МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

(МИНСТРОЙ РОССИИ)

ПРИКАЗ

от "16" декабря 2016 г. № 949/пр

Москва

Об утверждении свода правил «Установки теплогенераторные мощностью до 360 кВт, интегрированные в здания. Правила проектирования и устройства»

В соответствии с Правилами разработки, утверждения, опубликования, изменения и отмены сводов правил, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 июля 2016 г. № 624, подпунктом 5.2.9 пункта 5 Положения о Министерстве строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. № 1038, пунктом 199 Плана разработки и утверждения сводов правил и актуализации ранее утвержденных сводов правил, строительных норм и правил на 2015 г. и плановый период до 2017 г., утвержденного приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 30 июня 2015 г. № 470/пр с изменениями, внесенными приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 14 сентября 2015 г. № 659/пр, **п р и к а з ы в а ю:**

1. Утвердить и ввести в действие через 6 месяцев со дня издания настоящего приказа прилагаемый свод правил «Установки теплогенераторные мощностью до 360 кВт, интегрированные в здания. Правила проектирования и устройства».

2. Департаменту градостроительной деятельности и архитектуры в течение 15 дней со дня издания приказа направить утвержденный свод правил «Установки теплогенераторные мощностью до 360 кВт, интегрированные

gost.e-ecolog.ru

в здания. Правила проектирования и устройства» на регистрацию в национальный орган Российской Федерации по стандартизации.

3. Департаменту градостроительной деятельности и архитектуры обеспечить опубликование на официальном сайте Минстроя России в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» текста утвержденного свода правил «Установки теплогенераторные мощностью до 360 кВт, интегрированные в здания. Правила проектирования и устройства» в электронно-цифровой форме в течение 10 дней со дня регистрации свода правил национальным органом Российской Федерации по стандартизации.

4. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя Министра строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации Х.Д. Мавлиярова.

И.о. Министра Е.О. Сиэрра

УТВЕРЖДЕН
приказом Министерства строительства и
жилищно-коммунального хозяйства
Российской Федерации
от « 16 » декабря 2016 г. № 949/пр

УСТАНОВКИ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРНЫЕ МОЩНОСТЬЮ ДО 360 КВТ, ИНТЕГРИРОВАННЫЕ В ЗДАНИЯ. ПРАВИЛА ПРЕОКТИРВОАНИЯ И УСТРОЙСТВА

Издание официальное

Москва 2016

МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА
И ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СВОД ПРАВИЛ СП 281.1325800.2016

УСТАНОВКИ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРНЫЕ МОЩНОСТЬЮ ДО 360 кВт, ИНТЕГРИРОВАННЫЕ В ЗДАНИЯ. Правила проектирования и устройства

Издание официальное

Москва 2016

Предисловие

Сведения о своде правил

1 ИСПОЛНИТЕЛЬ – Общество с ограниченной ответственностью ООО «СанТехПроект»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 465 «Строительство»

3 ПОДГОТОВЛЕН к утверждению Департаментом градостроительной деятельности и архитектуры Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (Минстрой России)

4 УТВЕРЖДЕН Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 16 декабря 2016 г. № 949/пр и введен в действие с 17 июня 2017 г.

5 ЗАРЕГИСТРИРОВАН Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт)

6 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего свода правил соответствующее уведомление будет опубликовано в установленном порядке. Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования – на официальном сайте разработчика (Минстрой России) в сети Интернет

© Минстрой России, 2016

Настоящий нормативный документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания на территории Российской Федерации без разрешения Минстроя России

Содержание

1 Область применения.....
2 Нормативные ссылки.....
3 Термины и определения.....
4 Общие положения.....
5 Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям теплогенераторных.....
6 Требования к основному и вспомогательному оборудованию теплогенераторных.....
7 Требования к организации водно-химического режима.....
8 Требования к организации топливоснабжения.....
9 Трубопроводы и арматура.....
10 Тепловая изоляция.....
11 Системы воздухоподачи и удаления продуктов сгорания.....
12 Автоматизация, контроль и сигнализация.....
13 Электроснабжение и электрооборудование.....
14 Отопление и вентиляция.....
15 Водопровод и канализация.....
16 Дополнительные требования к строительству в особых природных условиях.....
17 Охрана окружающей среды.....
18 Энергетическая эффективность.....
19 Требования по обеспечению надежности и ремонтопригодности оборудования теплогенераторных.....
20 Монтаж, наладка, техническое обслуживание.....
Приложение А (рекомендуемое) Рекомендации по расчету тепловых нагрузок для теплогенераторных.....
Библиография.....

Введение

Настоящий свод правил разработан с учетом требований Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», Постановления Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870 «Технический регламент о безопасности сетей газораспределения и газопотребления», Федерального закона от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении, о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Свод правил разработан впервые и содержит правила проектирования, строительства и эксплуатации автономных теплогенераторных теплопроизодительностью до 360 кВт, получающих все большее распространение, особенно в малых городских и сельских населенных пунктах, как для жилой, так и для социальной и производственной сфер.

Настоящий свод правил разработан ООО «СанТехПроект» (канд. техн. наук *А.Я. Шарипов*, инж. *А.С. Богаченкова*, инж. *И.Д. Монастыренко*, инж. *Н.А. Александрович*), ФГБОУ ВПО «МГСУ» (д-р техн. наук, проф. *П.А. Хаванов*, канд. техн. наук *В.А. Жила*), ПКБ ООО «Теплоэнергетика» (канд. техн. наук *Е.Л. Палей*).

СВОД ПРАВИЛ

УСТАНОВКИ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРНЫЕ МОЩНОСТЬЮ ДО 360 кВт, ИНТЕГРИРОВАННЫЕ В ЗДАНИЯ. Правила проектирования и устройства

Boiler rooms integrated in building by general power to 360 kW. Rules of planning and device

Дата введения – 2017-06-17

1 Область применения

1.1 Настоящий свод правил устанавливает общие правила проектирования, строительства и эксплуатации автономных теплогенераторных общей мощностью до 360 кВт для малых городских и сельских населенных пунктов, как для жилой, так и для социальной и производственной сфер.

1.2 Настоящий свод правил не распространяется на проектирование теплогенераторных с электродными котлами, котлами-утилизаторами, другими специализированными видами теплогенераторов для технологических целей.

2 Нормативные ссылки

В настоящем своде правил использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 8.586.1–2005 (ИСО 5167–1:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 4543–71 Прокат из легированной конструкционный стали. Технические условия

Издание официальное

ГОСТ 9544–2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 10704–91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент

ГОСТ 10705–80 Трубы стальные электросварные. Технические условия

ГОСТ 20295–85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 21204–97 Горелки газовые промышленные. Общие технические требования

ГОСТ 30735–2001 Котлы отопительные водогрейные теплопроизводительностью от 0,1 до 4,0 МВт

ГОСТ Р 54961–2012 Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация

ГОСТ Р 56288–2014 Конструкции оконные со стеклопакетами легкосбрасываемые для зданий. Технические условия.

СП 4.13130.2013 Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям

СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с изменением № 1)

СП 7.13130.2013 Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности

СП 9.13130.2009 Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации

СП 10.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Внутренний противопожарный водопровод. Требования пожарной безопасности (с изменением № 1)

СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с изменением № 1)

СП 30.13330.2012 «СНиП 2.04.01-85* Внутренний водопровод и канализация зданий»

СП 33.13330.2012 «СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов»

СП 44.13330.2011 «СНиП 2.09.04-87* Административные и бытовые здания»

СП 51.13330.2011 «СНиП 23-03-2003 Защита от шума»

СП 52.13330.2011 «СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение»

СП 54.13330.2011 «СНиП 31-01-2003 Здания жилые многоквартирные»

СП 56.13330.2011 «СНиП 31-03-2001 Производственные здания»

СП 60.13330.2012 «СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха»

СП 61.13330.2012 «СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»

СП 62.13330.2011 «СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы» (с изменением № 1)

СП 68.13330.2011 «СНиП 3.01.04-87 Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»

СП 131.13330.2012 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология» (с изменением № 2)

СанПиН 2.1.4.1074–01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества

СанПиН 2.1.4.2496–09 Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения

СанПиН 2.1.4.2580–10 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества

СанПиН 2.1.4.2652–10 Гигиенические требования безопасности материалов, реагентов, оборудования, используемых для водоочистки и водоподготовки

СанПиН 2.1.6.1032–01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест

Примечание — При пользовании настоящим сводом правил целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный документ, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого документа с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего свода правил в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку. Сведения о действии сводов правил целесообразно проверить в Федеральном информационном фонде стандартов.

3 Термины и определения

В настоящем своде правил применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **теплогенератор:** Устройство, предназначенное для выработки тепловой энергии за счет сжигания органического топлива.

3.2 **теплогенераторная:** Помещение с размещенным в нем теплогенератором и вспомогательным оборудованием.

3.3 **встроенная теплогенераторная:** Помещение, размещенное в пределах одноэтажной части здания по всей его высоте, длине и ширине или части высоты, длины и ширины, выделенное ограждающими конструкциями.

3.4 **крышная теплогенераторная:** Теплогенераторная, располагаемая (размещаемая) непосредственно на покрытии здания или на специально устроенном основании над покрытием.

3.5 **пристроенная теплогенераторная:** Теплогенераторная, размещаемая с примыканием к основному зданию.

3.6 **воздуховод:** Канал или трубопровод прямоугольного или круглого сечения, служащий для подачи к теплогенератору воздуха для горения, забираемого снаружи здания.

3.7 **теплопроизводительность:** Количество теплоты, передаваемое теплоносителю в единицу времени.

3.8 **тепловая мощность:** Количество теплоты, образующееся в единицу времени в результате сжигания природного топлива.

4 Общие положения

4.1 Проект теплогенераторной общей производительностью до 360 кВт допускается разрабатывать как самостоятельный объект капитального строительства, так и в составе проектной документации основного здания, в соответствии с требованиями [6].

4.2 Проектирование теплогенераторной следует осуществлять в соответствии с технико-экономическими обоснованиями и исходно-разрешительными документами в соответствии с требованиями [1], разработанными и согласованными в установленном порядке.

4.3 Вид топлива, на котором работает теплогенераторная, и способ его доставки должен оформлять заказчик в установленном порядке в виде получения технических условий на присоединение к сетям инженерно-технического обеспечения в соответствии с [7].

4.4 По условиям размещения теплогенераторные подразделяют на

встроенные, пристроенные и крышные. Выбор размещения определяется заданием на проектирование.

4.5 По назначению теплогенераторные подразделяют:

на отопительные – для обеспечения тепловой энергией систем отопления, вентиляции, кондиционирования, горячего водоснабжения;

отопительно-производственные – для обеспечения тепловой энергией систем отопления, вентиляции, кондиционирования, горячего водоснабжения и технологического теплоснабжения;

производственные – для обеспечения тепловой энергией систем технологического теплоснабжения.

4.6 Теплогенераторные по надежности отпуска тепловой энергии потребителям подразделяют на теплогенераторные первой и второй категорий. К первой категории относятся теплогенераторные являющиеся единственным источником тепловой энергии для потребителей первой категории, не имеющих подключений к резервным источникам тепловой энергии. Для таких теплогенераторных допускается установка электрических резервных источников для собственных нужд. Ко второй категории – остальные теплогенераторные. Категория потребителей устанавливается в задании на проектирование.

4.7 Для теплогенераторных следует предусматривать возможность управления и эксплуатации оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала.

4.8 Расчетная теплопроизводительность теплогенераторных определяется заданием на проектирование как сумма:

- расчетных часовых расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию, кондиционирование (максимальные тепловые нагрузки) и средних часовых расходов на горячее водоснабжение;

- расчетных нагрузок на технологические нужды (при наличии);

- при определении расчетной производительности теплогенераторной должны учитываться (при необходимости) расходы тепловой энергии на собственные нужды.

4.9 Максимальные тепловые нагрузки на отопление Q_{omax}, вентиляцию и кондиционирование Q_{vmax} и средние тепловые нагрузки на горячее водоснабжение Q_{hm} жилого, общественного и производственного зданий или группы зданий, обеспечиваемых тепловой энергией от одной теплогенераторной, следует принимать по соответствующим разделам проектной документации.

Значения тепловых нагрузок на технологические цели следует

определять по данным генеральной проектной организации.

При отсутствии проектной документации расчет тепловых нагрузок для теплогенераторных следует проводить в соответствии с приложением А.

4.10 Тепловые нагрузки для расчета и выбора оборудования теплогенераторной следует определять для обеспечения устойчивой работы при трех режимах:

- максимального – при температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку;

- среднего – при средней температуре наружного воздуха холодного месяца;

- минимального, летнего – при минимальной нагрузке горячего водоснабжения.

