НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ СТРОИТЕЛЕЙ

Стандарт организации

Инженерные сети зданий и сооружений внутренние

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ВОДЫ)

Правила проектирования и монтажа,
контроль выполнения,
требования к результатам работ

СТО НОСТРОЙ 2.15.144-2014

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Москва 2016

gost.e-ecolog.ru

НАЦИОНАЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ СТРОИТЕЛЕЙ

Стандарт организации

Инженерные сети зданий и сооружений внутренние

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ВОДЫ)

Правила проектирования и монтажа, контроль выполнения, требования к результатам работ

СТО НОСТРОЙ 2.15.144-2014

Издание официальное

Некоммерческое партнерство инженеров по отоплению, вентиляции, кондиционированию воздуха, теплоснабжению и строительной теплофизике «Северо-Западный Межрегиональный Центр АВОК»

Акционерное общество
«Центральный институт типового проектирования
им. Г.К. Орджоникидзе»

Москва 2016

Предисловие

1	РАЗРАБОТАН	Некоммерческим партнерством инженеров по отоплению, вентиляции, кондиционированию воздуха, теплоснабжению и строительной теплофизике «Северо-Западный Межрегиональный Центр АВОК»
2	ПРЕДСТАВЛЕН НА УТВЕРЖДЕНИЕ	Комитетом по системам инженерно-технического обеспечения зданий и сооружений Национального объединения строителей, протокол от 20 ноября 2013 г. № 22
3	УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Решением Совета Национального объединения строителей, протокол от 14 апреля 2014 г. № 53
4	ВВЕДЕН	ВПЕРВЫЕ

© Национальное объединение строителей, 2014

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных Национальным объединением строителей

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 4
4 Общие требования к устройству автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) 5
5 Требования к функциям отдельных подсистем 9
6 Требования к комплексу технических средств 11
7 Состав автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) 13
8 Метрологические характеристики комплекса технических средств автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) 17
9 Требования к надежности автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) 23
10 Требования к защите автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) от несанкционированного доступа 25
11 Проектирование автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) 28
12 Монтаж комплекса технических средств автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) 33
13 Выполнение пусконаладочных работ автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) 46
14 Приемочные испытания автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) 50
15 Контроль выполнения работ 54

16 Правила безопасного выполнения работ 57

Приложение А (справочное) Термины, определения, обозначения и сокращения 59

Приложение Б (рекомендуемое) Форма акта допуска автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) в эксплуатацию у потребителя 63

Приложение В (обязательное) Форма карты контроля соблюдения требований СТО НОСТРОЙ 2.15.144-2014 65

Библиография 72

Введение

Настоящий стандарт разработан в рамках Программы стандартизации Национального объединения строителей и направлен на реализацию Градостроительного кодекса Российской Федерации, Федерального закона от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Федерального закона от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 624 «Об утверждении Перечня видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства».

Настоящий стандарт устанавливает общие правила выполнения работ по проектированию, устройству, монтажу и наладке автоматизированных систем коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды).

Авторский коллектив: д-р техн. наук, проф. *А.М. Гримитлин* (НП «СЗ ЦЕНТР АВОК»), канд. техн. наук *Г.В. Гришин* (НП ОППУ «Метрология энергосбережения»), *П.Б. Никитин* (Консорциум «ЛОГИКА-ТЕПЛОЭНЕРГОМОНТАЖ»).

СТАНДАРТ НАЦИОНАЛЬНОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ СТРОИТЕЛЕЙ

Инженерные сети зданий и сооружений внутренние

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ (ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ВОДЫ)

Правила проектирования и монтажа, контроль выполнения, требования к результатам работ

Internal utility building and structure utilities

Automation systems of commercial utility metering (heat, water)

Rules for design and installation, progress control, requirements to work results

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на автоматизированные системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) (далее – АСКУЭ (ТЭ)).

1.2 Положениями стандарта установлены общие требования к проектированию, монтажу АСКУЭ (ТЭ), а также правила и контроль выполнения работ по монтажу, испытаниям и пусконаладке данных систем.

1.3 Стандарт применим в области учета энергоресурсов на объектах жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и промышленности.

Издание официальное

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты и своды правил:

ГОСТ 8.586.1–2005 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств

ГОСТ 12.1.005–88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.2.007.0–75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 21.1101–2013 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации

ГОСТ 21.408–93 Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов

ГОСТ 26.010–80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы частотные электрические непрерывные входные и выходные

ГОСТ 26.013–81 Средства измерений и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные

ГОСТ 26.014–81 Средства измерения и автоматизации. Сигналы электрические кодированные входные и выходные

ГОСТ 2789–73 Шероховатость поверхности. Параметры и характеристики

ГОСТ 6651–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 10434–82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования

ГОСТ 19104–88 Соединители низкочастотные на напряжение до 1500 В цилиндрические. Основные параметры и размеры

ГОСТ 19768–93 Информационная технология. Наборы 8-битных кодированных символов. Двоичный код обработки информации

ГОСТ 25154–82 Зажимы контактные наборные с плоскими выводами. Конструкция, основные параметры и размеры

ГОСТ 25164–96 Соединения приборов с внешними гидравлическими и газовыми линиями. Типы, основные параметры и размеры. Технические требования

ГОСТ 25165–82 Соединения приборов и устройств ГСП с внешними пневматическими линиями. Типы, основные параметры и размеры. Технические требования

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.728–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Оценивание погрешностей измерений тепловой энергии и массы теплоносителя в водяных системах теплоснабжения

ГОСТ Р 51649–2014 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия

ГОСТ Р 52932–2008 Счетчики электромагнитные, ультразвуковые, вихревые и струйные для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия

СП 48.13330.2011 «СНиП 12-01-2004 Организация строительства»

СП 49.13330.2010 «СНиП 12-03-2001 Часть 1. Безопасность труда в строительстве»

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

СП 75.13330.2011 «СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»

СП 76.13330.2011 «СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства»

СП 77.13330.2011 «СНиП 3.05-07-85 Системы автоматизации»

СП 112.13330.2011 «СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений»

СТО НОСТРОЙ 2.10.64-2012 Сварочные работы. Правила, контроль выполнения и требования к результатам работ

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных документов в информационной системе общего пользования – на официальных сайтах национального органа Российской Федерации по стандартизации и НОСТРОЙ в сети Интернет или по ежегодно издаваемым информационным указателям, опубликованным по состоянию на 1 января текущего года. Если ссылочный нормативный документ заменен (изменен, актуализирован), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным, актуализированным) нормативным документом. Если ссылочный нормативный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1. Термины с соответствующими определениями и сокращениями, примененные в настоящем стандарте, приведены в приложении А.

