождений и технологии их разработки. Кроме того, в процессе

эксплуатации возможна полная или частичная замена марки топлива, при сжигании смеси топлив может варьироваться доля каждого из топлив. По этим причинам значения технологических показателей КТЭУ могут изменяться.

В связи с этим значения технологических показателей НДТ, приведенные в таблицах Г.1, Г.2, Г.3 достижимы при осреднении на достаточно продолжительных периодах времени – от месяца и более.

2) Для КТЭУ, постоянно работающих в пиковых или полупиковых режимах (менее 2000 часов в год), характерна значительная доля времени работы в режимах пусков, остановов, изменения нагрузки. Поэтому, для целей нормирования выбросов, осуществлении государственного и производственного экологического контроля таких КТЭУ рекомендуется использовать повышающий коэффициент 1,5 к технологическим показателям НДТ, представленным в таблицах Г.1, Г.2, Г.3.

3) Технологические показатели НДТ ГТУ, указанные в таблицах Г.2 и Г.3, соответствуют работе ГТУ с нагрузкой 50 % и более от проектного значения. При более низких нагрузках, а также в определенных режимах работы, оговоренных производителями газовых турбин, значения выбросов могут быть выше.

4) Нормативы выбросов оксидов серы и азота в атмосферу, указанные в таблице Г.3, действительны при сжигании мазута марки М 100 и лучшего качества.

5) Значения технологических показателей НДТ, приведенные в таблицах Г.1, Г.2, Г.3, не распространяются на оборудование ТЭС, находящееся на стадии разработки и освоения (головной образец, демонстрационная, опытно-промышленная, пилотная установка). Для такого оборудования на период его освоения должны устанавливаться временно согласованные выбросы на уровне фактических показателей объема и массы выбросов загрязняющих веществ.

6) Для целей государственного и производственного экологического контроля соответствия выбросов КТЭУ значениям, приведенным в таблицах Г.1, Г.2, Г.3, необходимо учитывать погрешность применяемых методик измерений массы выбросов или концентраций загрязняющих веществ. Вывод о несоответствии может быть сделан только при превышении суммы значений, указанных в таблицах Г.1, Г.2, Г.3, и максимальной абсолютной погрешности методики измерений.

Приложение Д (рекомендуемое)

Энергоэффективность

КПД процесса производства энергии является важным показателем не только экономного использования природных ресурсов но и степени воздействия производственного процесса на окружающую среду. КПД связан с величиной удельных выбросов парникового газа CO_2. Одним из способов уменьшения выбросов CO_2 на единицу произведенной энергии является оптимизация процессов использования и производства энергии. Увеличение теплового КПД связано с нагрузкой, системой охлаждения, выбросами, используемым видом топлива и так далее.

Каждый последовательный этап в процессе преобразования химической энергии топлива в полезную энергию имеет свой собственный КПД. Общий КПД процесса рассчитывается как произведение КПД всех его этапов.

Конечный КПД (нетто) учитывает все потери, связанные с расходом энергии для собственных нужд предприятия (включая производство необходимого тепла), подготовкой топлива, обработкой побочных продуктов, очисткой дымовых газов и сточных вод, работой системы охлаждения, вентиляторов и насосов. КПД зависит от всех этих факторов, включая любые природоохранные устройства. Так, строгие ограничения на уровень выбросов влекут за собой повышение расхода энергии на собственные нужды предприятия на величину, зависящую от типа топлива и, таким образом, увеличивают удельные выбросы CO_2. Потребителям электроэнергии следует также принять во внимание любые потери в передающих сетях и трансформаторах, а потребителям тепла, выработанного когенерирующими блоками, — потери при транспортировке по сети центрального теплоснабжения и расходы энергии на работу циркуляционных насосов.

Высокие температуры окружающей среды уменьшают КПД выработки электроэнергии как для газовой, так и для паровой турбины. Для газовых турбин и дизельных двигателей более значима температура окружающего воздуха, тогда как для паровых турбин важнее температура охлаждающей среды. Для конденсации охлажденного расширенного пара могут применяться три типа системы охлаждения: непосредственное охлаждение морской или речной водой, охлаждение с влажными градирнями, и охлаждение с сухими градирнями.