4.11 При отсутствии проектной документации на объекты потребления тепловой энергии для расчета производительности теплогенераторной и выбора оборудования ориентировочные нагрузки рекомендуется принять по приложению А.

4.12 Мероприятия по технологической пожарной безопасности, предусматриваемые при проектировании, должны отвечать требованиям, приведенным в [5].

4.13 Здания, помещения теплогенераторных должны соответствовать требованиям СП 4.13130, а также противопожарным требованиям, нормам и правилам тех зданий и сооружений, для теплоснабжения которых они предназначены.

Категорию взрывопожарной опасности здания или помещения теплогенераторной определяют в соответствии с СП 12.13130.

4.14 Системы и средства пожаротушения теплогенераторной необходимо выполнять в соответствии с требованиями СП 5.13130, СП 9.13130, СП 10.13130.

5 Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям теплогенераторных

5.1 При проектировании зданий теплогенераторных следует руководствоваться требованиями настоящего свода правил, а также сводами правил на проектирование тех зданий и сооружений, для которых они предназначены по СП 44.13330, СП 54.13330, СП 56.13330.

5.2 Ограждающие конструктивные материалы для теплогенераторной, подлежащие обязательной сертификации, должны иметь техническое свидетельство органа исполнительной власти, осуществляющего надзор в

этой области и сертификат пожарной безопасности.

5.3 Внешний вид, материалы и цвет наружных ограждающих конструкций теплогенераторной должны соответствовать архитектурному облику здания и сооружения, частью которого она является.

5.4 Встроенные и пристроенные теплогенераторные следует проектировать с применением теплогенераторов, работающих на газообразном, жидком и твердом топливе, крышные теплогенераторные – на газообразном топливе.

5.5 Для теплоснабжения производственных и складских зданий допускается использование пристроенных, встроенных и крышных теплогенераторных. При этом до ближайшего окна, расположенного на стене, к которой пристраивается теплогенераторная, расстояние от стены теплогенераторной по горизонтали должно быть не менее 4 м, а расстояние от перекрытия теплогенераторной до ближайшего окна по вертикали – не менее 8 м.

Размещение теплогенераторных, встроенных в производственные здания, определяют нормами проектирования производственных зданий и требованиями пожарной безопасности производственных зданий.

5.6 Встроенные теплогенераторные допускается проектировать для зданий функциональной пожарной опасности Ф2 (кроме Ф2.1 и Ф2.2); Ф3 (кроме Ф3.1, Ф3.2); Ф4 (кроме Ф4.1, Ф4.2); Ф5 (кроме зданий категорий А, Б и В по взрывопожарной и пожарной опасности).

Размещение встроенных теплогенераторных под помещениями общественного назначения (фойе и зрительными залами, торговыми помещениями магазинов, классами и аудиториями учебных заведений, залами столовых, ресторанов, раздевальными и мыльными бань, душевыми и т.п.) и под складами горючих материалов не допускается.

Встроенные теплогенераторные, в том числе в блочном исполнении, следует выделять противопожарными стенами 2-го типа и перекрытиями 3-го типа.

5.7 Пристроенные теплогенераторные допускается проектировать для зданий функциональной пожарной опасности Ф1 (кроме Ф1.1 и Ф1.2); Ф2 (кроме Ф2.1 и Ф2.2); Ф3; Ф4 (кроме Ф4.1, Ф4.2); Ф5.2 (кроме складов категорий А, Б и В по взрывопожарной и пожарной опасности, за исключением складов топлива для теплогенераторных и зданий автостоянок).

Здания пристроенных теплогенераторных, в том числе в блочном исполнении, следует выполнять не ниже степени огнестойкости III класса

конструктивной пожарной опасности не ниже С1.

Стена здания, к которой пристраивается теплогенераторная, должна отвечать требованиям, предъявляемым к противопожарной стене 2-го типа, а перекрытие теплогенераторной должно выполняться из негорючих материалов.

5.8 Крышные теплогенераторные допускается проектировать для зданий функциональной пожарной опасности Ф1 (кроме Ф1.1 и Ф1.2); Ф2 (кроме Ф2.1 и Ф2.2); Ф3; Ф4 (кроме Ф4.1, Ф4.2); Ф5 (кроме категорий А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности).

5.9 Крышные теплогенераторные, в том числе в блочном исполнении, должны иметь степень огнестойкости, соответствующую обслуживаемому зданию, но не ниже III, и относиться к классу конструктивной пожарной опасности С0.

5.10 Не допускается размещение крышных теплогенераторных непосредственно на перекрытиях жилых помещений, а также смежными с жилыми помещениями (перекрытие жилого помещения не может служить основанием пола теплогенераторной).

5.11 Не допускается размещение крышных теплогенераторных над производственными помещениями категории А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности.

5.12 Не допускается устройство крышных, встроенных и пристроенных теплогенераторных к складам сгораемых материалов, легковоспламеняющихся горючих жидкостей, а также несгораемых материалов в сгораемой упаковке.

5.13 Для теплоснабжения жилых зданий допускается устройство пристроенных и крышных теплогенераторных. Допускается устройство крышных теплогенераторных в мансардной или чердачной части здания. При этом теплогенераторная должна иметь собственные ограждающие конструкции. Крышные теплогенераторные должны отделяться от смежных помещений и чердака противопожарными стенами 2-го типа или противопожарными перегородками 1-го типа, противопожарными перекрытиями 3-го типа.

Смежные помещения могут примыкать к крышной теплогенераторной не более чем с двух сторон.

5.14 Не допускается размещение пристроенной теплогенераторной со стороны входных подъездов. На стене, со стороны которой пристраивают теплогенераторную, расстояние от ближайшего окна жилого помещения до стены теплогенераторной по горизонтали должно быть не менее 4 м, а

расстояние от перекрытия теплогенераторной до ближайшего окна по вертикали – не менее 8 м.

5.15 Для теплоснабжения общественных, административных и бытовых зданий допускается проектирование встроенных, пристроенных и крышных теплогенераторных.

5.16 Встроенные и крышные теплогенераторные не допускается размещать смежно, под и над помещениями с одновременным пребыванием в них более 50 человек.

5.17 Не допускается проектирование встроенных, пристроенных и крышных теплогенераторных, расположенных непосредственно на перекрытии или смежно со следующими помещениями:

- групповыми, раздевальными, спальными, туалетными, буфетными, залами для музыкальных и гимнастических занятий, прогулочными верандами, помещениями бассейнов для обучения детей плаванию детских дошкольный учреждений;

- классными помещениями, учебными кабинетами и мастерскими, лабораториями, кружковыми помещениями, актовыми, культурно-массовыми и спортивно-оздоровительными залами, обеденными залами столовых, спальными комнатами и спальными корпусами школ-интернатов, школ, внешкольных учебных заведений, средних специальных учебных заведений, профессионально-технических училищ, колледжей;

- спальными (жилыми) помещениями, помещениями культурно-массового назначения специализированных домов престарелых и инвалидов (не квартирных);

- палатами для больных и лечебными кабинетами больниц;

- жилыми комнатами, культурно-массовыми и спортивно-оздоровительными помещениями, обеденными залами ресторанов, буфетов, кафе и столовых гостиниц и общежитий;

- учебными кабинетами, лабораториями, культурно-массовыми и оздоровительными помещениями, обеденными залами столовых, буфетов и кафе.

5.18 Не допускается размещать встроенные теплогенераторные над и под помещениями с массовым пребыванием людей (фойе и зрительными залами, торговыми помещениями магазинов, залами столовых ресторанов, кафе, раздевальными помещениями бань, и др.).

5.19 Допускается строительство теплогенераторных с каскадным размещением теплогенераторв в блочно-модульном исполнении.

5.20 Выходы из встроенных и пристроенных теплогенераторных

необходимо предусматривать непосредственно наружу или через лестничную клетку основного здания.

Из встроенных теплогенераторных допускается предусматривать один эвакуационный выход (без устройства второго), в том числе через коридор или лестничную клетку, если расстояние от наиболее удаленного рабочего места до выхода наружу или лестничную клетку не превышает 25 м.

Для крышных теплогенераторных следует предусматривать:

- выход из теплогенераторной непосредственно на кровлю;
- выход на кровлю из основного здания по маршевой лестнице;
- дорожку с твердым покрытием шириной не менее 1 м для движения ручной грузовой тележки от выхода на кровлю до входа в теплогенераторную;
- ходовые мостики шириной 1 м, с перилами высотой 1,5 м от выхода на кровлю до теплогенераторной и по периметру теплогенераторной при уклоне кровли более 10 %.

5.21 В помещениях теплогенераторных, в которых находятся теплогенераторы, следует предусматривать легкосбрасываемые ограждающие конструкции (ЛСК), площадь которых определяется расчетом. В качестве ЛСК следует использовать оконные проемы с оконными конструкциями по ГОСТ Р 56288. При этом оконные проемы должны иметь наружное ограждение для предотвращения разброса осколков стекла.

5.22 Пол встроенной и крышной теплогенераторной должен иметь гидроизоляцию, рассчитанную на высоту залива водой до 100 мм. Пол пристроенной и отдельно стоящей теплогенераторной должен быть выше планировочной отметки земли не менее чем на 150 мм.

5.23 Несущие конструкции основного здания должны быть рассчитаны на воздействие статических и динамических нагрузок здания теплогенераторной, оборудования и трубопроводов, заполненных водой.

5.24 Встроенная теплогенераторная должна быть выделена противопожарными стенами 2-го типа или противопожарными перегородками 1-го типа.

5.25 К пристроенным теплогенераторным следует предусматривать проезды с твердым покрытием и площадки для разворота механизмов для сборки и разборки оборудования или блока.

5.26 Внутренние поверхности стен встроенных, пристроенных и крышных теплогенераторных должны быть окрашены влагостойкими красками, допускающими легкую очистку.

5.27 Размещение теплогенераторов и вспомогательного оборудования в

теплогенераторной (расстояние между теплогенераторами и строительными конструкциями, размеры проходов), а также устройство площадок и лестниц для обслуживания оборудования необходимо предусматривать в соответствии с паспортами и инструкциями по эксплуатации теплогенераторов и вспомогательного оборудования и должно обеспечивать свободный доступ при техническом обслуживании и демонтаже.

5.28 Допускается проектирование теплогенераторных с каскадным размещением теплогенераторов в блочно-модульном исполнении.

5.29 Для монтажа оборудования следует использовать двери и окна помещения теплогенераторной. Если габариты оборудования превышают размеры дверей, необходимо предусматривать монтажные проемы или ворота в стенах, при этом размеры монтажного проема и ворот должны быть на 0,2 м больше габарита наиболее крупного оборудования или блока трубопроводов.

5.30 Для встроенных и крышных теплогенераторных следует предусматривать технологическое оборудование, статические и динамические нагрузки которого позволяют устанавливать его без фундаментов.

При этом крышная теплогенераторнная должна быть изолирована от основного здания полом «плавающего» типа.

Строительные, технологические решения встроенных и крышных теплогенераторных должны обеспечивать уровни вибраций и структурных шумов, не превышающие значений, приведенных [9], [10], что должно быть проверено акустическими расчетами.

5.31 В теплогенераторной с постоянным присутствием обслуживающего персонала следует предусматривать санузел с умывальником, шкаф для хранения одежды, место для приема пищи.

В теплогенераторной без постоянного присутствия обслуживающего персонала следует предусматривать санузел с умывальником.

5.32 Высоту помещения теплогенераторной следует определять условиями обеспечения свободного доступа к выступающим частям эксплуатируемого оборудования. Расстояние по вертикали от верха обслуживаемого оборудования до низа выступающих строительных конструкций (в свету) должно быть не менее 1 м. При этом минимальная высота помещения теплогенераторной от отметки чистого пола до низа выступающих конструкций перекрытия (в свету) должна быть не менее 2,5 м.

6 Требования к основному и вспомогательному оборудованию теплогенераторных

6.1 Для теплогенераторных могут использоваться:

- теплогенераторы с температурой нагрева воды до 120 °С по ГОСТ 30735;

- теплогенераторы для выработки пара с давлением до 0,1 МПа, удовлетворяющие условию:

$(t_{\text{нп}} - 100) \cdot V \leq 100$ для каждого теплогенератора,

где $t_{\text{нп}}$ – температура насыщенного пара при рабочем давлении, °С,

V – водяной объем теплогенератора, м^3.

6.2 В теплогенераторных следует использовать теплогенераторы полной заводской готовности в комплекте с блочными горелочными устройствами, со встроенной автоматикой управления, приборами контроля, устройствами обеспечения безопасности.

6.3 В теплогенераторных следует использовать горелочные устройства с наименьшей эмиссией вредных выбросов (LAW_{NOx}) и минимальными шумовыми характеристиками.