3.2. В настоящем стандарте приняты следующие обозначения и сокращения:

АСКУЭ (ТЭ) – автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды);

АСУ – автоматизированная система управления;

ГВС – горячее водоснабжение;

ИС – измерительная система;

КСА АС – комплекс средств автоматизации автоматизированной системы;

ПК – персональный компьютер;

ТП – тепловой пункт;

УУТЭ – узел учета тепловой энергии, воды;

ХВС – холодное водоснабжение.

4 Общие требования к устройству автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды)

4.1 АСКУЭ (ТЭ) предназначены для автоматизированного учета потребления энергоресурсов (тепловой энергии, воды) и контроля параметров энергоснабжения, а также своевременного формирования необходимой информации для решения экономических и технологических задач.

4.2 Цели создания АСКУЭ (ТЭ):

- обеспечение достоверности собираемой информации, автоматизированный сбор и обработка данных приборов учета;

- выявление источников неучтенных расходов и скрытых потерь;

- контроль количества и качества производимых, транспортируемых и потребляемых энергоресурсов (тепловой энергии, воды);

- представление измеренных значений для осуществления взаиморасчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов (тепловой энергии, воды);

- информационная поддержка принятия управленческих решений на основе контроля и анализа параметров энергоснабжения.

4.3 Объектами АСКУЭ (ТЭ) являются узлы учета тепловой энергии, горячего водоснабжения (ГВС), холодного водоснабжения (ХВС), установленные или вновь устанавливаемые на вводах в жилых домах (приборы домового учета) и других объектах жилищно-коммунального хозяйства, вводно-распределительные

устройства, автоматизированные тепловые пункты, источники энергоресурсов и др.

4.4 АСКУЭ (ТЭ) представляет собой комплекс приборного учета энергоресурсов и информационный центр, осуществляющий: дистанционное считывание информации с приборов учета; хранение информации и первичную аналитическую обработку; передачу информации потребителям тепловой энергии в зависимости от уровня доступа.

4.5 Взаимодействие приборов учета, потребителей тепловой энергии и администраторов системы с ядром системы должно быть осуществлено по безопасным каналам связи.

Примечание – Структура ядра системы изложена в пунктах 4.11 и 6.7.1 настоящего стандарта.

4.6 Создаваемые АСКУЭ (ТЭ) должны отвечать следующим требованиям:

- должны быть использованы сетевые технологии, обеспечивающие надежную и быструю связь между частями системы;

- система должна быть защищена от несанкционированного доступа пользователей к программам и данным средств измерения в соответствии с требованиями раздела 10 настоящего стандарта.

4.7 Типы применяемых в АСКУЭ (ТЭ) приборов и типы АСКУЭ (ТЭ), предназначенных для коммерческого учета, должны быть включены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений Российской Федерации, иметь необходимые сертификаты соответствия и обеспечивать возможность их работы в составе АСКУЭ (ТЭ).

4.8 Разграничение доступа информации осуществляется с помощью присвоения индивидуальных прав. Различают следующие уровни доступа:

- абонентский – предоставлен представителям служб, эксплуатирующих конкретный объект (Председатель ТСЖ, главный энергетик и др.). Доступна информация о потреблении энергоресурсов (тепловой энергии, воды) исключительно по объекту;

- расширенный абонентский – предоставлен представителям служб, осуществляющих эксплуатацию группы объектов или руководство работой объектов. Доступна информация о потреблении энергоносителей по всей группе объектов;

- полный абонентский – предоставлен представителям органов местного самоуправления. Доступна информация о потреблении энергоресурсов на подконтрольной территории;

- полный – доступен при включении АСКУЭ (ТЭ) в территориальные системы сбора информации, в том числе государственные информационные системы. Доступна информация о потреблении энергоресурсов на всех объектах АСКУЭ (ТЭ);

- полный по ресурсоснабжению – предоставлен организациям, осуществляющим поставку энергоресурсов на объекты. Доступна информация о потреблении энергоресурсов на всех объектах АСКУЭ (ТЭ) на соответствующих точках учета;

- сервисный – предоставлен представителям служб, осуществляющих эксплуатацию приборов учета на объектах или группах объектов. Доступна информация о потреблении энергоресурсов по всем объектам.

Примечание – Кроме того, при сервисном уровне доступа возможны создание и описание точек учета, создание и описание объектов и назначение прав абонентского доступа;

- администраторский – предоставлен полный доступ ко всей информации и ко всем настройкам АСКУЭ (ТЭ). Предоставлен только представителям организации, осуществляющей эксплуатацию АСКУЭ (ТЭ).

4.9 Метрологическое обеспечение АСКУЭ (ТЭ) должно быть произведено в соответствии с ГОСТ Р 8.596 и требованиями 4.7, также должны быть сертифицированы средства связи и программное обеспечение сбора, обработки, архивирования и предоставления измерительной и диагностической информации с узлов учета. Сертификация должна быть проведена в соответствующих аккредитованных сертификационных организациях.

4.10 В составе АСКУЭ (ТЭ) могут быть предусмотрены программно-технические средства для аналитической обработки измерительной информации в целях формирования оперативной и статистической отчетности, плановых и фактических расчетов потребления ресурсов, автоматического расчета потребления объектом или группой объектов в случае неисправности (временного отсутствия) прибора учета по среднему значению либо по нормативному потреблению и др.

4.11 Функциональная структура ядра АСКУЭ (ТЭ) должна состоять из следующих подсистем:

- подсистемы измерения параметров потребляемых энергоресурсов и автоматизированного сбора данных с приборов учета;

- подсистемы обработки измерительной информации, ведения протоколов и архивирования данных;

- подсистемы формирования отчетов по данным приборов учета, предназначенной для формирования оперативной и сводной отчетности заданной формы с различной периодичностью (сутки, месяц и др.);

- подсистемы отображения графической информации (состояния объектов системы, текущих значений технологических параметров, событий, происходящих в системе, и др.);

- подсистемы сигнализации о наличии в работе узлов учета нештатных ситуаций, срабатывании сигнальных датчиков и др.

4.12 Приборы учета, подключаемые к АСКУЭ (ТЭ), должны иметь полное описание формата доступа к данным. Для доступа к архивам приборов учета должен быть использован общедоступный протокол, описание которого находится в свободном распространении.

4.13 Каждое средство измерений, используемое в АСКУЭ (ТЭ), и АСКУЭ (ТП) в целом должны проходить поверку с периодичностью, установленной по результатам испытаний, в целях утверждения типа средства измерений. Межповерочный интервал указывают в описании типа средства

измерений и в паспорте средства измерений. Применение средств измерений с истекшим сроком поверки не допускается.

4.14 К установке в АСКУЭ (ТЭ) должны быть применены только средства измерений, имеющие действующие свидетельства об утверждении типа.