Даже самые эффективные электростанции постоянно рассеивают значительное количество энергии, выделяющейся при сгорании топлива, в окружающей среде в форме сбросного тепла. Это тепло может рассеяться в атмосфере или водотоках с относительно небольшим ущербом для местной окружающей среды, но в любом случае каждая дополнительная единица тепла означает дополнительное количество CO_2, выброшенное в атмосферу при сжигании топлива. В настоящее время наиболее действенным способом повышения КПД производства энергии является как можно более полное использование произведенного тепла.

При выборе варианта утилизации сбросного тепла следует принять во внимание ряд термодинамических, технических и экономических критериев.

Термодинамические факторы включают, с одной стороны, температуру, а с другой – эксергию сбросного тепла. Температура существенна в том случае, если это тепло предполагается использовать для обогрева, а эксергия – если тепло будет использовано для производства электроэнергии. Технические критерии зависят от характеристик конкретного предприятия.

Как правило, уменьшая потери тепла или используя сбросное тепло, можно сэкономить энергию и ресурсы, а также сократить выбросы. В настоящее время существует все больше возможностей для размещения электростанций в таких местах, где энергия, не преобразованная в электричество, может поставляться потребителям в виде тепла. Широкий круг производственных процессов требует для нормального функционирования постоянного поступления тепла в форме пара, горячей воды или горячего воздуха. Технология когенерации обеспечивает общий КПД электростанции с учетом потребления тепла в диапазоне 75-90%. Увеличение КПД приводит к сокращению выбросов CO_2, поскольку потребителю нет необходимости сжигать топливо в отдельной установке для производства тепла. Во многих случаях результатом замены небольших автономных установок получением тепла от ТЭЦ является также сокращение общих выбросов оксидов азота и других загрязняющих веществ. Тем не менее, лишь технически и экономически обоснованные меры по сокращению сбросного тепла и его утилизации позволят достичь как экономические, так и экологические цели.

Комбинированное производство тепловой и электрической энергии (когенерация) считается самым эффективным методом снижения выбросов CO_2 и может быть применено для любой новой энергетической установки, когда местный спрос на тепло достаточно высок, чтобы дать основание для строительства более дорогой когенерационной установки вместо раздельного (разными установками) производства тепла или электроэнергии. НДТ, направленные на увеличение энергоэффективности, и соответствующие ее уровни представлены в таблицах Д.1, Д.2.

Таблица Д.1 – Уровни КПД, связанные с применением НДТ для установок, работающих на каменных и бурых угля

<table>
<tr><th rowspan="2">Топливо</th><th rowspan="2">Технология сжигания</th><th colspan="2">КПД (нетто) установки (%)</th></tr>
<tr><th>Новые установки</th><th>Существующие установки</th></tr>
<tr><td>Каменные и бурые угли</td><td>Когенерация (ТЭЦ)</td><td>85–90</td><td>75–85</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Каменные угли</td><td>ПС (ТШУ и ЖШУ)</td><td rowspan="6">> 39</td><td rowspan="6">Достижимые значения КПД зависят от конкретной установки, но в качестве индикатора уровень 36–39 % или повышение на 1-2 % можно считать уровнями, связанными с использованием НДТ для существующих установок</td></tr>
<tr><td>СКС</td></tr>
<tr><td>СКСД</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Бурые угли</td><td>ПС (ТШУ)</td></tr>
<tr><td>СКС</td></tr>
<tr><td>СКСД</td></tr>
<tr><td colspan="4">Примечание:
ПС: сжигание пылевидного топлива
ТШУ: твердое шлакоудаление
ЖШУ: жидкое шлакоудаление
СКС: сжигание в кипящем слое
СКСД: сжигание в кипящем слое под давлением.</td></tr>
</table>

Для котлов и стационарных двигателей, сжигающих жидкое топливо, не были выявлены уровни КПД, связанные с использованием НТД. Однако некоторые технологии рассмотрены в соответствующих разделах справочника НДТ.