6.4 Технические характеристики теплогенераторов (теплопроизводительность, КПД, аэродинамические и гидравлические сопротивления, эмиссия вредных выбросов, шумовые характеристики, нагрузочный вес и т.д.) должны приниматься по данным завода (фирмы) - изготовителя. Оборудование, не имеющее указанных данных, применять не следует.

6.5 Комплектуемое оборудование и материалы теплогенероторных должны иметь сертификаты соответствия требованиям норм и стандартов Российской Федерации, а в необходимых случаях, и разрешение Росстандарта на применение.

6.6 Все основное и вспомогательное оборудование, запорная и регулирующая арматура, приборы и средства контроля и регулирования импортной поставки должны иметь на русском языке: технический паспорт, инструкции по монтажу и эксплуатации, гарантийные обязательства, адреса сервисных служб.

6.7 Количество и единичную теплопроизводительность устанавливаемых теплогенераторов следует выбирать по расчетной производительности в соответствии с 4.8, проверяя устойчивость работы при трех режимах в соответствии с 4.10, при этом в случае выхода из строя наибольшего по производительности теплогнератора оставшиеся должны обеспечить отпуск тепла:

- на технологическое теплоснабжение системы вентиляции – в количестве, определяемом минимально допустимыми нагрузками (независимо от температуры наружного воздуха);

- отопление, вентиляцию – в количестве, определяемом режимом наиболее холодного месяца.

Допускается установка дополнительного теплогенератора, обеспечивающего нагрузку горячего водоснабжения в летнем режиме.

6.8 Для обеспечения удобства монтажа и ремонта встроенных и крышных теплогенераторных рекомендуется использовать малогабаритные теплогенераторы и блоки оборудования. Конструктивное исполнение теплогенераторов должно обеспечивать удобство обслуживания и быстрого ремонта отдельных узлов и деталей.

Для крышных теплогенераторных следует использовать основное и вспомогательное оборудование, которое может разбираться на малогабаритные узлы и блоки, транспортироваться и подниматься без использования большегрузных подъемных механизмов.

6.9 В теплогенераторных рекомендуется использовать независимую схему присоединения потребителей тепловой энергии. При зависимом присоединении потребителей рекомендуется использование гидравлического разделителя, в том числе и гидравлически независимую схему с установкой разделителя.

6.10 Производительность проточных водоподогревателей для систем отопления, вентиляции и кондиционирования следует определять по максимальным расходам теплоты на отопление, вентиляцию и кондиционирование. Количество проточных подогревателей должно быть не менее двух. При этом при выходе из строя одного из них оставшиеся должны обеспечить отпуск теплоты в режиме самого холодного месяца. Для систем отопления, вентиляции, кондиционирования, не допускающих перерывов в подаче теплоты, следует предусматривать установку резервного подогревателя.

6.11 Производительность проточных водоподогревателей для систем горячего водоснабжения следует определять по максимальному расходу теплоты на горячее водоснабжение. Количество проточных подогревателей должно быть не менее двух. При этом каждый из них должен быть рассчитан на отпуск теплоты на горячее водоснабжение в режиме среднего расхода теплоты.

6.12 Для систем горячего водоснабжения допускается применение емкостных водоподогревателей с использованием их в качестве баков-

аккумуляторов горячей воды.

Количество емкостных подогревателей не регламентируется.

6.13 Производительность проточных подогревателей для технологических установок следует определять по максимальному расходу теплоты на технологические нужды с учетом коэффициента одновременности потребления теплоты различными технологическими потребителями. Количество подогревателей должно быть не менее двух. При этом при выходе из строя одного из них оставшиеся должны обеспечить отпуск теплоты технологическим потребителям, не допускающим перерывов в подаче теплоты.

В теплогенераторных следует применять водо-водяные горизонтальные секционные кожухотрубные или пластинчатые подогреватели.

6.14 В теплогенераторных следует устанавливать следующие группы насосов:

- при независимой (двухконтурной) схеме:

сетевые насосы первичного контура для подачи воды от теплогенераторов к подогревателям отопления, вентиляции и горячего водоснабжения,

сетевые насосы систем отопления (насосы вторичных контуров),

сетевые (циркуляционные) насосы систем горячего водоснабжения;

- при зависимой (одноконтурной) схеме:

сетевые насосы систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения,

рециркуляционные насосы горячего водоснабжения.

6.15 При выборе насосов, указанных в 6.14 следует принимать:

- подачу насосов первичного контура G_{do}, м^3/ч, вычисляемую по формуле

$$G_{do} = \frac{3{,}6(Q_{omax}+Q_{hmax}+Q_{vmax})}{(\tau_1-\tau_2)c}\,10^{-3}, \qquad (6.1)$$

где Q_{omax} – максимальный расход теплоты на отопление при t_o, Вт;

Q_{vmax} – максимальный расход теплоты на вентиляцию при t_o, Вт;

Q_{hmax} – максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение в сутки наибольшего водопотребления в отопительный период, Вт;

τ_1 – температура греющей воды на выходе из теплогенераторов, °С;

τ_2 – температура обратной воды на входе в теплогенератор, °С;

c – удельная теплоемкость воды, принимаемая в расчетах равной 4,187 кДж/(кг · °С).

Примечание – Напор насосов первичного контура принимается на 20– 30 кПа более суммы потерь давления в трубопроводах от теплогенераторов до подогревателя, в

подогревателе и в теплогенераторе;

- подачу насосов вторичного контура G_o, м^3/ч, вычисляемую по формуле

$$G_o = \frac{3,6\,(Q_{do}+Q_{vmax})}{(t_1-t_2)c}10^{-3}, \quad (6.2)$$

где t_1 – температура воды в подающем трубопроводе системы отопления при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

t_2 – температура воды в обратном трубопроводе системы отопления, °С.

Примечание – Напор насосов вторичного контура на 20–30 кПа более потерь давления в системе отопления;

- подачу сетевых насосов горячего водоснабжения $G_{dh\max}$, м^3/ч, вычисляемую по формуле

$$G_{dh\max} = \frac{306\,Q_{h\max}}{(\tau_1-\tau_2)c}10^{-3}. \quad (6.3)$$

Примечание – Напор сетевых насосов горячего водоснабжения принимается на 20–30 кПа более суммы потерь давления в трубопроводах от теплогенераторов до подогревателя горячего водоснабжения, в подогревателе и в теплогенераторе;

- подачу циркуляционных насосов горячего водоснабжения (в размере 10% расчетного расхода воды на горячее водоснабжение) $G_{zb\max}$, м^3/ч, вычисляемую по формуле

$$G_{zb} = 0,1G_{dh\max}, \quad (6.4)$$

где $G_{dh\max}$ – максимальный часовой расход воды на горячее водоснабжение, вычисляемый по формуле

$$G_{dh\max} = \frac{3,6\,Q_{h\max}}{(t_{h1}-t_{h2})c}10^{-3}, \quad (6.5)$$

где t_{h1} – температура горячей воды, °С;

t_{h2} – температура холодной воды, °С.

6.16 При выборе насосов, устанавливаемых в теплогенераторных должен быть предусмотрен запас 15 %÷20 % по напору, определенному по сумме гидравлических потерь, и не менее значений по 6.15.

6.17 Для компенсации увеличения объема воды в системе при ее нагревании и частичной компенсации утечек в теплогенераторных рекомендуется предусматривать расширительные баки диафрагменного типа:

- для системы отопления и вентиляции;
- системы теплогенераторов (первичного контура);
- системы горячего водоснабжения с объемными баками накопителями.

7 Требования к организации водно-химического режима

7.1 Водно-химический режим работы теплогенераторных должен обеспечивать работу теплогенераторов, теплоиспользующего оборудования и трубопроводов без коррозионных повреждений и отложений накипи и шлама на внутренних поверхностях.

7.2 Технологию обработки воды следует выбирать в зависимости от требований к качеству питательной воды теплогенераторов, воды для систем теплоснабжения и горячего водоснабжения, качества исходной воды и количества и качества отводимых сточных вод в соответствии с СанПиН 2.1.4.2652.

7.3 Качество воды для теплогенераторов должно отвечать требованиям предприятия-изготовителя, а при их отсутствии – требованиям 7.4, 7.6, 7.7.

Качество воды для систем горячего водоснабжения должно отвечать санитарным нормам СанПиН 2.1.4.1074, СанПиН 2.1.4.2496, СанПиН 2.1.4.2580.

7.4 Качество питательной воды паровых теплогенераторов с давлением пара менее 0,1 МПа (1 кгс/см^2) с естественной циркуляцией должно отвечать следующим требованиям:

- жесткость общая ..... ≤ 20 мкг-экв/л;
- содержание растворенного кислорода ..... ≤ 50 мг/л;
- прозрачность по шрифту ..... ≥ 30 см;
- значение pH (при 25 °С) 8,5–10,5;
- содержание соединений железа в пересчете на Fe ..... ≤ 0,3 мг/л.

7.5 В качестве источника водоснабжения для теплогенераторных следует использовать хозяйственно-питьевой водопровод.

7.6 В теплогенераторных с водогрейными теплогенераторами при закрытых системах теплоснабжения и отсутствии тепловых сетей допускается не предусматривать установку водоподготовки, если обеспечивается первоначальное и аварийное заполнение систем отопления и контуров циркуляции котлов химически обработанной водой или конденсатом, а также, если используемая вода отвечает требованиям предприятия-изготовителя.

7.7 При невозможности первоначального и аварийного заполнения систем отопления и контуров циркуляции котлов химически обработанной водой или конденсатом, для защиты систем теплоснабжения и оборудования от коррозии и отложений накипи рекомендуется дозировать в циркуляционный контур ингибиторы коррозии (комплексоны).

7.8 Магнитную обработку воды для систем горячего водоснабжения следует предусматривать при соблюдении следующих требований:

- жесткость общая исходной воды ..... не более 10 мг-экв/л;
- содержание железа в пересчете на Fe ..... не более 0,3 мг/л;
- содержание кислорода ..... ≥ 3 мг/л;
- сумма значений содержания хлоридов и сульфатов ..... ≥ 50 мг/л.

7.9 Напряженность магнитного поля в рабочем зазоре электромагнитных аппаратов не должна превышать $159 \cdot 10^3$ А/м. В случае применения электромагнитных аппаратов необходимо предусматривать контроль напряженности магнитного поля по силе тока.

7.10 Обработку воды для систем горячего водоснабжения предусматривать не требуется, если исходная вода в теплогенераторной отвечает следующим показателям качества:

- содержание железа в пересчете на Fe, ... $\leq 0,3$ мг/л;
- индекс насыщения карбонатом кальция при 60 °С ..... $J \leq 0,5$;
- карбонатная жесткость ..... $\leq 4,0$ мг-экв/л.

8 Требования к организации топливоснабжения

8.1 Виды топлива для теплогенераторных устанавливают исходя из местных условий топливного баланса региона по согласованию с региональными местными органами власти, уполномоченными регулировать вопросы топливоснабжения.

8.2 Для встроенных и пристроенных теплогенераторных на твердом или жидком топливе следует предусматривать склад топлива, расположенный вне помещения теплогенераторной и отапливаемых зданий, вместимостью, рассчитанной по суточному расходу топлива, определяемому по температуре наиболее холодного месяца, исходя из условий хранения, не менее:

7 суток – для твердого топлива;

5 суток – для жидкого топлива.

Для теплогенераторных первой категории количество резервуаров жидкого топлива должно быть не менее двух. Количество резервуаров жидкого топлива и их единичная вместимость для теплогенераторных второй категории не нормируется.

8.3 Суточный расход топлива теплогенераторной определяют:

- исходя из режима их работы при расчетной тепловой мощности – для паровых теплогенераторов;

- исходя из работы в режиме тепловой нагрузки теплогенераторной при средней температуре самого холодного месяца – для водогрейных

теплогенераторов.

8.4 Склад хранения твердого топлива следует предусматривать крытый неотапливаемый.

8.5 Для жидкого топлива встроенных и пристроенных теплогенераторных при необходимости его подогрева в наружных емкостях применяют теплоноситель этих же теплогенераторных.

8.6 Для встроенных и пристроенных теплогенераторных вместимость расходного бака, устанавливаемого в помещении теплогенераторной, не должна превышать 0,8 м^3.

8.7 Проектирование, строительство и эксплуатация систем газопотребления теплогенераторных должны осуществляться в соответствии с СП 62.13330, СП 4.13130, [8], [12] и настоящим сводом правил.

8.8 Газопотребление теплогенераторных может быть осуществлено от газопроводов природного газа (ПГ), сжиженного природного газа (СПГ) и сжиженного углеводородного газа (СУГ):

- высокого давления категории II при рабочем давлении газа свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа включительно – для ПГ;

- среднего давления категории III при рабочем давлении газа свыше 0,01 МПа до 0,3 МПа включительно – для ПГ;

газопроводов низкого давления категории IV при рабочем давлении газа до 0,01 МПа включительно – для ПГ, СПГ и СУГ,

а также от газопроводов СПГ и СУГ.