4.15 Выбор типа приборов учета осуществляет проектная организация на основании требований технических условий на проектирование АСКУЭ (ТЭ).

5 Требования к функциям отдельных подсистем

5.1 Работа подсистемы сбора данных в автоматическом режиме должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматический (и по запросу оператора) опрос приборов учета и получение текущих и архивных данных с параметрами потребления энергоресурсов;

- приведение указанных данных к виду, необходимому для наполнения подсистемы хранения данных;

- передача полученных данных в подсистему обработки измерительной информации с заданной периодичностью.

5.2 Работа подсистемы обработки измерительной информации, ведения протоколов и архивирования данных должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- контроль и оценка изменения состояния составных элементов системы;

- хранение данных реального времени и архивных данных;

- расчеты потребленных энергоресурсов по формулам приборов учета по их существующим данным часовых архивов и директивно задаваемым данным при отказах датчиков, приборов.

5.3 Работы подсистемы формирования отчетов по данным приборов учета должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- формирование отчетов в соответствии с заданными шаблонами;

- формирование отчетов на произвольную дату по запросу пользователя;

- формирование отчетов в автоматическом режиме (по расписанию).

5.4 Работа подсистемы отображения графической информации должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображение состояния приборов учета и АСКУЭ (ТЭ) в целом в виде соответствующих графических символов;

- отображение текущих значений измеряемых параметров;

- быстрый доступ к получению подробной информации с отображением информации на мнемосхемах узлов учета (текущие значения измеряемых параметров) и в журналах событий (события приборов учета и АСКУЭ (ТЭ) в целом);

- диагностика состояния каналов связи;

- дополнительно возможно предоставление данных в карте населенных пунктов.

5.5 Работа подсистемы сигнализации о наличии в работе АСКУЭ (ТЭ) нештатных ситуаций, срабатывании сигнальных датчиков должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- контроль состояния объектов АСКУЭ (ТЭ), в том числе нештатных ситуаций, регистрируемых как приборами учета (выход контролируемых параметров за регламентные границы, отсутствие связи с приборами учета, изменение настроечных параметров приборов учета (изменение контрольных сумм)), так и нештатных ситуаций самой АСКУЭ (ТЭ) (отсутствие электропитания, срабатывание датчиков охранной сигнализации, затопления и др.);

- распознавать все нештатные ситуации, регистрируемые приборами учета, подключенными к АСКУЭ (ТЭ). Кроме того, АСКУЭ (ТЭ) должна обеспечивать предоставление информации о потреблении энергоресурсов с учетом реакции приборов учета на возникновение нештатной ситуации;

- информирование представителей организации, обслуживающей АСКУЭ (ТЭ), и представителей ресурсоснабжающей организации о зарегистрированной нештат-

ной ситуации и о предполагаемой реакции прибора учета на нештатную ситуацию. Информирование может быть произведено с помощью sms-сообщения или по e-mail. Сроки информирования устанавливают при монтаже АСКУЭ (ТЭ), но не должны превышать 24 часов с момента регистрации прибором учета нештатной ситуации.

6 Требования к комплексу технических средств

6.1 В комплексе технических средств, используемых в АСКУЭ (ТЭ), должны быть использованы приборы учета и технические средства серийного производства, имеющие соответствующие сертификаты Российской Федерации для эксплуатации на объектах автоматизации (в случае если такие сертификаты требуются действующим законодательством Российской Федерации).

6.2 Прибор учета, используемый в АСКУЭ (ТЭ), должен быть сопровожден паспортом, в котором указаны:

- значения всех настроечных коэффициентов, влияющих на метрологические характеристики данного прибора;
- номер версии встроенного программного обеспечения;
- коды циклического контроля (CRC).

Все числовые данные должны быть доступны для чтения на индикаторе прибора для считывания с помощью специальных устройств или на компьютере для сличения с паспортными данными.

6.3 Для сбора и передачи информации с приборов учета необходимо применять специализированные устройства сбора и передачи данных. Каналы передачи могут быть построены на основе цифровых, аналоговых, спутниковых, радио- или сотовых систем связи. Каналы связи должны быть постоянно подключены к АСКУЭ (ТЭ), не допускается их использование для иных целей.

6.4 АСКУЭ (ТЭ) могут иметь основной и резервный каналы связи вне зависимости от технического решения (телефонные линии, радиоканал и др.).

6.5 Форматы и протоколы передачи данных должны быть построены на основе «открытых» промышленных стандартов, которые обеспечивают их использование в составе других АСКУЭ (ТЭ) и дают возможность транспортировать данные в различные информационные системы, базы данных, электронные таблицы и другие типы программных приложений для дальнейшей обработки и хранения информации.

6.6 Передача данных приборов учета должна быть осуществлена с использованием сетей общего доступа. Кроме того, ввод архивных данных возможен в ручном режиме через web-интерфейс представителем организации, эксплуатирующей приборы учета.

6.7 Требования к оборудованию центра сбора информации представлены в 6.7.1–6.7.2.

6.7.1 Ядром АСКУЭ (ТЭ) должны быть сервер связи и описаний, а также серверы баз данных.

6.7.2 Аппаратная часть серверов связи и баз данных АСКУЭ (ТЭ) должна представлять собой электронно-вычислительную машину (ЭВМ) серверного исполнения либо выделенный персональный компьютер (ПК). Технические характеристики серверов (ПК) должны быть выбраны с учетом не менее чем 20 % резерва производительности. Для обеспечения большей отказоустойчивости и надежной защиты от потери данных сервер баз данных должен иметь RAID-массив 5-го уровня.

6.8 Требования к пользовательскому интерфейсу АСКУЭ (ТЭ) приведены в 6.8.1–6.8.3.

6.8.1 АСКУЭ (ТЭ) должна отображать на рабочем месте диспетчера:

- информацию о текущих и архивных значениях параметров потребления энергоресурсов по каждому объекту или группы объектов за определенный промежуток времени;

- сообщения о нештатных ситуациях на объектах;

- дополнительно возможно предоставление информации о расположении объектов системы (узлов учета, тепловых пунктов и др.) на карте населенного

пункта по зонам и подзонам с сигнализацией состояния объектов зоны (подзоны) и каждого объекта.

6.8.2 Основными формами предоставления информации должны быть отчеты, динамические мнемосхемы, временные диаграммы (тренды) и числовые значения параметров. Конкретную реализацию пользовательского интерфейса разрабатывают в ходе создания системы.

6.8.3 Для всех типов информационных, предупредительных и тревожных сообщений, выдаваемых диспетчеру, должен быть предусмотрен механизм подтверждения принятия сообщения.