Таблица Д.2 — КПД газовых установок, связанные с применением НДТ

Тип установки	КПД, %		КПД использования тепла топлива, %
	Новые установки	Существующие установки	Новые и существующие установки
Газовая турбина			
Газовая турбина	36–40	32–35	–
Газовый двигатель			
Газовый стационарный двигатель	38–45	–	–
Газовый стационарный двигатель с котлом-утилизатором в режиме когенерации	> 38	>35	75–85
Паросиловая установка			
Паросиловая установка	40–42	38–40	–
ПГУ			
Комбинированный цикл с или без дополнительного сжигания в котле-утилизаторе при производстве только электроэнергии	54–58	50–54	–
Комбинированный цикл без дополнительного сжигания в режиме когенерации	< 38	< 35	75–85
Комбинированный цикл с дополнительным сжиганием в режиме когенерации	< 40	< 35	75–85

Приложение Е (справочное)

Ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС

Таблица Е.1 — Ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС для предварительных расчетов внутри помещений

Оборудование	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Характер шума
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1.Турбина:										
1.1.газовая	115-105	120-110	120-105	120-105	115-100	115-100	120-100	120-100	125-95	Широкополосный, с тональными составляющими
1.2.паровая	130-125	130-125	125-120	125-120	125-120	120-115	120-115	115-110	105-100	То же
2.Редукционно-охладительная установка (РОУ)	100-105	105-100	100-95	100-95	105-95	115-110	120-110	120-110	120-110	Широкополосный, постоянный
3.Углеразмольное оборудование	120-110	120-110	125-115	125-115	125-115	120-110	115-105	110-105	110-100	То же
4.Котлы:										
4.1.паровые	125-120	125-115	125-115	125-115	125-115	120-110	115-105	115-105	105-95	То же
4.2.котлы-утилизаторы	115-110	115-105	115-105	115-105	115-105	110-100	105-95	105-95	95-85	То же
5.Компрессор	110-100	110-100	120-110	110-100	105-95	110-100	105-95	105-95	105-95	Широкополосный, с тональными составляющими
6.Насосы:										
6.1.питатетельный	105-95	105-95	115-95	125-115	120-110	120-110	115-105	100-90	100-90	То же

Окончание таблицы Е.1

Оборудование	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Характер шума
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
6.2.конденсатный	105-95	100-90	100-90	100-90	105-95	100-90	100-90	95-90	95-90	То же
6.сетевой	110-100	110-100	110-100	110-100	110-100	115-105	110-100	105-95	100-90	То же
6.4.циркуляционный	90-80	90-80	95-85	105-95	105-100	100-90	100-90	95-85	85-75	То же
6.5.багерный	110-100	110-100	110-100	105-95	100-90	105-100	100-95	90-80	90-80	То же
7.Деаэрационная установка	85-80	85-80	90-85	95-90	100-95	105-100	110-105	105-100	100-95	Широкополосный, постоянный
8.Паропроводы	85-80	90-85	95-90	95-90	105-100	110-105	115-110	110-105	105-100	То же
9.Синхронный компенсатор	115-110	105-100	115-105	95-90	95-85	95-85	95-85	90-80	90-80	То же
10.Вентилятор приточно-вытяжной вентиляции	105-100	105-100	105-100	110-100	110-100	105-95	105-95	100-90	90-80	Широкополосный, с тональными составляющими, постоянный
Примечание: Диапазон значений дан: – для парового оборудования электрической мощностью от 800 МВт до 100 МВт; – для газового оборудования электрической мощностью от 300 МВт до 15 МВт.										

Таблица Е.2 — Ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС для предварительных расчетов на открытом воздухе

Источник шума	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Размещение над уровнем земли, м	Характер шума
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1 Сброс пара в атмосферу	135-130	145-140	150-145	155-150	160-155	165-160	165-160	160-155	155-150	30-50	Широкополосный, прерывистый
2 Воздухозабор (без глушителя)											
2.1 газовой турбины	130-100	125-105	120-105	135-110	135-115	150-120	150-120	150-130	145-135	15-25	Широкополосный, с тональными составляющими, постоянный
2.2 дутьевого вентилятора	95-90	95-90	85-80	75-70	70-65	70-65	65-60	65-60	65-60	15-25	То же
3. Устье трубы (без глушителя) с металлическими стволами от:											
3.1 газовой турбины	140-130	145-130	150-130	145-130	145-135	145-135	150-135	150-135	145-130	120-250	То же
3.2 котла-утилизатора ГТУ или ПГУ	130-120	135-120	140 120	135-120	135-125	135-125	135-120	130-115	120-105	То же	То же
3.3 осевых дымососов	125-120	125-120	130-125	130-125	135-125	135-125	130-125	125-120	115-105	То же	То же
3.4 центробежных насосов	120-110	120-110	110-105	115-110	115-110	110-105	105-100	100-95	95-90	То же	То же
3.5 водогрейных котлов	120-115	120-115	120-115	110-105	105-100	95-90	85-80	75-70	65-60	50-100	То же