8.9 Для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне в системе газоснабжения теплогенераторных необходимо предусматривать отдельно стоящие газорегуляторные пункты (ГРП), шкафные регуляторные пункты (ШРП), шкафные газорегуляторные пункты (ШГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ), располагаемые внутри помещения теплогенераторной.

8.10 В теплогенераторные, пристроенные к производственным зданиям или размещенные на их крышах, разрешается вводить газопровод давлением до 0,3 МПа.

8.11 В теплогенераторные, пристроенные к зданиям общественного, административного и бытового назначения, а также размещенные на крышах указанных зданий, разрешается вводить газопровод низкого давления до 0,01 МПа включительно.

8.12 В теплогенераторные, пристроенные к жилым домам, а также расположенные на их кровлях, разрешается вводить газопровод низкого давления до 0,01 МПа включительно.

8.13 Разрешается установка ШРП (ШГРП) с входным давлением газа до 0,3 МПа на стенах производственных, общественных, административных, бытовых зданий.

ШРП (ШГРП) необходимо устанавливать на минимальном удалении от цокольного ввода газопровода.

Для крышной теплогенераторной жилого здания ШРП (ШГРП) с входным давлением газа 0,3 МПа следует преимущественно размещать на кровле основного здания.

8.14 Для отключения от действующего газопровода теплогенераторов или участков газопроводов с неисправной газовой арматурой, которые эксплуатируются с утечками газа, после отключающей запорной арматуры в теплогенераторной следует предусматривать установку заглушек на время ремонта.

8.15 Внутренние диаметры газопроводов необходимо определять расчетом из условия обеспечения газопотрбления в часы максимального потребления газа.

Диаметр газопровода d, см, вычисляют по формуле

$$d = 36{,}238 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{Q(273+t)}{p_m V}}, \qquad (8.1)$$

где Q – расход газа, м^3/ч, при температуре 20 °С и давлении 0,10132 МПа (760 мм рт. ст.);

t – температура газа, °С;

p_m – среднее давление газа на расчетном участке газопровода, кПа;

v – скорость движения газа, м/с.

8.16 При гидравлическом расчете надземных и внутренних газопроводов следует принимать скорость движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления и 15 м/с – для газопроводов среднего давления.

8.17 Вводы газопроводов следует предусматривать непосредственно в помещения, где установлены теплогенераторы, или в коридоры.

Вводы газопроводов в здания промышленных предприятий и другие здания производственного характера следует предусматривать непосредственно в помещение, где находятся теплогенераторы или в смежное с ним помещение при условии соединения этих помещений открытым проемом. При этом воздухообмен в смежном помещении должен быть не менее трехкратного в час.

Не допускается прокладывать газопроводы в подвалах, лифтовых помещениях, вентиляционных камерах и шахтах, помещениях мусоросборников, трансформаторных подстанций, распределительных устройств, машинных отделениях, складских помещениях, относящихся по взрывной и взрывопожарной опасности к категориям А и Б.

8.18 При газопотреблении теплогенераторных, для которых разрешен ввод газа среднего давления, возможна установка ГРУ с байпасом.

Допускается устройство ГРУ у каждого теплогенератора. В этом случае устройство байпаса ГРУ не требуется.

8.19 В ГРП и ШРП (ШГРП), как правило, следует предусматривать две линии редуцирования газа. Байпас в этом случае не предусматривается.

8.20 При выборе ШРП (ШГРП) должны учитываться параметры природного газа, его температура, влажность и температура точка росы выпадения конденсата при редуцировании.

При повышенной влажности газа и высокой температуре точки росы следует применять ШРП (ШГРП) с отоплением, независимо от наружной температуры, на которую рассчитана эксплуатация оборудования ШРП (ШГРП).

8.21 Подземный подводящий стальной газопровод непосредственно у здания следует оборудовать цокольным вводом с установкой на нем на высоте не более 1,8 м от поверхности земли отключающего устройства с изолирующим фланцем.

Допускается устанавливать отключающее устройство на надземном или подземном (в колодце) газопроводе снаружи здания при удалении его не более 100 м от здания.

8.22 При вводе в теплогенераторную газопровода низкого давления от отдельно стоящего ШРП (ШГРП), оборудованного узлом учета, на нем в помещении источника следует устанавливать по ходу движения среды: запорное устройство с ручным приводом, продувочное устройство с краном для отбора проб газа, газовый фильтр, быстродействующий автоматический запорный клапан, сблокированный с системами загазованности по метану и оксиду углерода, пожарной сигнализацией.

8.23 При размещении ГРУ в помещении теплогенераторной оснащение ввода газопровода в ГРУ следует предусматривать в соответствии с требованием 8.22.

8.24 Подключение к газопроводу, предназначенному для газоснабжения теплогенераторной после отключающего устройства на вводе других потребителей газа, не допускается.

8.25 Необходимость установки отключающего устройства на выходе газопровода из ШРП (ШГРП) и место его установки определяются проектной организацией с учетом особенностей газопотребляющего объекта.

8.26 Крепление газопровода до ввода в помещение теплогенераторных должно быть осуществлено с использованием шумопоглощающих прокладок по металлическим кронштейнам.

8.27 При прокладке газопровода по наружным стенам жилого здания до ввода в пристроенную или крышную теплогенераторную должны предусматриваться технические решения, исключающие возникновение шума от движения газа по трубопроводу.

8.28 Прокладка вертикального участка газопровода до ШРП (ШГРП) на кровле должна осуществляться по наружным стенам здания в середине свободного простенка шириной не менее 1,5 м.

8.29 Прокладка вертикального участка газопровода до ШРП (ШГРП), размещенного на кровле, предпочтительно предусматривать на теневой стороне основного здания. Крепление вертикального стояка должно обеспечивать его устойчивость при воздействии ветровой нагрузки, исключать просадку от воздействия веса, а также обеспечивать возможное температурное удлинение газопровода.

8.30 Для фасадных газопроводов среднего давления для крышных теплогенераторных следует использовать бесшовные трубы из полулегированных сталей 10Г2 по ГОСТ 4543–71, стойких к коррозии от воздействия наружной среды и с антикоррозийным покрытием наружной поверхности.

8.31 В пристроенном ШРП (ШГРП) для теплогенераторной следует предусматривать двухниточную линию редуцирования.

8.32 На кровле здания подходы к ШРП (ШГРП) следует выполнять по тем же условиям, что и для крышной теплогенераторной, с площадкой для обслуживания, покрытой цементной стяжкой толщиной 20 см.

8.33 Для фасадного газопровода в проекте должно быть предусмотрено устройство для безопасного обслуживания и ремонта.

8.34 На ответвлении газопровода к теплогенераторной от магистрального газораспределительного газопровода рекомендуется устанавливать в соответствии с СП 62.13330 запорный клапан (контроллер) по расходу газа, автоматически перекрывающий поступление газа к теплогенераторной при аварийном превышении расхода газа.

8.35 Для коммерческого учета расхода газа, потребляемого теплогенераторной, необходима установка прибора учета газа с корректором

по температуре и давлению. Выбор прибора(ов) следует проводить с учетом режимов работы теплогенераторной и в соответствии с техническими условиями газоснабжающей организации.

8.36 Длину прямолинейного участка газопровода от выхода из регулятора давления в ШРП (ШГРП), ГРУ до начала основного подающего газопровода в теплогенераторную следует определять проектом в соответствии с ГОСТ 8.563.1.

8.37 При выборе производительности регулятора давления, устанавливаемого в ШРП (ШГРП), необходимо учитывать значение минимального фактического входного давления газа на основании данных поставщика газа.

Пропускную способность регулятора следует принимать не менее чем на 10 % больше максимального расчетного расхода газа при минимально возможном значении давления газа в сети перед регулятором.

8.38 В целях предотвращения срабатывания предохранительно-запорного клапана (ПЗК) в ШРП (ШГРП) из-за возможных скачков давления газа, возникающих при аварийной остановке одного и более работающих теплогенераторов или при позиционном регулировании нагрузки теплогенераторов, рекомендуется предусматривать демпфирующие устройства газовой сети в теплогенераторной.

8.39 При расчете параметров настройки предохранительно-сбросного клапана (ПСК) и ПЗК значение максимального рабочего давления, относительно которого ведется расчет, с учетом неравномерности работы регулятора давления, должно быть на 10 % выше.

8.40 В случае установки ПСК в ГРУ в теплогенераторной для обеспечения возможности периодической проверки значения настройки давления в условиях сохранения режима работы теплогенераторной необходимо за отключающим устройством к ПСК предусматривать врезку двух штуцеров с установленными на них запорными устройствами, предназначенными для подключения: одного к магистрали с контрольным агентом, другого для установки манометра.

8.41 Продувочные и сбросные газопроводы, включая газопроводы, отводящие газ от ПСК, устанавливаемые на отдельно стоящих ШРП (ШГРП), следует выводить на высоту, превышающую зону ветрового подпора, а при размещении ШРП (ШГРП) на стене здания или встроенной в здание теплогенераторной сбросной газопровод должен быть выведен выше уровня самой высокой части крыши здания на 1 м.

8.42 Конструкции оголовков от сбросных и продувочных газопроводов

должны обеспечивать выброс газовоздушной смеси и исключать попадание в газопровод атмосферных осадков. В нижнем конце вертикального участка продувочного газопровода следует предусматривать установку пробки.

8.43 Соединения газопроводов следует предусматривать, как правило, на сварке. Разъемные (фланцевые и резьбовые) соединения следует предусматривать в местах установки запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов и устройств электрозащиты.

8.44 Газопроводы в местах прохода через наружные стены зданий следует заключать в футляры.

Пространства между стеной и футляром следует тщательно заделывать на всю толщину пересекаемой конструкции.

Концы футляра следует уплотнять герметиком.

8.45 Расстояние от газопроводов, прокладываемых открыто внутри помещений, до строительных конструкций, технологического оборудования и трубопроводов другого назначения следует принимать из условия обеспечения возможности монтажа, осмотра и ремонта газопроводов и устанавливаемой на них арматуры, при этом газопроводы не должны пересекать вентиляционные решетки, оконные и дверные проемы. В производственных помещениях допускается пересечение световых проемов, заполненных стеклоблоками, а также прокладка газопроводов вдоль переплетов неоткрывающихся окон.

8.46 Информация о расстоянии между газопроводами и инженерными коммуникациями электроснабжения, расположенными внутри помещений, в местах сближения и пересечения приведена в соответствующих нормативных документах.

8.47 Прокладку газопроводов в местах прохода людей следует предусматривать на высоте не менее 2,2 м от пола до низа газопровода, а при наличии тепловой изоляции – до низа изоляции.

8.48 Крепление открыто прокладываемых газопроводов к стенам, колоннам и перекрытиям внутри зданий, каркасам теплогенераторов и других производственных агрегатов следует предусматривать при помощи кронштейнов, хомутов или подвесок и т.п. на расстоянии, обеспечивающем возможность осмотра и ремонта газопровода и установленной на нем арматуры.

Расстояние между опорными креплениями газопроводов следует определять в соответствии с требованиями СП 33.13330.

8.49 Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах. Пространство между

газопроводом и футляром необходимо заделывать пластичным материалом. Конец футляра должен выступать над полом не менее чем на 3 см, а диаметр его следует принимать из условия, чтобы кольцевой зазор между газопроводом и футляром был не менее 5 мм для газопроводов номинальным диаметром до 32 мм и не менее 10 мм – для газопроводов большего диаметра.

8.50 На газопроводах следует предусматривать продувочные трубопроводы от наиболее удаленных от места ввода участков газопровода, а также от отводов к каждому теплогенератору перед последним по ходу газа отключающим устройством.

Допускается объединение продувочных трубопроводов от газопровода с одинаковым давлением газа, за исключением продувочных газопроводов для газа, имеющих плотность более плотности воздуха.

Диаметр продувочного трубопровода следует принимать не менее 20 мм. После отключающего устройства на продувочном трубопроводе следует предусматривать штуцер с краном для отбора пробы, если для этого не может быть использован штуцер для присоединения запальника.

8.51 Для строительства систем газопотребления следует применять стальные прямошовные и спиральношовные сварные и бесшовные трубы, изготовленные из хорошо сваривающейся стали, содержащей не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора.

Толщину стенок труб следует определять расчетом в соответствии с требованиями СП 33.13330 и принимать ее ближайшей большей по стандартам или техническим условиям на трубы, допускаемые настоящим сводом правил к применению.

8.52 Стальные трубы для строительства наружных и внутренних газопроводов следует предусматривать в соответствии с требованиями СП 62.13330.