7 Состав автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды)

7.1 В состав АСКУЭ (ТЭ) входят:

- узел учета тепловой энергии, горячего водоснабжения и хозяйственно-питьевой воды (УУТЭ);
- комплекс сбора, обработки и передачи информации.

7.2 Требования к основным параметрам УУТЭ приведены в 7.2.1–7.2.18.

7.2.1 УУТЭ оснащают теплосчетчиком, имеющем в своем составе преобразователи расхода и температуры, датчики давления, тепловычислитель или их комбинацию (комбинированный теплосчетчик).

7.2.2 Диаметры условных проходов преобразователей расхода в составе теплосчетчиков должны быть выбраны по ГОСТ Р 52932 (пункт 4.2.1) из ряда: 10; 15; 20; 25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 800; 1000; 1200; 1400; 1600; 1800; 2000 мм.

7.2.3 Наибольшее значение расхода, при котором должны быть измерены тепловая энергия и количество теплоносителя, должно соответствовать значению средней по сечению скорости от 0,3 до 10,0 м/с.

7.2.4 Наименьшее значение расхода, при котором должны быть измерены тепловая энергия и количество теплоносителя, выбирают из ряда: 0,001; 0,004; 0,01; 0,02; 0,04; 0,1 от наибольшего значения расхода измеряемой среды.

7.2.5 В качестве преобразователя расхода должны быть применены преобразователи, реализующие электромагнитный, ультразвуковой, тахометрический, вихревой методы, метод переменного перепада (в соответствии с ГОСТ 8.586.1).

7.2.6 Максимально допустимые потери напора в тепловой сети, вызванные установкой преобразователей расхода, при скорости потока 5 м/с должны быть не более 30–40 КПа (0,3–0.4 атм, 3–4 м вод. ст.).

7.2.7 Наибольшее значение рабочей температуры измеряемой среды для преобразователей расхода, применяемых в составе теплосчетчиков, должно быть в пределах от 90 °С до 200 °С.

7.2.8 Наименьшее значение разности температур измеряемой среды в подающем и обратном трубопроводах не должно быть ниже плюс 3 °С.

7.2.9 Наибольшее избыточное рабочее давление измеряемой среды для теплосчетчика и входящих в его состав первичных преобразователей должно быть не менее 1,6 МПа (16 кгс/см^2).

7.2.10 Теплосчетчик должен обеспечивать измерение и вывод на устройства индикации (регистрации) значений следующих параметров:

- среднего объемного расхода теплоносителя (в м^3/ч, л/мин);
- среднего объемного расхода в трубопроводе ХВС и ГВС (в м^3/ч, л/мин);
- среднего массового расхода теплоносителя (в т/ч, кг/ч, т/мин, кг/мин);
- объема теплоносителя нарастающим итогом (в м^3; л);
- массы теплоносителя (в т, кг);
- температуры теплоносителя в трубопроводах (в °С);
- разности температур в подающем и обратном трубопроводах (в °С);
- давления в трубопроводах (допускается ввод в виде константы) (в КПа, кгс/см^2, МПа, атм);

- тепловой мощности (в Гкал/ч, ГДж/ч, МВт);

- тепловой энергии (в Гкал, ГДж, МВт·ч);

- времени работы, простоя, нештатной ситуации (в ч, мин, с).

7.2.11 При наличии отсчетного устройства число разрядов должно обеспечивать отображение накопленных нарастающим итогом значений тепловой энергии и количества теплоносителя при наибольшем расходе и наибольшей разности температур в течение не менее 2 000 часов без возврата на нуль.

7.2.12 Электрическое питание теплосчетчиков должно быть осуществлено:

- от электрической сети общего назначения постоянного или переменного тока;

- источника питания постоянного тока 24 (12, 36) В;

- автономного встроенного источника питания.

Допускается комбинированное электрическое питание теплосчетчиков. Электрическое питание теплосчетчиков должно быть осуществлено в соответствии с эксплуатационной документацией на теплосчетчики.

7.2.13 Измеряемые с помощью теплосчетчиков величины и параметры должны быть преобразованы в стандартные электрические выходные сигналы по ГОСТ 26.010, ГОСТ 26.013, ГОСТ 26.014, ГОСТ 19768.

7.2.14 Теплосчетчики должны иметь возможность подключения по интерфейсу RS23, RS485 или интерфейсу Ethernet для считывания накопленной информации, установочных параметров и подключения к системам диспетчеризации и управления потреблением энергоресурсов по Стандарту [1].

7.2.15 Допускается применение в составе теплосчетчиков преобразователей температуры и комплектов преобразователей температуры, соответствующих ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 [2].

7.2.16 Номинальное значение силы тока, проходящего через преобразователь температуры, не должно превышать 1 мА.

7.2.17 Комплект преобразователей температуры должен обеспечивать измерение разности температур в диапазоне от плюс 3 °С до плюс 150 °С.

7.2.18 Показатель тепловой инерции преобразователя температуры не должен превышать 10 с.

7.3 Конструктивные требования к УУТЭ приведены в 7.3.1–7.3.9.

7.3.1 Теплосчетчики могут иметь отделяющиеся составные части, в том числе преобразователи расхода, температуры и давления, тепловычислители, устройства передачи и предоставления измерительной информации.

7.3.2 Конструкция преобразователей расхода должна обеспечивать фланцевые или межфланцевые соединения с трубопроводами водяной системы теплоснабжения.

7.3.3 В составе теплосчетчиков должны быть применены преобразователи расхода, соответствующие 7.2.5.

7.3.4 Теплосчетчики должны быть снабжены защитными устройствами, предотвращающими возможность разборки или переделки теплосчетчика без очевидного повреждения защитного устройства (пломбы).

7.3.5 Габаритные, установочные и присоединительные размеры, материалы деталей, соприкасающихся с теплоносителем, потребляемая мощность, масса должны быть указаны производителем теплосчетчиков в эксплуатационной документации на теплосчетчики.

7.3.6 Теплосчетчики (тепловычислители) должны иметь цифровые порты для подключения переносного компьютера и архиватора для считывания архивов теплосчетчика и диагностики его работы, а также для подключения модемов и локальных сетей дистанционной передачи данных. Подключение модемов в зависимости от типа теплосчетчика может быть осуществлено непосредственно как к цифровому порту теплосчетчика, так и через дополнительные преобразователи интерфейсов или радиоканал.

7.3.7 В составе комбинированных теплосчетчиков для измерения температуры должны быть использованы подобранные пары термопреобразователей сопротивления класса А по ГОСТ 6651. Тепловычислители должны иметь возможность настройки на нормированные статические характеристики указанных типов термопреобразователей. Настройки каналов измерения температуры термопреобразователей должны быть доступны для просмотра на индикаторе прибора учета.

7.3.8 Емкость архива теплосчетчика должна быть, не менее: для часового – 45 суток; для суточного и тотального – один год.