Продолжение таблицы Е.2

Источник шума	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Размещение над уровнем земли, м	Характер шума
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
4. Устье трубы (без глушителя), футерованной внутри кирпичом от:											
4.1 осевых дымососов	115-100	115-100	110-105	110-105	105-95	105-95	100-90	90-80	80-70	120-250	То же
4.2 центробежных насосов	105-100	105-100	95-90	90-80	85-70	80-70	75-70	70-60	60-55	То же	То же
5 Газорас-пределительный пункт (ГРП)	95-90	95-85	100-90	100-90	105-95	115-105	120-110	115-105	110-100	0	Широкополосный, постоянный
6 Газопроводы после ГРП	85-75	90-80	95-85	95-85	105-95	110-100	115-105	110-100	105-95	2-10	То же
7 Корпус тягодутьевой машины:											
7.1 осевой (без изоляции)	115-105	115-105	120-110	120-110	120-110	120-110	115-105	110-100	105-95	0	Широкополосный, с тональными составляющими, постоянный
7.2 осевой (с изоляцией)	105-95	105-95	110-100	100-90	100-90	100-90	95-85	80-70	75-65	То же	То же
7.3 центробежной (без изоляции)	100-90	100-90	100-90	100-90	100-90	100-90	100-90	100-90	90-80	То же	То же
7.4 центробежной (с изоляцией)	90-80	90-80	90-80	80-70	80-70	80-70	80-70	70-60	70-60	То же	То же

Окончание таблицы Е.2

Источник шума	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Размещение над уровнем земли, м	Характер шума
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
8 Силовые трансформаторы (ОРУ)	100-95	100-95	105-100	100-90	95-85	95-85	90-80	85-80	75-70	3-5	То же
9 Градирня	95-90	95-90	95-90	100-95	100-95	105-100	105-100	105-100	105-100	0	То же
10 Шум, проникающий из помещений:											
10.1 котло-турбинного цеха	85-80	80-75	80-75	75-70	70-65	70-65	55-50	50-45	45-40	3-30	Широкополосный, постоянный, имеет направленный характер
10.2 угледробилки	120-115	120-115	110-105	110-105	110-105	110-105	105-100	95-90	80-75	0-15	Широкополосный, постоянный
10.3 компрессорной	100-95	100-95	110-105	100-95	95-90	100-95	95-90	95-90	95-90	0	Широкополосный, постоянный, с тональными составляющими, прерывистый
Примечание: Диапазон значений дан для газового оборудования электрической мощностью от 300 МВт до 15 МВт.											

Библиография

1 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 19 марта 2014 г. № 398-р «Об утверждении комплекса мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы наилучших доступных технологий и внедрение современных технологий»

2 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 03 июля 2014 г. № 1217-р «Об утверждении плана мероприятий («дорожная карта») «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях топливно-энергетического комплекса» на период до 2018 года»

3 Федеральный закон от 21 июля 2014 г. № 219-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»

4 ГОСТ Р 56828.14-2016 Наилучшие доступные технологии. Структура информационно-технического справочника

5 ГОСТ Р Наилучшие доступные технологии. Формат описания технологий

6 ГОСТ Р 56828.15-2016 Наилучшие доступные технологии. Термины и определения

7 Постановление Правительства Российской Федерации от 23 декабря 2014 года № 1458 «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям

8 Приказ Росстандарта от 18 июля 2016 г. № 1037 «О создании технической рабочей группы «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

9 Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. European Commission, 2006

10 Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. Final Draft, June 2016

11 Приказ Росстандарта от 23.07.2015 № 863 «Об утверждении Порядка сбора данных, необходимых для разработки информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям и анализа приоритетных проблем отрасли»

12 Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31октября 2014 № 2178-р «О поэтапном графике создания в 2015-2017 годах отраслевых справочников наилучших доступных технологий

13 Приказ Росстандарта от 31.01.2014 № 14-ст (ред. от 01.09.2016) «О принятии и введении в действие Общероссийского классификатора видов экономической деятельности (ОКВЭД2) ОК 029-2014 (КДЕС Ред. 2) и Общероссийского классификатора продукции по видам экономической деятельности (ОКПД2) ОК 034-2014 (КПЕС 2008)»

14 Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году, ОАО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс]: gost.e-ecolog.ru /ups_rep2015.pdf (дата обращения: 10.09.2016).