8.53 Требования к конструкциям и классу герметичности арматуры, предназначенной для газовой среды, следует принимать в соответствии с СП 62.13330. Герметичность затворов должна соответствовать классу 1 по ГОСТ 9544.

Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры по требованиям взрывобезопасности следует принимать в соответствии с [14].

Краны и поворотные затворы должны иметь ограничители поворота и указатели положения «открыто – закрыто», а задвижки с невыдвижным шпинделем – указатели степени открытия.

8.54 Трубопроводы жидкого топлива

8.54.1 Подача жидкого топлива топливными насосами от склада топлива до расходной емкости в котельной должна предусматриваться по одной магистрали.

Подача теплоносителя к установкам для топливоснабжения теплогенераторной предусматривается по одному трубопроводу в соответствии с количеством магистралей подачи топлива к расходному складу топлива теплогенераторной.

Для теплогенераторных, работающих на легком нефтяном топливе, на топливопроводах следует предусматривать:

- отключающие устройства с изолирующим фланцем и быстродействующим запорным клапаном с электроприводом на вводе топлива в теплогенераторную;
- запорную арматуру на отводе к каждому теплогенератору или горелке;
- запорную арматуру на отводе к сливной магистрали.

8.54.2 Прокладку топливопроводов следует предусматривать надземной. Допускается подземная прокладка в непроходных каналах со съемными перекрытиями с минимальным заглублением каналов без засыпки. В местах примыкания каналов к наружной стене здания каналы должны быть засыпаны или иметь несгораемые диафрагмы.

Топливопроводы следует прокладывать с уклоном не менее 0,003 %. Прокладка топливопроводов непосредственно через газоходы, воздуховоды и вентиляционные шахты не допускается.

8.54.3 Для трубопроводов жидкого топлива следует предусматривать электросварные трубопроводы и стальную арматуру.

9 Трубопроводы и арматура

9.1 В теплогенераторных с паровыми теплогенераторами с давлением пара не более 0,1 МПа и водогрейными с температурой нагрева воды не более 120 °С трубопроводы пара от теплогенераторов, подающие и обратные трубопроводы системы теплоснабжения, соединительные трубопроводы между оборудованием и другие следует предусматривать одинарными несекционированными.

9.2 Трубопроводы в теплогенераторных следует предусматривать из стальных труб, приведенных в таблице 9.1.

Для систем химводоподготовки, холодного и горячего водоснабжения следует предусматривать трубы из коррозийностойких материалов (пластик, нержавеющая сталь, эмалированные).

Для систем водоподготовки и систем водоснабжения к потребителю могут быть использованы пластиковые трубы из полимерных материалов, имеющие необходимые сертификаты соответствия.

Таблица 9.1 – **Трубы, рекомендуемые к применению при проектировании теплогенераторных**

Диаметр труб Ду, мм	Нормативный документ на трубы	Марка стали	Предельные параметры	
			Температура, °С	Рабочее давление, МПа
Трубы электросварные прямошовные				
15–400	Технические требования по ГОСТ 10705 (группа В, термообработанные). Сортамент по ГОСТ 10704	ВСт3сп5, 10, 20	300 300	1,6 1,6
150–400	ГОСТ 20295 (тип 1)	20	350	2,5
Трубы электросварные спирально-шовные				
150–350	ГОСТ 20295 (тип 2)	20	350	2,5
Трубы бесшовные				
40–400	Технические требования	10, 20	300	1,6
15–100	Технические требования	10, 20 10Г2	300 350	1,6 4,0

9.3 Уклоны трубопроводов воды и конденсатов следует предусматривать не менее 0,002, а уклон паропроводов против движения пара – не менее 0,006.

9.4 Минимальные расстояния в свету от строительных конструкций до трубопроводов, оборудования, арматуры, между поверхностями теплоизоляционных конструкций смежных трубопроводов следует принимать по таблицам 9.2 и 9.3.

Таблица 9.2 – **Минимальные расстояния в свету от трубопроводов до строительных конструкций и до смежных трубопроводов**

Условный диаметр трубопроводов, мм	Расстояние от поверхности теплоизоляционной конструкции трубопроводов, мм, не менее				
	до стены	до перекрытия	до пола	до поверхности теплоизоляционной конструкции смежного трубопровода	
				по вертикали	по горизонтали
25–80	150	100	150	100	100
100–250	170	100	200	140	140
300–350	200	120	200	160	160
400	200	120	200	160	200

Таблица 9.3 – **Минимальное расстояние в свету между арматурой, оборудованием и строительными конструкциями**

Наименование	Расстояние в свету, мм, не менее
От выступающих частей арматуры или оборудования (с учетом теплоизоляционной конструкции) до стены	200
От выступающих частей насосов с электродвигателями напряжением до 1000 В с диаметром напорного патрубка не более 100 мм (при установке у стены без прохода) до стены	300
Между выступающими частями насосов и электродвигателей при установке двух насосов с электродвигателями на одном фундаменте у стены без прохода	300
От фланца задвижки на ответвлении до поверхности теплоизоляционной конструкции основных труб	100
От выдвинутого шпинделя задвижки (или штурвала) до стены или перекрытия при $Д_у$=400 мм	100
От пола до низа теплоизоляционной конструкции арматуры	100
От стены или от фланцевой задвижки до штуцеров для выпуска воды или воздуха	100

9.5 Минимальное расстояние от края подвижных опор до края опорных конструкций (траверс, кронштейнов, опорных подушек) трубопроводов должно обеспечивать максимально возможное смещение опоры в боковом направлении с запасом не менее 50 мм. Кроме того, минимальное расстояние от края траверсы или кронштейна до оси трубы должно быть не менее одного условного диаметра трубы.

9.6 Для компенсации тепловых удлинений трубопроводов в теплогенераторных рекомендуется использовать углы поворота трубопроводов (самокомпенсация). При невозможности компенсации тепловых удлинений за счет самокомпенсации следует предусматривать установку сильфонных компенсаторов.

9.7 Соединения трубопроводов следует предусматривать на сварке. На фланцах допускается присоединение трубопроводов к арматуре и оборудованию. Применение муфтовых соединений допускается на трубопроводах воды и пара с условным проходом не более 100 мм.

9.8 Количество запорной арматуры на трубопроводах должно быть минимально необходимым, обеспечивающим надежную и безаварийную работу. Установка дублирующей запорной арматуры допускается при соответствующем обосновании.

9.9 В пределах теплогенераторной допускается применение арматуры из ковкого высокопрочного и серого чугуна.

Допускается также применение арматуры из бронзы и латуни.

9.10 На спускных, продувочных и дренажных трубопроводах следует предусматривать установку одного запорного вентиля. При этом применение арматуры из серого чугуна не допускается.

9.11 Применение запорной арматуры в качестве регулирующей не допускается.

9.12 Не допускается размещение арматуры, дренажных устройств, фланцевых и резьбовых соединений в местах прокладки трубопроводов над дверными и оконными проемами, воротами, а также электрическими шкафами и щитами контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА).

9.13 Для периодического спуска воды из теплогенератора или для периодической продувки теплогенератора следует предусматривать общие сборные спускные и продувочные трубопроводы.

9.14 Трубы от предохранительных клапанов должны выводиться за пределы теплогенераторной и иметь устройства для отвода воды. Эти трубопроводы должны быть защищены от замерзаний и оборудованы дренажами для слива скапливающегося в них конденсата. Установка запорных устройств на них не допускается.

9.15 На трубопроводах следует предусматривать устройство штуцеров с запорной арматурой:

- условным диаметром не менее 15 мм для выпуска воздуха – в высших точках всех трубопроводов;

- условным диаметров не менее 25 мм для спуска воды – в низших точках всех трубопроводов воды и конденсата.

10 Тепловая изоляция

10.1 При проектировании тепловой изоляции следует выполнять требования СП 61.13330.

Для оборудования, трубопроводов, арматуры и фланцевых соединений следует предусматривать тепловую изоляцию, обеспечивающую температуру на поверхности теплоизоляционной конструкции, расположенной в рабочей или обслуживаемой зоне помещения: для теплоносителей с температурой выше 100 °С – не более 45 °С, с температурой ниже 100 °С – не более 35 °С.

10.2 Толщину основного теплоизоляционного слоя для арматуры и фланцевых соединений следует принимать равной толщине основного теплоизоляционного слоя трубопровода, на котором они установлены.

10.3 Материалы и изделия для теплоизоляционных конструкций оборудования, трубопроводов и арматуры в крышных, встроенных и пристроенных теплогенераторных следует принимать из негорючих материалов.

10.4 Допускается применять хризотилцементную штукатурку в качестве покровного слоя теплоизоляционной конструкции с последующей окраской масляной краской.

10.5 Поверхность трубопровода в зависимости от его назначения и параметров среды должна быть окрашена в соответствующий цвет и иметь маркировочные надписи.

11 Системы воздухоподачи и удаления продуктов сгорания

11.1 Газовоздушный тракт

11.1.1 Информация о проектировании и расчете газовоздушного тракта приведена в [17].

11.1.2 Подача воздуха на горение и удаление продуктов сгорания топлива проектируется в зависимости от используемых теплогенераторов. Для теплогенераторов с наддувными горелками воздух на горение может забираться как из помещения теплогенераторной, так и воздуховодами снаружи для каждой горелки в отдельности.

Для теплогенераторов с инжекционными горелками и горелками предварительного смешения воздух на горение забирается из помещения теплогенераторной.

Отвод продуктов горения (дымовых газов) допускается проводить:

- искусственно за счет напора, создаваемого вентиляторами наддувных горелок;

- естественно за счет разрежения, создаваемого дымовой трубой расчетной высоты для теплогенераторов с инжекционными горелочными устройствами и горелками предварительного смешения.

Аэродинамическое сопротивление теплогенераторов принимается по данным заводов-изготовителей.

11.1.3 Как правило теплогенераторы поставляют в комплекте с горелочными устройствами. При выборе теплогенераторов необходимо учитывать технические характеристики тягодутьевых машин. Они должны быть приняты с коэффициентами запаса по давлению 1,2 и по производительности 1,1. Аэродинамическое сопротивление теплогенераторов принимается по данным предприятий-изготовителей.

11.1.4 Горелочные устройства теплогенераторов, работающих под

наддувом, должны поставляться предприятием-изготовителем комплектно с дутьевым вентилятором. При этом в паспорте на теплогенератор должны быть данные по расчетному напору дымовых газов на выходе из теплогенератора.

Взрывные клапаны следует устанавливать при условии, если отношение объема дымовых газов в газоходе к объему самого газохода равно или более 0,03. Минимальный размер взрывного клапана 0,05 м^2.

11.1.5 Газоходы и воздуховоды теплогенераторных изготавливают, как правило, круглого сечения. Прямоугольное сечение допускается в местах примыкания к прямоугольным элементам оборудования.

11.1.6 Газоходы и воздуховоды должны иметь покровный слой изоляции:

- газоходы – для поддержания температуры на поверхности не более 45 °С;

- воздуховоды – для предотвращения конденсации водяных паров и пароизоляции внутренних участков.

11.1.7 На газоходах и воздуховодах следует предусматривать устройства для крепления датчиков контрольно-измерительных приборов.

11.1.8 Элементы газовоздушного тракта, как правило, изготавливают из металла. Допускается их изготовление из пластиковых композитных материалов, имеющих пожарные сертификаты.

Выбор материалов для изготовления изделий газовоздушного тракта следует осуществлять на основании соответствующего технико-экономического обоснования.

11.2 Удаление продуктов сгорания

11.2.1 Система удаления продуктов сгорания (дымоудаления) теплогенераторной, состоящая из газоходов и дымовой трубы, должна обеспечивать надежную эвакуацию продуктов сгорания, эксплуатацию теплогенераторов на всех режимах, рассеивание продуктов сгорания в окружающей среде в пределах действующих норм в соответствии с 17.4.

11.2.2 Дымовые трубы теплогенераторных могут быть как индивидуальными, так и коллективными. Для теплогенераторов с герметичными топками и наддувными горелочными устройствами предпочтительно предусматривать индивидуальные дымовые трубы.

Для встроенных и пристроенных теплогенераторных при устройстве коллективной дымовой трубы следует предусматривать сопряжение газоходов от теплогенераторов с основным стволом дымовой трубы на разных высотах. Сопряжение под прямым углом не допускается.

11.2.3 Высота и диаметр дымовой трубы могут быть определены по результатам аэродинамического расчета газовоздушного тракта и уточнены согласно 17.4, 17.5 и [17].

11.2.4 Скорость дымовых газов на выходе из дымовой трубы при естественной тяге и номинальной нагрузке принимается не менее 6-10 м/с, исходя их условий предупреждения задувания при работе теплогенераторов на сниженных нагрузках.

11.2.5 Высота устья дымовых труб для встроенных, пристроенных и крышных теплогенераторных должна быть выше границы ветрового подпора, но не менее чем на 0,5 м выше конька крыши, а также не менее 2 м над кровлей более высокой части здания или самого высокого здания в радиусе 10 м.