7.3.9 При отключении электропитания данные в архиве теплосчетчика должны быть сохранены не менее пяти лет.

8 Метрологические характеристики комплекса технических средств автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды)

8.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к метрологическим характеристикам приборов учета, используемых для целей коммерческого учета энергоресурсов и всей АСКУЭ (ТЭ) в целом в зависимости от условий эксплуатации. Условия эксплуатации средств измерений и всей АСКУЭ (ТЭ) в целом указывают в проекте АСКУЭ (ТЭ), и должны соответствовать допустимым значениям, указанным в эксплуатационной документации приборов учета. Требования к метрологическому обеспечению АСКУЭ (ТЭ) принимают в соответствии с ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 [2], ГОСТ Р 8.596, ГОСТ Р 51649, МИ 2439-97 [3].

8.2 Требования к метрологическим характеристикам КТС УУТЭ приведены в 8.2.1–8.2.10.

8.2.1 Теплосчетчики в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара с относительной погрешностью, не более:

- 5 % в диапазоне расхода пара от 10 % до 30 %;

- 4 % в диапазоне расхода пара от 30 % до 100 %. Теплосчетчики в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более 3 % в диапазоне расхода пара от 10 % до 100 %. Теплосчетчики в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение температуры пара и конденсата с абсолютной погрешностью не более $\pm (0,5 + 0,005t)$ °С. Теплосчетчики в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение давления (избыточного или абсолютного):

- пара с приведенной погрешностью не более ±1,0 %;

- конденсата с приведенной погрешностью не более ±1,5 %.

8.2.2 В УУТЭ водяных систем при потреблении тепловой энергии более 0,1 Гкал/ч должны быть применены теплосчетчики класса С или В по ГОСТ Р 51649. Минимальную измеряемую разницу температур в подающем и обратном трубопроводах выбирают из ряда: для класса С плюс 1 °С, 2 °С, 3 °С; для класса В плюс 2 °С, 3 °С, 5 °С. В УУТЭ водяных систем при потреблении тепловой энергии менее 0,1 Гкал/час могут быть применены теплосчетчики любого класса по ГОСТ Р 51649 с минимальной измеряемой разницей температур не более плюс 10 °С.

8.2.3 Номинальный динамический диапазон измерения объемного расхода воды для расходомеров, установленных на каждом трубопроводе закрытых зависимых и независимых систем, должен быть:

- не менее 1:30 для расходомеров класса В или С с условным диаметром более 300 мм;

- не менее 1:150 для расходомеров класса В или С, установленных на трубопроводах закрытых зависимых и независимых систем, включая трубопроводы подпитки, при потреблении тепловой энергии более 0,1 Гкал/ч;

- не менее 1:150 для расходомеров любого класса, установленных на трубопроводах закрытых зависимых и независимых систем, включая трубопроводы подпитки, при потреблении тепловой энергии менее 0,1 Гкал/ч;

- не менее 1:150 для расходомеров класса В или С, установленных на трубопроводах открытых систем, при условии установки на отводящих трубопроводах горячего водоснабжения отдельных расходомеров;

- не менее 1:200 для расходомеров класса В или С, установленных на трубопроводах открытых систем, при отсутствии на отводящих трубопроводах горячего водоснабжения отдельных расходомеров;

- не менее 1:50 для расходомеров любого класса, установленных на трубопроводах тупиковых систем и на отводящих трубопроводах открытых систем.

8.2.4 Теплосчетчики водяных закрытых зависимых и независимых систем должны обеспечивать:

- измерение разности температур в двух трубопроводах с максимально допустимой относительной погрешностью, не более:

а) ($\pm (0{,}5 + 3\ \Delta t_{min}/\Delta t)$) для пары преобразователей температуры класса А;

б) ($\pm (0{,}1 + 3\ \Delta t_{min}/\Delta t)$) для пары класса В, где Δt_{min} – минимальная измеряемая разность температур, Δt – измеряемая разность температур;

- измерение температуры с максимально допустимой абсолютной погрешностью не более ($\pm (0{,}15 + 0{,}002t)$) °С. Абсолютная погрешность преобразователей температуры не должна превышать погрешности преобразователей температуры класса А по ГОСТ 6651;

- измерение давления (избыточного или абсолютного) с максимально допустимой приведенной погрешностью не более (±1) %;

- измерение расхода с максимально допустимой относительной погрешностью в соответствии с ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 [2].

8.2.5 Предел допускаемой относительной погрешности теплосчетчика при измерении тепловой энергии в системах теплоснабжения не должен превышать:

- 4,0 % – при разности температур, равной или более 20 °С;

- 5,0 % – при разности температур, равной или более 10 °С и не более 20 °С.

8.2.6 Относительная погрешность измерения разности масс в подающем и обратном трубопроводах не должна превышать значений, вычисленных по формуле:

$$\Delta M = \pm 2 \frac{M_1 + M_2}{M_1 - M_2}, \%, \quad (1)$$

где M_1, M_2 – измеренные значения масс теплоносителя, прошедших через подающий и обратный трубопроводы.

Расчет пределов допускаемой относительной погрешности измерения тепловой энергии и массы теплоносителя в системах водяного теплоснабжения выполняют по ГОСТ Р 8.728.

8.2.7 Предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расхода не должен превышать (±2,0) % в нормированном диапазоне измерения значений расходов.

8.2.8 Предел допускаемой относительной погрешности тепловычислителя при измерении разности температур не должен превышать (±0,5) %.

8.2.9 Теплосчетчики должны обеспечивать измерение текущего времени с относительной погрешностью не более 0,01 %.

8.2.10 Максимально допустимую относительную погрешность теплосчетчика (единого и комбинированного) принимают по ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 [2].

8.3 Требования к метрологическим характеристикам измерительных систем (далее – ИС) АСКУЭ (ТЭ)

8.3.1 Метрологические характеристики ИС регламентируют в проектной документации на АСКУЭ (ТЭ).

8.3.2 Для ИС регламентируют метрологические характеристики измерительных каналов в целом, метрологические характеристики входящих в них компонентов (или их некоторой совокупности – комплексных компонентов) в виде нормируемых значений и методов их контроля. При нормировании метрологических характеристик ИС следует учитывать метрологические характеристики средств

измерений, входящих в АСКУЭ (ТЭ), и требования к метрологическим характеристикам всей АСКУЭ (ТЭ) в целом.