15 Министерствр энергетики Российской Федерации [Электронный ресурс]: gost.e-ecolog.ru .ru/

16 Постановление Правительства Российской Федерации от 5 июля 2001 г. № 508 «Об утверждении перечня закрытых административно-территориальных образований и расположенных на их территориях населенных пунктов»

17 Приказ Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016 – 2022 годы»

18 Основные результаты функционирования объектов электроэнергетики в 2015 году / Под ред. заместителя Министра энергетики Российской Федерации А.В. Черезова. 2016. — 72 с.

19 Информационно-аналитический доклад «Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение России в 2014 году», Минэнерго России, ФГБУ «РЭА» Минэнерго России [Электронный ресурс]: gost.e-ecolog.ru resources/rea/files/nir_te.pdf (дата обращения: 15.08.2016)

20 Основы современной энергетики / Под ред. А.Д. Трухния. - М.: Издательский дом МЭИ, 2008

21 Методы защиты окружающей среды. Росляков П.В. - М.: Издательство МЭИ, 2007

22 Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС: Справочное пособие. Назмеев Ю.Г., Мингалеева Г.Р. – М.: Издательский дом МЭИ, 2005.

23 Справочник по котельным установкам: Топливо. Топливоприготовление. Топки и топочные процессы./Под общей редакцией М.И. Неуймина, Т.С. Добрякова – М.: Машиностроение, 1993

24 Котлы с циркулирующим кипящим слоем/ А.Г. Тумановский, А.Н. Тугов, П.В. Росляков. - М.: Издательство МЭИ, 2014

25 Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: Информационный сборник / под общей ред. В.Я. Путилова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007 — 388 с.: ил.

26 ГОСТ Р 50831-95 Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования

27 РД 34.27.109—96. Методические указания по проектированию систем пневмоудаления золы от котлоагрегатов ТЭС, установок отпуска сухой золы потребителям и отгрузки ее на насыпные золоотвалы / Вишня Б.Л., Путилов В.Я. Екатеринбург: Уралтехэнерго, 1996

28 Методика оценки технико-экономических показателей систем ЗШУ ТЭС с учетом экологических требований. РД 34.02.103—98 / В.Я. Путилов, А.Б. Автономов, К.П. Боричев и др. М: НТФ «Энергопрогресс», 1997

29 Энергетические парогазовые установки с внутрицикловой газификацией угля/ Тумановский А.Г., Тугов А.Н., Росляков П.В./ М.: Издательство МЭИ, 2014.

30 Электронно-лучевая технология для обеспечения энергетической, экологической и продовольственной безопасности./ Полянский А.М. и др.// Труды Международной научно-практической конференции «УГОЛЬЭКО-2016» (Москва, 27-28 сентября 2016 г.). – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – с.154-159: ил.

31 Экология энергетики. Учебное пособие для вузов / Под общ. ред. В.Я. Путилова. М.: Издательство МЭИ, 2003. — 716 с.: ил.

32 Беляйкин В.М., Некрасов Б.В. Федорова С.К. и др. Опыт освоения опытно-промышленной установки очистки дымовых газов от диоксида серы на Дорогобужской ТЭЦ, «Электрические станции», 1996 г., №7

33 Шмиголь И.Н., Перспективы использования установок сероочистки на предприятиях, «Экология производства», 2011 г., №2.

34 Володин А.М., Епихин А.Н., Федорова С.К., Опыт освоения установок очистки дымовых газов от оксидов серы при сжигании органического топлива на отечественных ТЭЦ, «Электрические станции», 2015 г., №1

35 Тумановский А.Г., Чугаева А.Н., Брагина О.Н. и др. Перспективы внедрения наилучших доступных технологий по охране атмосферы на предприятиях тепловой энергетики, «Электрические станции», 2016 г., №7

36 Технологическая платформа «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» [Электронный ресурс]: gost.e-ecolog.ru

37 Зыков А.М., Кулиш О.Н. и др. Использование технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота для очистки дымовых газов пылеугольных котлов. Энергетик, 2012 г., №4

38 Зыков А.М., Аничков С.Н. и др. Опыт внедрения установки СНКВ на энергоблоке 330 МВт Каширской ГРЭС. Электрические станции, 2012 г., №6

39 Ржезников Ю.В., Кузьмин А.М., Ходаков Ю.С., Алфеев А.А. Способ и устройство для очистки дымовых газов от оксидов азота селективным некаталитическим восстановлением. № госрегистрации 20011130888 от 13.11.2001г.