11.2.6 На горизонтальных участках большой протяженности газоходов от теплогенератора(ов) вне помещений теплогенераторной должны быть установлены взрывные клапаны.

11.2.7 Дымовые трубы должны быть газоплотными, изготавливаться из металла или других негорючих материалов, имеющих сертификаты МЧС России и Роспотребнадзора. Трубы должны иметь наружную тепловую изоляцию, люки для осмотра и чистки, закрываемые дверками, устройства стока конденсата и отбора проб дымовых газов.

При применении конденсационных теплогенератров в теплгенераторных должны быть предусмотрены устройства для сбора, нейтрализации и удаления конденсата.

11.2.8 Дымовые трубы следует проектировать вертикальными без уступов. Для крепления дымовых труб к строительным конструкциям зданий следует использовать типовые крепежные изделия заводов-изготовителей.

11.2.9 Внутренняя поверхность дымовой трубы должна быть устойчивой к коррозионным воздействиям продуктов сгорания и конденсата.

11.2.10 При необходимости допускается предусматривать световые ограждения дымовых труб и наружную маркировочную окраску [18].

12 Автоматизация, контроль и сигнализация

12.1 Автоматизация, контроль и сигнализация теплогенераторной должны обеспечивать ее безопасную работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала. По желанию заказчика в соответствии с заданием на проектирование системы автоматизации, контроля и сигнализации теплогенераторной могут входить в общую автоматизированную систему управления технологическими процессами

всего объекта (АСУ ТП).

12.2 При разработке проектной документации автоматизации следует принимать серийно изготавливаемые сертифицированные средства автоматизации и комплектные системы управления с устройствами микропроцессорной техники. При включении теплогенераторной в общую систему диспетчерского управления здания или предприятия по заданию на проектирование следует предусматривать комплект приборов и устройств для передачи сигналов в общую систему диспетчеризации.

12.3 Щиты управления и питания датчиков нижнего уровня и контроллеры следует размещать в помещении теплогенераторной вблизи технологического оборудования в местах, защищенных от попадания влаги.

12.4 При использовании в теплогенераторной основного и вспомогательного оборудования импортного производства кроме требований настоящего раздела необходимо выполнять в проекте специальные требования предприятий (фирм)-изготовителей в части обеспечения автоматического регулирования, контроля, защиты и сигнализации, изложенных в инструкциях по монтажу и эксплуатации.

12.5 Автоматическое регулирование теплогенераторной должно предусматривать автоматический пуск и работу теплогенераторов и вспомогательного оборудования по заданной программе регулирования отпуска тепловой энергии с учетом автоматизации теплопотребляющих установок с максимально возможным достижением энергетической эффективности используя, как правило, количественно - качественный метод регулирования.

12.6 В циркуляционных трубопроводах сетевой воды следует предусматривать:

- поддержание заданной температуры обратной сетевой воды, поступающей в теплогенераторы, если это предусмотрено инструкцией предприятия (фирмы)-изготовителя теплогенератора;

- автоматическое регулирование расхода воды или температуры в теплосети в зависимости от температуры наружного воздуха, используя регулируемый (плавно или ступенчато) электропривод и автоматическое поддержание статического давления, если иное не предусмотрено заданием на проектирование.

12.7 Для контроля параметров, наблюдение за которыми необходимо при эксплуатации теплогенераторной, следует предусматривать установку приборов:

- сигнализирующих и показывающих – для контроля параметров,

изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования;

- регистрирующие или суммирующие – для контроля параметров, учет которых необходим для анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов.

12.8 В теплогенераторных для теплогенераторов с давлением пара до 0,1 МПа (1,0 кгс/см^2) и водогрейных теплогенераторов с температурой воды до 120 °С следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

- температуры воды в общем подающем трубопроводе на входе в теплогенераторы и на выходе из каждого теплогенератора (до запорной арматуры);
- давления пара в барабане парового теплогенератора;
- уровня воды в барабане теплогенератора;
- давления воздуха после дутьевого вентилятора перед горелками;
- разрежения (давления) в топке (если это предусмотрено конструкцией теплогенератора);
- разрежения (давления) за теплогенератором;
- давления газа перед горелками.

12.9 В теплогенераторной следует предусматривать показывающие приборы для измерения:

- температуры в подающем и обратном трубопроводе сетевой воды;
- температуры конденсата, возвращаемого в теплогенераторную;
- температуры жидкого топлива на входе в теплогенераторную;
- давления в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей, в том числе до и после грязевика;
- давления воды в питательных магистралях;
- давления жидкого и газообразного топлива в магистралях перед теплогенераторами.

12.10 Для насосных установок следует предусматривать показывающие приборы для измерения давления воды во всасывающих патрубках (после запорной арматуры) и в напорных патрубках (до запорной арматуры) насосов.

12.11 В теплообменных блоках необходимо предусматривать показывающие приборы для измерения:

- температуры нагреваемой воды и греющей среды до и после каждого подогревателя;
- давления нагреваемой воды в общем трубопроводе до подогревателей и за каждым подогревателем.

12.12 При наличии водоподготовительных установок следует

предусматривать регуляторы и показывающие приборы для измерения уровня воды в резервных баках, контроля работы установки дозирования реагентов в установках ввода комплексонов в сети теплоснабжения.

12.13 В теплогенераторных должны быть предусмотрены показывающие приборы поагрегатного учета расходов топлива и вырабатываемой тепловой энергии, приборы коммерческого учета отпущенной тепловой энергии, потребления сырой воды, расхода воды на горячее водоснабжение и потребления топлива и электроэнергии.

12.14 В случае необходимости в проекте необходимо предусматривать передающие датчики по технологическому заданию на АСУ для визуального отображения параметров на мониторе АСУ ТП.

12.15 В теплогенераторных следует предусматривать автоматику безопасности и сигнализацию для горелочных устройств в соответствии с ГОСТ 21204.

12.16 Для паровых теплогенераторов, предназначенных для сжигания газообразного или жидкого топлива, используемых в теплогенераторных, следует предусматривать устройства, автоматически прекращающие подачу топлива к горелкам:

- при повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;

- понижении давления жидкого топлива перед горелками, кроме теплогенераторов, оборудованных ротационными горелками;

- уменьшении разрежения (давления) в топке, если это предусмотрено конструкцией теплогенератора;

- понижении давления воздуха перед горелками для теплогенераторов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха;

- погасании факелов горелок, отключение которых при работе теплогенератора не допускается;

- повышении давления пара;

- повышении или понижении уровня воды в барабане;

- неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения.

12.17 Для водогрейных теплогенераторов при сжигании газообразного или жидкого топлива следует предусматривать устройство, автоматически прекращающее подачу топлива к горелкам:

- при повышении или понижении давления газообразного топлива перед горелками;

- понижении давления жидкого топлива перед горелками, кроме котлов, оборудованных ротационными горелками;

- понижении давления воздуха перед горелками для теплогенераторов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха;

- уменьшении разрежения (давления) в топке, если это предусмотрено конструкцией теплогенератора;

- погасании факела горелок, отключение которых при работе теплогенератора не допускается;

- повышении температуры воды на выходе из теплогенератора;

- повышении или понижении давлении воды на выходе из теплогенератора;

- неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения.

12.18 Пределы отклонений параметров от номинальных значений, при которых должна срабатывать защита, должны определяться проектными организациями на основе технических данных заводов (фирм)-изготовителей технологического оборудования и уточняться в процессе наладочных работ.

Запуск теплогенераторов при аварийном отключении следует проводить после устранения неисправности вручную.

12.19 В теплогенераторных подача топлива должна прекращаться автоматически:

- при наличии в воздухе помещения загазованности 10 % от нижнего предела взрываемости природного газа;

- достижении в теплогенераторной концентрации угарного газа CO более 20 мг/м^3;

- повышения температуры воздуха сверх установленного предела;

- срабатывании пожарной сигнализации;

- отключении электроэнергии.

12.20 При работе теплогенераторов с наддувом, увеличении противодавления сверх установленных пределов, подача газа к теплогенераторам должна прекращаться автоматически.

12.21 При работе двух и более теплогенераторов с наддувом, работающих на одну трубу, необходим контроль разрежения у основания трубы, а при отсутствии разряжения в ней подача газа на все теплогенераторы должна прекращаться автоматически.

12.22 Помещения теплогенераторных должны быть оборудованы:

- быстродействующим электромагнитным запорным клапаном на вводе топлива в теплогенераторную;

- сигнализаторами загазованности по метану;

- сигнализаторами контроля предельно-допустимой концентрации CO;

- системами пожарной и охранной сигнализации;

- сигнализатором залива водой пола теплогенераторной (для встроенных и крышных теплогенераторных).

12.23 В теплогенераторной должна обеспечиваться передача световых и звуковых сигналов на диспетчерский пункт в случаях:

- загазованности помещений по метану и оксиду углерода (CO);
- возникновения пожара;
- несанкционированного доступа в помещение теплогенераторной;
- неисправности оборудования;
- срабатывания быстродействующего запорного клапана на подающем топливопроводе в теплогенераторную.

13 Электроснабжение и электрооборудование

13.1 При проектировании электроснабжения и электрооборудования теплогенераторной следует руководствоваться требованиями [14], [16] и настоящими правилами.

13.2 Теплогенераторы по надежности электроснабжения следует относить к электроприемникам не ниже категории II.

Для теплогенераторных I категории надежности теплоснабжения необходимо предусматривать внешний или внутренний по 4.6 резервный источник энергоснабжения.

13.3 Потребители электрической энергии интегрированных теплогенераторных подключаются к общей сети электроснабжения как и основное здание. Нагрузки теплогенераторной должны быть учтены в технических условиях на электроснабжение основного здания.

13.4 Выбор электродвигателей, пусковой аппаратуры, аппаратов управления, светильников и проводки следует осуществлять для нормальных условий среды по характеристике помещений с учетом следующих дополнительных требований:

- электродвигатели к вытяжным вентиляторам аварийной вентиляции, устанавливаемым в помещениях встроенных, пристроенных и крышных теплогенераторных с теплогенераторами, предназначенными для работы на газообразном и жидком топливе с температурой вспышки паров 45 °С и ниже, должны быть в исполнении, предусмотренном [14] для помещений класса В-1а;

- пусковая аппаратура этих вентиляторов должна устанавливаться вне помещения теплогенераторной и быть в исполнении, соответствующем характеристике окружающей среды;

- при необходимости установки пусковой аппаратуры в помещении

теплогенераторной эта аппаратура принимается в исполнении, предусмотренном [14] для помещений класса В-1а.

13.5 Прокладку кабелей питающих и распределительных сетей следует выполнять в коробах, трубах или открыто на конструкциях, а проводов - только в коробах.

13.6 Автоматическое включение резервных (АВР) насосов определяется при проектировании в соответствии с принятой схемой управления технологических процессов. При этом необходимо предусматривать сигнализацию аварийного отключения насосов.

13.7 В теплогенераторных следует предусматривать управление электродвигателями со щита.

13.8 В теплогенераторных следует предусматривать рабочее и аварийное освещение.

13.9 Сведения о молниезащите здания теплогенераторной приведены в [11].

13.10 Для металлических частей электроустановок и трубопроводов, не находящихся под напряжением, и трубопроводов газообразного и жидкого топлива должно быть предусмотрено заземление.

13.11 В теплогенераторной необходимо предусматривать учет расхода электроэнергии (суммирующий) по техническим условиям электроснабжающей организации и балансовой принадлежности теплогенераторной.

13.12 В теплогенераторной следует устанавливать частотно-регулируемые электроприводы для автоматического управления работой насосов.

13.13 Помещение теплогенераторной должно быть обеспечено достаточным естественным освещением.

Места, которые по техническим причинам невозможно обеспечить естественным освещением, должны иметь электрическое освещение. Освещенность должна соответствовать требованиям, приведенным в СП 52.13330.

Помимо рабочего освещения в теплогенераторной должно быть аварийное электрическое освещение.

Подлежат обязательному оборудованию аварийным освещением следующие места:

- фронт теплогенераторов, проходы между теплогенераторами, сзади терлогенераторов;

- щиты и пульты управления;

- площадки размещения насосов и вспомогательного оборудования.

13.14 Электроснабжение электроприемников систем контроля загазованности помещения теплогенераторной, охранной и пожарной сигнализации и аварийного освещения следует предусматривать первой категории по надежности электроснабжения.

13.15 Рабочее и аварийное освещение, электрическое оборудование и их заземление должны соответствовать требованиям, приведенным в [14], светильники аварийного освещения должны присоединяться к независимому источнику питания. При отсутствии независимого источника питания необходимо использовать ручные светильники, напряжением не выше 12 В.