8.3.3 Нормируют следующие метрологические характеристики:

- выходной код, число разрядов кода, номинальная цена единицы наименьшего разряда кода измерительного канала ИС, предназначенного для выдачи результатов в цифровом коде;

- характеристика погрешности Δ измерительного канала ИС – предел $\Delta_д$ допускаемого значения погрешности измерительного канала ИС;

- динамические характеристики измерительного канала ИС:

а) номинальная функция связи между изменяющимися во времени входным и выходным сигналами (импульсная весовая функция) и предел допускаемого отклонения от указанной номинальной функции связи;

б) время установления показаний или выходного сигнала $t_у$ измерительного канала ИС;

- номинальная функция влияния $\Psi(\xi)$ и предел допускаемого отклонения от номинальной функции или граничные (верхняя и нижняя) функции влияния измерительного канала ИС;

- наибольшие допускаемые изменения $\Delta I(\xi)$ метрологических характеристик измерительного канала ИС, вызванные отклонением внешних влияющих величин и неинформативных параметров входного сигнала от номинальных значений;

- характеристики линии связи, если она не входит в состав комплектующих компонентов ИС при выпуске с завода-изготовителя и появляется как компонент ИС только при монтаже на объекте. В нормативной документации на ИС указывают параметры линии связи, при которых гарантируют указанные в нормативно-технической документации метрологические характеристики измерительного канала ИС.

8.3.4 Контроль метрологических характеристик ИС осуществляют:

- для проверки качества разработки и изготовления ИС в части соблюдения метрологических требований к ним на предприятиях, разрабатывающих и изготавливающих ИС;

- для проверки качества монтажа и наладки ИС (в том числе соблюдения требований к параметрам линии связи, оказывающим влияние на метрологические характеристики измерительных каналов) в процессе и по завершении установки ИС на объекте; возможности проведения ее опытной эксплуатации и передачи в постоянную эксплуатацию в части соблюдения метрологических требований, заложенных в проекте;

- для проверки сохраняемости метрологических свойств ИС в процессе эксплуатации.

8.3.5 Контроль метрологических характеристик осуществляют экспериментально «сквозным методом», т.е. путем подачи на вход измерительного канала ИС образцового сигнала (имитирующего измеряемую величину) и снятия его выходного сигнала (результата измерения). Полученные в результате проверки значения метрологических характеристик сравнивают с нормированными значениями.

8.3.6 Необходимыми условиями для применения «сквозного метода» контроля метрологических характеристик являются:

- наличие доступа к входу измерительного канала (ограничение доступа может быть обусловлено конструкцией или способами установки средств измерений, температурными условиями или наличием «вредной» среды в местах их расположения и др.);

- возможность задания необходимого набора всех существенных для испытаний ИС значений влияющих величин, характерных для условий эксплуатации ИС;

- наличие эталонов, в том числе в виде источников сигнала (мер) или средств задания измеряемых величин, имеющих соответствующий метрологический статус.

9 Требования к надежности автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды)

9.1 Надежность АСКУЭ (ТЭ) должна быть обеспечена выбором и разработкой совокупности технических, программных средств, их соответствием условиям эксплуатации, выполнением требований монтажа и пусконаладки, а также регламентом их обслуживания и поверки. Программно-технический комплекс должен обеспечивать круглосуточную и непрерывную работу в течение установленного срока службы.

9.2 Прекращение функционирования любой из подсистем, входящих в состав АСКУЭ (ТЭ), не должно приводить к прекращению функционирования других подсистем или системы в целом.

9.3 В случае выхода из строя коммутационного сервера или каналов связи должен быть предусмотрен автоматический режим получения отсутствующих данных от приборов учета после восстановления работоспособности системы. Также должна быть предусмотрена возможность непосредственного получения данных от счетчиков и вычислителей с помощью переносных средств для дальнейшей обработки информации АСКУЭ (ТЭ).

9.4 Для сохранности информации при отключении и сбоях по питанию все серверное оборудование АСКУЭ (ТЭ) должно быть подключено к электрической сети через источники бесперебойного питания, которые должны обеспечивать автономную работу АСКУЭ (ТЭ) при отсутствии сетевого напряжения не менее 30 минут.

9.5 АСКУЭ (ТЭ) должна быть устроена таким образом, чтобы ошибочные действия персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей.

9.6 Ко всем устройствам должен быть обеспечен свободный доступ персонала.

9.7 При всех видах работ по монтажу, пусконаладке, техническому обслуживанию и ремонту АСКУЭ (ТЭ) необходимо соблюдать требования по защите микросхем и полупроводниковых приборов от воздействия статического электричества.

9.8 Отображение информации на экране цветного графического дисплея должно обеспечивать получение диспетчером полной характеристики текущего состояния оборудования и значений контролируемых параметров в виде, наиболее удобном для восприятия в каждой конкретной ситуации. Фон графических экранов должен быть неярким и быть выбран из «спокойной» цветовой гаммы.

9.9 Предупредительная и аварийная сигнализации должны быть сопровождены мерцанием и изменением цвета цифровых значений переменных или фона графических объектов на экранах дисплеев, звуковой сигнализацией (с возможностью отключения звукового сигнала).

9.10 Все сообщения и надписи должны быть выведены на русском языке, за некоторыми возможными исключениями – например, номера позиций приборов, системных сообщений.

9.11 Средний срок службы теплосчетчиков – не менее 12 лет. Средняя наработка на отказ теплосчетчиков – не менее 75 000 часов.

9.12 Все компоненты системы должны быть рассчитаны на нормированные рабочие условия:

- температура окружающего воздуха – от плюс 5 °С до плюс 50 °С;
- относительная влажность при плюс 35 °С – от 5 % до 95 %;
- атмосферное давление – от 84 до 106,7 кПа;
- степень защиты в диспетчерских и во вспомогательных помещениях – IP31;
- степень защиты в помещениях узлов учета – IP54.

10 Требования к защите автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) от несанкционированного доступа

10.1 В АСКУЭ (ТЭ) должны быть предусмотрены методы и средства защиты информации от несанкционированного вмешательства в работу на всех уровнях ее обработки, нарушающего достоверность учета с помощью программно-технических средств.

10.2 Методы и средства защиты должны быть оговорены в технической документации на АСКУЭ (ТЭ) и реализованы при ее внедрении.

10.3 На всех уровнях обработки информации должна быть предусмотрена парольная защита информации от несанкционированного изменения.

10.4 Доступ на изменение заданий, ручной ввод данных и директив должен быть под контролем системы.

10.5 В АСКУЭ (ТЭ) необходимо организовать защиту информации от ошибочных действий диспетчера.

10.6 АСКУЭ (ТЭ) должна поддерживать категории пользователей информации, различающиеся уровнем доступа к тем или иным функциональным возможностям системы.

10.7 Управление уровнем доступа пользователями и группами пользователей осуществляет администратор АСКУЭ (ТЭ) с использованием средств системы.

10.8 Не допускается несанкционированное изменение и уничтожение архивов теплосчетчика.