40 Алфеев А.А., Ходаков Ю.С., Кузьмин А.М, Худяков Ю.А., Ищенко Г.А., Сергиевская Е.Н. Система автоматического регулирования процесса очистки продуктов горения от оксидов азота с ограничением концентрации аммиака в очищенных газах. Заявка на выдачу патента № 98118031/25 от 25.09.1998 г.

41 Кулиш О.Н., Кужеватов С.А., Глейзер И.Ш., А.М.Зыков и др Способ высокотемпературной некаталитической очистки от оксидов азота продуктов сгорания с многозонным вводом в них восстановителя. Патент Российской Федерации №2550864 от 15.04.2015 г.

42 Серант Ф.А., Устименко Б.П., Змейков В.Н., Кроль В.О. Кольцевые топки пылеугольных котлов. Алма-Ата, Наука, 1988, 168 с.

43 Серант Ф.А. Разработка и исследование кольцевой топки, ее промышленное внедрение и испытания на котле паропроизводительностью 820 т/ч. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. Новосибирск, 1999, 58 с.

44 Серант Ф.А., Белоруцкий И.Ю., Ершов Ю.А., Гордеев В.В., Ставская О.И., Кацель Т.В. Котел с кольцевой топкой для блока 660 МВт на суперсвехкритические параметры при сжигании бурых шлакующих углей. VIII Всероссийская конференция с международным участием «Горение твердого топлива» Институт теплофизики им. С.С. Кутателадзе СО РАН, 13-16 ноября 2012.

45 Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013

46 Б.С. Белосельский. Технология топлива и энергетических масел. – М.: Издательство МЭИ, 2005.

47 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утверждены приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229, зарегистрированном в Минюсте России 20.06.2003 № 4799

48 Технический регламент Таможенного союза «О требованиях к смазочным материалам, маслам и специальным жидкостям» (ТР ТС 030/2012),

49 СТО 70238424.27.100.051-2009. Маслохозяйство электрических станций и сетей. Условия создания. Нормы и требования. - Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике», 2009

50 СТО 70238424.27.100.052-2009. Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Условия поставки. Нормы и требования. - Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике», 2009

51 СТО 70238424.27.100.053-2009. Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. - Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике», 2009

52 РД 153-34.0-43.302-2001. Методические указания по использованию отработанных турбинных и трансформаторных масел на технологические нужды энергетических предприятий

53 Федеральный закон от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности»

54 Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

55 Свод правил «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности», утвержденный приказом МЧС России от 26.12.2013 № 837

56 Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 20-2016 «Промышленные системы охлаждения»

57 Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 8-2015 «Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях»

58 ЕД РИД 20.07.2015 №216.013.6391 Комплексный реагент для обработки пароводяного тракта энергоблоков ТЭС. Вид РИД – Изобретение. № охранного документа – № 0002557036. Дата охранного документа – 27.04.2016. Авторы Кирилина А.В., Суслов С. Ю., Сергеев И. А.

59 Приказ Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (Зарегистрировано в Минюсте России 20 июня 2003 г.,Регистрационный № 4799)

60 СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – М.: Минздрав России, 1997.

61 ГОСТ 31295.2-2005 (ИСО 9613-2:1996). Шум. Затухание звука при распространении на местности. Часть 2. Общий метод расчета. – М.: Стандартинформ, 2006.

62 Тупов В.Б. Снижение шума от энергетического оборудования. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 232 с.

63 Тупов В.Б. Факторы физического воздействия ТЭС на окружающую среду. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 284 с.