13.16 Световое ограждение дымовых труб для крышных теплогенераторных приведено в [18].

14 Отопление и вентиляция

14.1 При проектировании отопления и вентиляции помещений теплогенераторной следует руководствоваться требованиями СП 60.13330, СП 7.13130 и настоящего свода правил.

14.2 При проектировании системы отопления и вентиляции в помещениях теплогенераторных без постоянного присутствия обслуживающего персонала, расчетная температура воздуха в помещении принимается не ниже 5 °С в холодный период года, а в теплый период – не выше температуры, обеспечивающей нормальную работу контрольно-измерительных приборов автоматики.

14.3 Расчетный воздухообмен должен определяться с учетом тепловыделений от трубопроводов и оборудования, а также расхода воздуха, необходимого для горения при заборе его из помещения. При этом воздухообмен должен быть не менее однократного в час. При невозможности обеспечении воздухообмена за счет естественной вентиляции, следует проектировать вентиляцию с механическим побуждением.

14.4 При проектировании теплогенераторных, оборудованных теплогенераторами, забирающими воздух на горение непосредственно из помещения, следует предусматривать приточные установки или проемы, расположенные, как правило, в верхней зоне помещения теплогенераторной. Размеры живого сечения проемов определяют исходя из обеспечения скорости воздуха в них не более 1,5 м/с.

При заборе воздуха на горение из помещения теплогенераторной воздух, поступающий в помещение в зимнее время, должен подогреваться. Приточная система должна быть оборудована фильтром и шумоглушителем

для устранения аэродинамического шума в соответствии с требованиями СП 51.13330 и ГОСТ 12.1.003. Необходимость шумоглушителя подтверждается расчетом.

14.5 В помещениях теплогенераторных допускается проектировать как воздушное отопление, так и системы с местными отопительными приборами (регистры или конвекторы) с температурой поверхности, равной максимальной температуре теплоносителя, нагреваемого в теплогенераторной.

14.6 При проектировании естественного притока фрамуги для приточного воздуха следует располагать над теплогенераторами, в верхней части помещения.

14.7 Все вентиляционное оборудование и воздуховоды должны быть заземлены.

14.8 Помещение теплогенераторной должно быть оснащено аварийной вентиляцией, включающейся по сигналу о наличии загазованности в соответствии с 12.19.

15 Водопровод и канализация

15.1 Системы водопровода и канализации теплогенераторной следует проектировать в соответствии с требованиями СП 30.13330, с учетом правил для потребителей категорий I и II.

15.2 Водоснабжение и сброс стоков интегрированных теплогенераторных осуществляется через сети водоснабжения и канализации, к которым подключается основное здание, в объеме водопотребления и сброса стоков которого должны быть учтены и потребности теплогенераторной.

15.3 Объем водопотребления и водоотведения теплогенераторной зависит от принятой в проекте тепловой схемы.

При совмещении теплогенераторной с тепловым пунктом основного здания водопотребление $G_{общ}$, м^3/ч, определяют нормативными утечками воды в контурах циркуляции теплогенераторов и присоединенных систем теплоснабжения плюс расчетный расход воды на систему горячего водоснабжения по формуле:

$$G_{общ} = \delta_1 \cdot V_{в.к.} + \delta_2 \cdot V_{т.с.} + G_{г.в.}, \qquad (15.1)$$

где δ_1 – нормативная доля воды в первичном контуре циркуляции от теплогенераторов, не более 2 % от $V_{в.к.}$;

$V_{в.к.}$ – водяной объем первичного контура циркуляции от теплогенераторов, м^3;

δ_2 – нормативная доля потерь воды в контуре циркуляции системы теплоснабжения, не более 3 % $V_{т.с.}$;

$V_{т.с.}$ – объем воды, циркулирующий в контуре теплоснабжения, м^3;

$G_{г.в.}$ – расчетный расход воды на горячее водоснабжение, м^3/ч.

При размещении теплового пункта у каждого потребителя объем потребления воды теплогенераторной $G_{общ}$, м^3/ч, определяют нормативными утечками воды только в контуре циркуляции теплогенераторов по формуле

$$G_{общ} = \delta_1 \cdot V_{в.к.} \quad (15.2)$$

Расходы воды на восполнение потерь в системах отопления основного и присоединяемых зданий и расход воды на горячее водоснабжение определяют и учитывают в центральном и/или в каждом индивидуальном тепловом пункте.

15.4 Для слива стоков в помещении теплогенераторной устраивают трап или приямок со сбросом в общую канализационную сеть основного здания. Приямки и трапы должны обеспечить прием и сброс аварийного и ремонтного опорожнения объемов воды в контуре циркуляции воды в течении 2 ч.

Для встроенных и пристроенных теплогенераторных возможно устройство приемной емкости вне помещения теплогенераторной.

15.5 Размещение узлов ввода сети водопровода теплогенераторной решается проектом.

Система водоснабжения теплогенераторной в соответствии с гидравлическим расчетом должна обеспечить необходимые производительности и гидростатические напоры у водопотребляющих устройств в зависимости от высоты размещения теплогенераторной с 15–20 %-ным запасом.

15.6 Проект противопожарного водопровода должен быть выполнен в соответствии с требованиями СП 10.13130.

16 Дополнительные требования к строительству в особых природных условиях

16.1 Строительство в северной строительно-климатической зоне

16.1.1 Теплогенераторные, строящиеся в северной климатической зоне, по надежности теплоснабжения относятся к I категории, независимо от категорий потребителей тепловой энергии.

16.1.2 Объемно-планировочные и конструктивные решения должны быть подчинены принципам строительства основного здания. При сохранении мерзлого состояния вечно мерзлых грунтов здания

пристроенных теплогенераторных и газоходы следует предусматривать надземными, с исключением теплового воздействия на грунты.

Примыкание газоходов к дымовым трубам должно предусматриваться на высоте, исключающей или ограничивающей тепловое воздействие дымовых газов на грунты оснований через стволы и фундаменты труб.

16.1.3 При расчете тепловой мощности теплогенераторной следует учитывать расходы теплоты на подогрев воздуха, подаваемого в помещение теплогенераторной для вентиляции и горения. Температура последнего должна быть не менее 5 °С.

16.1.4 Для предотвращения конденсации водяных паров в газоходах и дымовой трубе следует использовать теплогенераторы с повышенной температурой уходящих газов 230 °С ÷ 250 °С, с устройством коаксиальной дымовой трубы для подогрева воздуха, подаваемого на горение.

16.1.5 Насосное оборудование необходимо предусматривать со 100 %-ным резервированием.

16.1.6 Газопроводы систем газоснабжения теплогенераторных следует выполнять в соответствии с требованиями СП 62.13330, учитывающими условия многолетнемерзлых грунтов.

16.1.7 Оборудование газораспределительных систем, запорно-регулирующую и предохранительную арматуру средств автоматики следует располагать в надземных отапливаемых помещениях.

16.2 Строительство в районах с сейсмичностью 7 баллов и более

16.2.1 Здания и помещения теплогенераторных необходимо проектировать по тем же правилам что и основные здания, для которых они предназначены.

16.2.2 Крепления дымовых труб к фасадам зданий следует проводить через хомуты с шарнирами с мягкой и эластичной прокладкой, позволяющей выдерживать горизонтальные и вертикальные колебания.

16.2.3 Технологическое оборудование, размещаемое на усиленном полу без фундаментов, должно иметь пружинные амортизаторы.

16.2.4 Газоходы в местах крепления к выходному патрубку котла и дымовой трубе должны иметь гибкие вставки, позволяющие относительное горизонтальное и вертикальное перемещение. В качестве гибких вставок могут быть использованы сильфонные компенсаторы.

16.2.5 При трассировке технологических трубопроводов через стены жесткая заделка труб не допускается. Размеры отверстий для пропуска труб должны обеспечивать зазор не менее 10 мм, заделку зазора следует выполнять плотными эластичными материалами.

16.2.6 На вводах и выводах технологических трубопроводов из здания теплогенераторной, в местах присоединения трубопроводов к насосам, соединения вертикальных участков с горизонтальными, резкого изменения направления трубопроводов необходимо предусматривать соединение и подвесную опору к несущим конструкциям здания, допускающую угловые и продольные перемещения трубопровода.

16.2.7 На трубопроводах теплогенераторных, сооружаемых в особых природных условиях, следует предусматривать стальную запорную и регулирующую арматуру.

16.2.8 На горизонтальных участках газопроводов на входе в здание теплогенераторной следует устанавливать сейсмодатчик, сблокированный с электромагнитным клапаном, отключающим подачу газа в теплогенераторную при появлении сейсмических колебаний.

17 Охрана окружающей среды

17.1 Теплогенераторные должны отвечать требованиям [2], [3], [4].

17.2 При расчете рассеивания в атмосфере вредных веществ количество выделяемых вредных выбросов следует принимать по данным предприятия - изготовителя теплогенераторов. Оборудование, изготовители которого не представляют этих данных, применять не следует.

17.3 Мероприятия по охране окружающего воздуха должны соответствовать требованиям СанПиН 2.1.6.1032.

17.4 Информация об уровнях шума и вибрациях в дневное и ночное время, проникающих в ближайшие жилые помещения от работы всего оборудования теплогенераторной, приведена в [9], [10]. В случае необходимости для обеспечения требований СП 51.13330 следует предусматривать шумопоглащающие и антивибрационные устройства.

17.5 Ограждающие конструкции (стены, пол, потолок, окна, двери, люки, вентрешетки и др.) должны обеспечивать снижение аэродинамического шума, распространяющегося из помещений теплогенераторной в ближайшие помещения жилых, общественных и промышленных зданий до уровней, приведенных в [9].

18 Энергетическая эффективность

18.1 Выбор, расчет и разработку теплогидравлической схемы теплогенераторной следует проводить с учетом достижения максимальной энергетической эффективности источника теплоты и системы теплоснабжения. Коэффициент энергетической эффективности системы

теплоснабжения η_0 вычисляют по формуле

$$\eta_0 = \eta_1 \cdot \varepsilon_1 \cdot \eta_2 \cdot \varepsilon_2 \cdot \eta_3 \cdot \varepsilon_3 \cdot \eta_4 \cdot \varepsilon_4, \quad (18.1)$$

где η_1 – расчетный коэффициент полезного действия теплопотребляющего оборудования систем отопления и вентиляции;

ε_1 – коэффициент эффективности регулирования потребления тепла потребителем, значение которого следует принимать:

при системах отопления и вентиляции зданий с горизонтальной поквартирной разводкой, когда количество подведенной теплоты соответствует количеству потребляемой теплоты $\varepsilon_1 = 1$,

при общепринятых системах отопления зданий с вертикальной разводкой $\varepsilon_1 = 0,9$;

η_2 – коэффициент полезного действия оборудования, устанавливаемого в тепловых пунктах;

ε_2 – коэффициент эффективности регулирования трансформируемой в тепловом пункте теплоты и распределения ее между различными системами (отопление, вентиляция, кондиционирование, горячее водоснабжение), значение которого следует принимать:

при количественно-качественном регулировании отпуска теплоты $\varepsilon_2 = 0,98$,

при использовании элеваторных узлов $\varepsilon_2 = 0,9$;

η_3 – расчетный коэффициент потерь теплоты в тепловых сетях, определяемый расчетным путем в зависимости от протяженности, диаметра трубопроводов, типа теплоизоляции, способа прокладки;

ε_3 – коэффициент эффективности регулирования теплогидравлических режимов в тепловых сетях, значение которого следует принимать:

при качественном регулировании отпуска теплоты на источнике $\varepsilon_3 = 0,9$,

при количественном регулировании отпуска теплоты на источнике $\varepsilon_3 = 0,98$;

η_4 – коэффициент полезного действия оборудования в теплогенераторной, значение которого следует принимать по паспортным данным оборудования;

ε_4 – коэффициент эффективности регулирования отпуска теплоты в теплогенераторной, значение которого следует принимать:

при качественном регулировании отпуска теплоты $\varepsilon_4 = 0,9$,

при количественно-качественном регулировании отпуска теплоты $\varepsilon_3 = 0,98$.

18.2 Расчетный коэффициент энергетической эффективности

теплогенераторной η_0 вычисляют по формуле

$$\eta_0 = \eta_1 \cdot \varepsilon_1 \cdot \eta_4 \cdot \varepsilon_4. \quad (18.2)$$

18.3 При проектировании теплогенераторной следует, как правило, предусматривать раздельные контуры циркуляции для систем с различными параметрами теплоносителя (отопления, вентиляции и кондиционирования, технологического теплоснабжения и горячего водоснабжения) как при независимом, так и при зависимом присоединении.