10.9 Методы защиты приборов учета включают:

- защиту тепловычислителей;
- защиту преобразователей расхода.

10.9.1 Защита тепловычислителей приведена в 10.9.1.1–10.9.1.3.

10.9.1.1 Методы защиты с помощью программного обеспечения:

- введение контрольных сумм программы;

- зашивка программного обеспечения и калибровочных коэффициентов во внутреннюю память программ микропроцессора с защитой от копирования или изменения штатными системами защиты микропроцессора;

- хранение данных о параметрах теплоносителя в энергонезависимой памяти с плавающей системой адресов, организованной в виде кольцевого буфера с произвольной длиной единицы хранения информации;

- создание специального программного обеспечения только для калибровки прибора. Данное программное обеспечение не входит в состав прибора.

10.9.1.2 Методы конструктивной защиты:

- установка пломбы с клеймом поверителя;

- установка заводской пломбы;

- установка пломбы теплоснабжающей организации;

- разделение режимов калибровки и работы с помощью механических переключателей с последующим пломбированием;

- пломбирование мест внешней коммутации;

- пломбирование отдельных внутренних отсеков для ограничения доступа к платам;

- отсутствие деталей, позволяющих менять на объекте калибровочные коэффициенты.

10.9.1.3 Организационные мероприятия по защите могут пересекаться с методами, указанными в 10.9.1.1, 10.9.1.2, и включают:

- фиксацию калибровочных коэффициентов в паспортах приборов (для многоканальных тепловычислителей – фиксация контрольной суммы настроек);

- открытый доступ ко всем настроечным (калибровочным) коэффициентам;

- возможность индикации коэффициентов в приборе и их просмотр через внешние интерфейсы.

10.9.2 Защита преобразователей расхода приведена в 10.9.2.1–10.9.2.3.

10.9.2.1 Методы защиты с помощью программного обеспечения:

- введение контрольных сумм программы;

- специальное ПО регулировки, не входящее в состав прибора.

10.9.2.2 Методы конструктивной защиты:

- установка пломб завода на всех элементах, изменение положения которых влияет на калибровочные и метрологические коэффициенты (характеристики);

- установка пломбы с клеймом поверителя;

- установка пломб ресурсоснабжающей организации на элементы внешней коммутации;

- разделение режимов калибровки и эксплуатации механическими переключателями с последующим пломбированием;

- разделение корпуса электронного блока на отсеки для размещения электронного блока и пользователя (внешней коммутации) с последовательным пломбированием;

- калибровочные и метрологические характеристики устанавливают с помощью элементов электронного блока с последующим закрытием крышки и пломбировкой;

- подключение программного обеспечения для градуировки с помощью специального разъема (адаптера).

10.9.2.3 Организационные мероприятия по защите:

- внесение в паспорт (формуляр) прибора калибровочных коэффициентов.

10.10 Калибровочные параметры преобразователей расхода, температуры, давления и тепловычислителей должны быть отображены в паспорте на средство измерений. Любые исправления (не заверенные поверителем) в паспортах являются основанием для внеочередной поверки средств измерений.

10.11 Все настроечные параметры преобразователей расхода, температуры, давления, тепловычислителя, влияющие на результат измерений, должны быть доступны пользователю и контролирующим организациям для просмотра. Изме-

нение этих настроечных параметров может сопровождаться изменением контрольной суммы базы настроек теплосчетчика.

11 Проектирование автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды)

11.1 Проект АСКУЭ (ТЭ) разрабатывают на основании:

- технических условий, выдаваемых теплоснабжающей организацией по запросу потребителя;
- требований Правил коммерческого учета тепловой энергии (ПКУТЭ);
- технической документации на приборы учета, средства измерения и измерительные системы.

11.2 Технические условия должны содержать:

- наименование и местонахождение потребителя;
- расчетные нагрузки по каждому виду потребления тепловой энергии, для горячего водоснабжения – среднесуточные нагрузки;
- расчетные параметры теплоносителя в точке поставки;
- температурный график подачи теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха;
- требования по обеспечению возможности подключения узла учета к системе дистанционного съема показаний приборов учета с использованием стандартных промышленных протоколов и интерфейсов, за исключением требований по установке средств связи, если теплоснабжающая организация использует или планирует использовать такие средства.

11.3 Установку АСКУЭ (ТЭ) выполняют в соответствии с техническими условиями, выданными ресурсоснабжающей организацией.

На основании технических условий разрабатывают техническое задание (ТЗ) по 11.4 на разработку рабочего проекта АСКУЭ (ТЭ) и согласовывают с заказчиком (генподрядчиком).

11.4 Техническое задание должно содержать:

- наименование и адрес объекта.
- основание для проектирования:

а) условия подключения к сетям водоснабжения;

б) условия подключения к тепловым сетям;

в) паспорт системы центрального отопления;

г) паспорт узла ввода системы отопления.

- цель проектирования (например, установка коммерческого узла учета тепловой энергии, воды).
- вид строительства (например, реконструкция индивидуального теплового пункта).
- источник финансирования.
- наименование организации-заказчика.
- наименование эксплуатирующей организации.
- наименование проектной, монтажной и пусконаладочной организации.
- стадийность проектирования.
- сроки проектирования.
- границу раздела балансовой принадлежности тепловых сетей и сетей водоснабжения (эксплуатационной ответственности сторон).
- источник теплоснабжения.
- назначение здания.
- параметры теплоносителя:

а) тепловая нагрузка системы отопления;

б) температурный график тепловой сети;

в) перепад давления;

г) давление в обратном трубопроводе;

д) температурный график системы отопления.

- тип системы теплоснабжения, водоснабжения.

- схему присоединения системы отопления.

- схему присоединения системы горячего и холодного водоснабжения (ГВС, ХВС).

- расходы теплоносителя.

- схему измерений.

- требования к монтажу в соответствии с 4 настоящего стандарта.

- требования к диспетчеризации.

Примечание – Требования к диспетчеризации приведены в стандартах [1] и [4].

- требования к проекту (проект должен быть оформлен в соответствии с ГОСТ 21.1101, ГОСТ 21.408).

- требования к метрологическому обеспечению АСКУЭ (ТЭ) в соответствии с ГОСТ Р 8.596.

- порядок согласования проектной документации.

11.5 Проект должен содержать:

- титульный лист, на котором должны быть указаны: полный адрес потребителя, наименование проектной организации, печать, фамилия и подписи лиц, выполнивших техническое решение.

- технические условия на АСКУЭ (ТЭ).

- копию свидетельства о допуске СРО с перечнем разрешенных видов работ.

- пояснительную записку с указанием источника тепловой энергии, параметров теплоносителя, схем присоединения систем теплопотребления, водопотребления. КТС АСКУЭ (ТЭ), тип теплосчетчика с указанием всех приборов, входящих в его состав, возможности измерения и регистрации параметров воды, теплоносителя и тепловой энергии.