64 ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности

65 Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. № 36)

66 Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

67 РД 153-34.0-02.306-98, СО 34.02.306-98 Правила организации контроля выбросов в атмосферу на тепловых электростанциях и в котельных

68 РД 34.02.305-98, СО 34.02.305-98 Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций

69 СО 34.02.320-2003 Методические указания Организация контроля газового состава продуктов сгорания стационарных паровых и водогрейных котлов

70 СО 153-34.02.317-2003. Методические рекомендации по оценке выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от вспомогательных производств теплоэлектростанций и котельных (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 264)

71 Правила эксплуатации установок очистки газа (утв. Минхиммашем СССР 28.11.1983)

72 РД 34.27.502, СО 153-34.27.502 Положение об организации эксплуатации золоулавливающих установок на тепловых электростанциях

73 РД 34.27.504-91, СО 153-34.27.504-91 Типовая инструкция по эксплуатации электрофильтров

74 РД 34.27.503-92, СО от 14.04.1992 Типовая инструкция по эксплуатации мокрых золоуловителей

75 СО 34.02.308-98, РД 153-34.0-02.308-98. Методика контрольных испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных

76 СО 34.27.301-2001, РД 153-34.1-27.301-2001 Методика испытаний золоулавливающих установок тепловых электростанций и котельных

77 СО 34.04.181-2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей

78 Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

79 Постановление Правительства Российской Федерации от 06.02.2002 № 83 «О проведении регулярных проверок транспортных и иных передвижных средств на соответствие техническим нормативам выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух»

80 Постановление Правительства Российской Федерации от 13.11.2013 № 1013 «О техническом осмотре самоходных машин и других видов техники, зарегистрированных органами, осуществляющими государственный надзор за их техническим состоянием»

81 ГОСТ 17.2.2.02-98 Охрана природы. Атмосфера. Нормы и методы определения дымности отработавших газов дизелей, тракторов и самоходных сельскохозяйственных машин

82 ГОСТ Р 50953-2008 Выбросы вредных веществ и дымность отработавших газов магистральных и маневровых тепловозов. Нормы и методы определения

83 Приказ Минприроды России от 8 июля 2009 г. № 205 «Об утверждении Порядка ведения собственниками водных объектов и водопользователями учета объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов и объема сброса сточных вод и (или) дренажных вод, их качества»

84 РД 153-34.1-21.325-98, СО от 30.06.1998 № 34.21.325-98 «Методические указания по контролю за режимом подземных вод на строящихся и эксплуатируемых тепловых электростанциях», утвержденные РАО ЕЭС России 30.06.1998

85 Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

86 Государственный реестр средств измерений [Электронный ресурс]: gost.e-ecolog.ru

87 Приказ Росстандарта от 07.11.2013 года № 1304 «Об утверждении Перечня типов средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в области обеспечения единства измерений федеральными бюджетными учреждениями – государственными региональными центрами стандартизации, метрологии и испытаний, находящимися в ведении Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и осуществляющими поверку средств измерений по регулируемым ценам»

88 Федеральный закон от 28.12.2013 № 412-ФЗ «Об аккредитации в национальной системе аккредитации»

89 Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

90 ГОСТ ISO/IEC 17000-2012. Межгосударственный стандарт. Оценка соответствия. Словарь и общие принципы» (введен в действие Приказом Росстандарта от 25.01.2012 № 1962-ст

91 Основные положения (Концепция) технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г.

92 Проект Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2020 (2030) гг.

93 Водный кодекс Российской Федерации от 6 июля 2006 г. № 74-ФЗ

94 Приказ Минприроды России от 06.02.2008 № 30 «Об утверждении форм и порядка представления сведений, полученных в результате наблюдений за водными объектами, заинтересованными федеральными органами исполнительной власти, собственниками водных объектов и водопользователями»

95 Приказ Минприроды России от 17 декабря 2007 года № 333 «Об утверждении Методики разработки нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей (с изменениями на 15 ноября 2016 года)

96 МИ 2803-2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Систематический каталог государственного реестра средств измерений

97 Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 10-2015 «Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений, городских округов»

98 Постановление Правительства РФ от 29.07.2013 N 644 (ред. от 26.12.2016) «Об утверждении Правил холодного водоснабжения и водоотведения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу с 04.01.2017)

99 Отбор проб сточных вод осуществляется согласно ПНД Ф 12.15.1-08 Методические указания по отбору проб для анализа сточных вод (Издание 2015 г)

100 Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

101 ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений

102 Перспективные технологии удаления, складирования и использования золошлаков ТЭС. Вишня Б.Л., Уфимцев В.М., Капустин Ф.Л. Екатеринбург: ГОУ ВПО «УГТУ-УПИ», 2006.

gost.e-ecolog.ru