18.4 При проектировании теплогенераторной для теплоснабжения нескольких зданий распределение теплоты для систем отопления, вентиляции, кондиционирования, технологического теплоснабжения и горячего водоснабжения следует проводить только в индивидуальных тепловых вводах этих зданий. При этом тепловой схемой источника должны быть обеспечены тепловой и гидравлический режимы как при зависимом, так и при независимом присоединении систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха к двухтрубным тепловым сетям и максимальная энергетическая эффективность системы.

18.5 Потребление годового расхода первичного топлива $B_г$, кг у.т./год, при рейтинговой оценке различных схем теплоснабжения, при использовании теплогенераторных, вычисляют по формуле

$$B_г = Q_{т.э} / \eta_0 \cdot 29{,}31, \quad (18.3)$$

где $Q_{т.э}$ – годовое потребление тепловой энергии, МДж/год;

29,31 – низшая теплота сгорания условного топлива, МДж/кг.

18.6 При использовании вторичных тепловых энергоресурсов или нетрадиционных возобновляемых источников энергии необходимо вычесть количество теплоты, полученной за счет этих источников из годового потребления тепловой энергии.

Эти данные также можно использовать при оценке годовых выбросов парниковых газов в атмосферу.

18.7 Сравнение вариантов следует проводить по инвестиционным затратам, действующим в районе строительства, тарифам, расчетным эксплуатационным затратам, с учетом затрат на сервисное и техническое обслуживание.

18.8 В теплогенераторной должны быть предусмотрены учет потребления всех энергоресурсов, в том числе, для собственных нужд, учет отпуска тепловой энергии и теплоносителя потребителям.

18.9 В процессе эксплуатации теплогенераторной следует проводить периодический контроль за соответствием показателей работы оборудования, разработанным режимным картам.

19 Требования по обеспечению надежности и ремонтопригодности оборудования теплогенераторных

19.1 При проектировании теплогенераторной следует принимать к установке оборудование, узлы, детали и материалы тех заводов (фирм)-изготовителей, которые при прочих равных условиях:

гарантируют более длительный срок службы;

имеют службы сервисного обслуживания, обеспечивающие быструю поставку запасных частей и материалов.

19.2 В проектной документации необходимо предусматривать возможность аварийной замены или ремонта любого элемента теплогенераторной без нарушения его работоспособности. Конструкция теплогенераторов должна обеспечивать удобство обслуживания и быстрого ремонта отдельных узлов и деталей.

19.3 Сборку и разборку оборудования и транспортирование самых крупногабаритных деталей и узлов следует предусматривать с помощью ручных или электрических транспортных механизмов, наличие которых, при необходимости, должно быть предусмотрено проектной документацией источника.

19.4 В теплогенераторных следует применять малогабаритное или разборное оборудование с массой отдельных узлов и деталей, позволяющих провести ремонт и замену с использованием средств малой механизации и грузовых лифтов основных зданий.

20 Монтаж, наладка, техническое обслуживание

20.1 Монтаж, наладку и обслуживание теплогенераторной имеют право осуществлять только специализированные организации, имеющие соответствующие допуски СРО и надзорных органов в области промышленной безопасности.

20.2 При выполнении монтажных, пусконаладочных работ и техническом обслуживании теплогенераторной следует руководствоваться требованиями [13], [14], [16], инструкциями заводов-изготовителей оборудования, должностными инструкциями, режимными картами. Информация о монтажных, пусконаладочных работах и техническом обслуживании теплогенераторной приведена также в [15].

20.3 Монтаж теплогенераторной следует осуществлять в строгом соответствии с рабочей документацией.

20.4 Приемку в эксплуатацию после окончания наладочных работ

проводят в соответствии с требованиями СП 68.13330.

20.5 Наблюдение за работой теплогенераторных, предназначенных для работы без постоянного присутствия обслуживающего персонала, должно осуществляться специальной диспетчерской службой ежесуточно. Данные наблюдений за показаниями приборов и состоянием оборудования должны заноситься в журнал.

20.6 Перед пуском теплогенераторной в эксплуатацию необходима инструментальная проверка шумового режима ее работы с измерением в ближайших помещениях уровня звука и вибрации, информация о которых приведена в [9] и [10].

20.7 Для лиц, занятых технической эксплуатацией теплогенераторной, должны быть разработаны эксплуатационные инструкции и, при необходимости, особые требования, учитывающие конкретные условия.

20.8 Внутренние газопроводы и теплогенераторы следует подвергать техническому обслуживанию в соответствии с ГОСТ Р 54961. Текущий ремонт газового оборудования допускается проводить по графику, составленному с учетом данных в паспорте (инструкции) предприятия-изготовителя, если есть соответствующие гарантии надежной работы и даны разъяснения о режиме обслуживания по истечении гарантийного срока.

20.9 Дымовые трубы подлежат периодической проверке и прочистке:

- при выполнении ремонта теплогенераторов;
- при нарушении тяги;
- перед каждым отопительным сезоном (дымоходы сезонно работающей теплогенераторной).

При первичной проверке и прочистке дымовых труб следует проверять: качество монтажа и соответствие проектным данным; отсутствие засорений; плотность; наличие и исправность разделок, предохраняющих сгораемые конструкции; исправность и правильность расположения оголовка относительно крыши и вблизи расположенных сооружений.

20.10 Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту средств измерений, систем автоматизации и сигнализации устанавливаются национальными стандартами на соответствующие приборы или инструкциями предприятий-изготовителей.

Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должны проводиться не реже одного раза в месяц, если другие сроки не предусмотрены предприятием-изготовителем.

20.11 Режимную наладку и испытания оборудования и средств автоматизации проводят для достижения наивысшей энергетической

эффективности всей системы теплоснабжения, включая производство, отпуск и распределение тепла системами отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения здания.

В режимных картах в зависимости от тепловых нагрузок следует указывать:

- последовательность и сочетание работы основного и вспомогательного оборудования;

- значения настроенных параметров (давление, температура, расходы и др.), которые автоматически должны поддерживаться во всей системе, обеспечивая максимально достижимую энергетическую эффективность.

Приложение А
(рекомендуемое)

Рекомендации по расчету тепловых нагрузок для теплогенераторных

При отсутствии проектной документации объектов теплопотребления тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение определяют:

для предприятий – по укрупненным ведомственным нормам, утвержденным в установленном порядке, либо по проектам аналогичных предприятий;

для жилых и общественных зданий – по формулам А.1 – А.11.

а) Максимальный расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий Q_{omax}, Вт, вычисляют по формуле

$$Q_{omax} = q_o A(1 + k_1), \quad (A.1)$$

где q_o – укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление и вентиляцию здания на 1 м^2 общей площади, принимаемый в зависимости от года строительства и материала ограждающих конструкций, Вт/м^2;

A – общая площадь здания, м^2;

k_1 – коэффициент, учитывающий долю расхода теплоты на отопление общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать равным 0,25.

б) Максимальный расход теплоты на вентиляцию общественных зданий Q_{vmax}, Вт, вычисляют по формуле

$$Q_{vmax} = k_1 k_2 q_o A, \quad (A.2)$$

где k_2 – коэффициент, учитывающий долю расхода теплоты на вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать равным: для общественных зданий, построенных до 1985 г. – 0,4, после 1985 г. – 0,6.

в) Средний часовой расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий Q_{hm}, Вт, вычисляют по формуле

$$Q_{hm} = \frac{1{,}2m(a+b)(55-t_c)}{24 \cdot 3{,}6} \cdot c, \quad (A.3)$$

или

$$Q_{hm} = q_h \cdot m, \quad (A.4)$$

где 1,2 – коэффициент, учитывающий теплоотдачу в помещения от трубопроводов системы горячего водоснабжения (отопление ванной комнаты, сушка белья);

m – количество человек;

a – норма расхода воды, л/сут, при температуре 55 °С для жилых зданий на одного человека в сутки, которая принимается в соответствии с СП 30.13330.

b – то же, для общественных зданий; при отсутствии данных принимается равной 25 л/сут на одного человека;

t_c – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5 °С);

c – удельная теплоемкость воды, равная 4,187 кДж/(кг·К);

q_h – укрупненный показатель среднего расхода теплоты на горячее водоснабжение, Вт/ч, на одного человека, принимаемый по таблице А.1.

Таблица А.1 – **Укрупненные показатели среднего расхода теплоты на горячее водоснабжение q_h**

Средняя за отопительный период норма расхода воды при температуре 55 °С на горячее водоснабжение в сутки на 1 чел., проживающего в здании с горячим водоснабжением, л	Средний расход теплоты на одного человека, проживающего в здании, Вт/чел.		
	с горячим водоснабжением	с горячим водоснабжением с учетом потребления в общественных зданиях	без горячего водоснабжения с учетом потребления в общественных зданиях
85	247	320	73
90	259	332	73
105	305	376	73
115	334	407	73

г) Максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий $Q_{h\max}$, Вт, вычисляют по формуле

$$Q_{h\max} = 2{,}4Q_{hm}. \quad (A.5)$$

д) Средний расход теплоты на отопление $Q_{от}$, Вт, вычисляют по формуле

$$Q_{от} = Q_{o\max} \cdot \frac{t_i - t_{от}}{t_i - t_o}, \quad (A.6)$$

где t_i – средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, принимаемая для жилых и общественных зданий равной 18 °С, для производственных зданий равной 16 °С;

$t_{от}$ – средняя температура наружного воздуха за период со среднесуточной температурой воздуха 8 °С и менее (отопительный период), °С;

t_o – расчетная температура наружного воздуха для проектирования

отопления, °С.

е) Средний расход теплоты на вентиляцию Q_{vm}, Вт, при t_o вычисляют по формуле

$$Q_{vm} = Q_{v\max}\frac{t_i - t_{от}}{t_i - t_o}. \quad (A.7)$$

ж) Среднюю нагрузку на горячее водоснабжение в летний период для жилых зданий Q^s_{hm}, Вт, вычисляют по формуле

$$Q^s_{hm} = Q_{hm}\frac{55 - t^s_c}{55 - t_c}\cdot \beta, \quad (A.8)$$

где t^s_c – температура холодной (водопроводной) воды в летний период (при отсутствии данных принимается равной 15 °С);

t_c – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной 5 °С);

β – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному периоду, принимаемый при отсутствии данных для жилых домов равным 0,8 (для курортных и южных городов – 1,5), для предприятий – 1,0.

и) Годовые расходы теплоты жилыми и общественными зданиями на отопление Q_{oy}, кДж, вычисляют по формуле

$$Q_{oy} = 24 \cdot 3{,}6\, Q_{от} n_o, \quad (A.9)$$

на вентиляцию общественных зданий Q_{vy}, кДж, вычисляют по формуле

$$Q_{vy} = 24 \cdot 3{,}6\, z Q_{vm} n_o, \quad (A.10)$$

на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий Q_{hy}, кДж, вычисляют по формуле

$$Q_{hy} = 24 \cdot 3{,}6\ Q^s_{hm} n_o + 24 Q^s_{hm}(n_{hy} - n_o), \quad (A.11)$$

где n_o – продолжительность отопительного периода, сут, соответствующая периоду со средней суточной температурой наружного воздуха 8 °С и ниже, принимаемому по СП 131.13330;

n_{hy} – расчетное число суток в году работы системы горячего водоснабжения; при отсутствии данных следует принимать 350 сут;

z – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток (при отсутствии данных принимают равным 16 ч).

Годовые расходы теплоты предприятиями следует определять исходя из числа дней работы предприятия в году, количества смен работы в сутки с учетом суточных и годовых режимов теплопотребления предприятия; для существующих предприятий годовые расходы теплоты допускается определять по отчетным данным.

Библиография

[1] Федеральный закон от 30 декабря 2004 г. № 190-ФЗ «Градостроительный кодекс Российской Федерации»

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

[3] Федеральный закон от 30 марта 1999 г. № 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»

[4] Федеральный закон от 3 июня 2006 г. № 74-ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации»

[5] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

[6] Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»

[7] Постановление Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2006 г. № 83 «Об утверждении Правил определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения и Правил подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения»

[8] Постановление Правительства Российской Федерации от 17 мая 2002 г. № 317 «Об утверждении Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в Российской Федерации»

[9] СН 2.2.4/2.1.8.562–96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки

[10] СН 2.2.4/2.1.8.566–96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий

[11] СО 153-34.21.122–2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

[12] Приказ Ростехнадзора от 15 ноября 2013 г. № 542 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления»»

[13] Приказ Ростехнадзора от 25 марта 2014 г № 116 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением»»

[14] Правила устройства электроустановок (ПУЭ)

[15] Приказ Минэнерго России от 24 марта 2003 г. № 115 «Об

утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»

[16] Приказ Минтруда России от 24 июля 2013 года № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

[17] ОНД-86 Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий

[18] РЭГА РФ-94 Руководство по эксплуатации гражданских аэродромов Российской Федерации

gost.e-ecolog.ru