- сведения о максимальных и минимальных расходах теплоносителя с учетом зимнего и летнего режимов.

- план подключения потребителя к тепловой сети, сетям водоснабжения.

- принципиальную схему АСКУЭ (ТЭ) и теплового пункта с узлом учета тепловой энергии, воды.

- план теплового пункта с указанием мест установки датчиков, мест размещения приборов УУТЭ, схемы кабельных проводок.

- электрические и монтажные схемы подключения приборов УУТЭ.

- схему пломбирования средств измерений и технического оборудования узла учета.

- формулы расчета тепловой энергии, теплоносителя, заложенные в тепловычислитель.

- настроечную базу данных, вводимую в тепловычислитель, в том числе при переходе на летний и зимний режимы.

- для УУТЭ в зданиях дополнительно должны быть приложены таблицы суточных и месячных расходов тепловой энергии по теплопотребляющим установкам, позволяющие потребителям отслеживать эффективность работы системы теплоснабжения (системы регулирования отпуска тепла).

- формы отчетных ведомостей показаний приборов учета тепловой энергии, воды.

- требования к монтажу преобразователей расхода, датчиков температуры, датчиков давления.

- спецификацию применяемого оборудования и материалов.

- нормированные метрологические характеристики измерительных систем и методы их контроля.

- перечень основных нештатных ситуаций и расчет потребленной тепловой энергии за время действия нештатной ситуации.

11.6 Диаметр преобразователей расхода выбирают в соответствии с расчетными тепловыми нагрузками таким образом, чтобы минимальный и максимальный расходы теплоносителя не выходили за пределы нормированного диапазона измерений преобразователей расхода.

11.7 В проекте должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие доступ персонала для обслуживания и снятия показаний с приборов учета, освещение УУТЭ, ограничение доступа посторонних лиц, мероприятия по технике безопасности.

11.8 Спускные устройства (спускники) должны быть предусмотрены:

- на подающем трубопроводе после преобразователя расхода;
- на обратном (циркуляционном) трубопроводе до преобразователя расхода.

11.9 Тепловычислитель рекомендуется монтировать в отдельном щите, защищенном от постороннего вмешательства.

11.10 В комплекте оборудования должны быть предусмотрены монтажные вставки для замещения первичных преобразователей расхода на период монтажа или ремонта.

11.11 Проекты АСКУЭ (ТЭ) подлежат согласованию с ресурсоснабжающей организацией, выдавшей технические условия на установку приборов учета в части соблюдения технических условий. Для согласования проектная организация направляет копию проекта в ресурсоснабжающую организацию. Согласованный проект утверждает заказчик.

12 Монтаж комплекса технических средств автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды)

12.1 Общие требования

12.1.1 До начала монтажа АСКУЭ (ТЭ) в зданиях и помещениях, сдаваемых под монтаж систем автоматизации, должны быть выполнены строительные

работы, предусмотренные рабочей документацией и проектом производства работ.

12.1.2 Монтаж АСКУЭ (ТЭ) должен быть произведен в соответствии с проектной и рабочей документацией с учетом требований предприятий–изготовителей приборов, средств автоматизации, агрегатных и вычислительных комплексов, предусмотренных техническими условиями или инструкциями по эксплуатации этого оборудования.

12.1.3 На объекте в соответствии с технологическими, сантехническими, электротехническими и другими рабочими чертежами должны быть:

- проложены магистральные трубопроводы и разводящие сети с установкой арматуры;

- установлено необходимое оборудование и проложены магистральные и разводящие сети для снабжения АСКУЭ (ТЭ) электроэнергией;

- проложена канализационная сеть для сбора стоков;

- выполнена заземляющая сеть.

12.1.4 При подготовке монтажной организации к производству работ необходимо:

- получить проектную и рабочую документацию;

- разработать и утвердить проект производства работ;

- произвести приемку строительной и технологической готовности объекта к монтажу АСКУЭ (ТЭ);

- произвести приемку оборудования (приборов, средств автоматизации, щитов, пультов, агрегатных и вычислительных комплексов), изделий и материалов от заказчика или генподрядчика (при условии, что монтажная организация не занимается поставками вышеуказанного оборудования);

- произвести укрупнительную сборку узлов и блоков;

- выполнить предусмотренные нормами и правилами мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности.

12.1.5 Принимаемые оборудование, материалы и изделия должны соответствовать проектной и рабочей документации, техническим (см. 4.7, 4.9–4.15) и метрологическим требованиям настоящего стандарта (см. раздел 8) и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие их качество (см. 6.1–6.3). При приемке/передаче оборудования, материалов и изделий проверяют комплектность, отсутствие повреждений и дефектов, сохранность окраски и специальных покрытий, сохранность пломб, наличие специального инструмента и приспособлений, поставляемых предприятиями–изготовителями, проверяют соответствие сопроводительной документации, требованиям рабочих чертежей, стандартов, технических условий и других документов, определяющих монтажно-технологические требования, проверяют наличие и срок действия гарантии предприятий-изготовителей.

12.1.6 До начала монтажа систем АСКУЭ (ТЭ) монтажной организацией совместно с генподрядчиком и заказчиком должны быть согласованы следующие вопросы:

- установлены сроки строительства специальных помещений, предназначенных для АСКУЭ (ТЭ), обеспечивающие своевременное проведение индивидуальных испытаний, пусконаладочных работ и сдачи АСКУЭ (ТЭ) в эксплуатацию;

- предусмотрены постоянные или временные сети, подводящие к объектам электроэнергию, воду, с устройствами для подключения оборудования и инструмента;

- предусмотрены в соответствии с проектом и согласованы мероприятия, обеспечивающие защиту приборов и средств автоматизации, щитов, пультов от влияния атмосферных осадков, грунтовых вод и низких температур, от загрязнений и повреждений, от статического электричества, обеспечено ограничение доступа посторонних лиц к месту монтажа.

12.1.7 До передачи оборудования, изделий и материалов заказчиком (генподрядчиком) должны быть предъявлены монтажной организации:

- на оборудование и арматуру – сопроводительная документация;

- на материалы – сертификаты предприятий-поставщиков.

При отсутствии документов предприятия-поставщика они могут быть заменены соответствующими им по содержанию документами, подписанными ответственными представителями заказчика (генподрядчика).

12.1.8 По сопроводительной документации должно быть проверено соответствие марок, размеров и других характеристик оборудования, изделий и материалов проектной и рабочей документации, по которой должен быть осуществлен монтаж.

12.1.9 Работы по монтажу АСКУЭ (ТЭ) должны быть осуществлены в две стадии (этапа).

На первой стадии следует выполнять:

- заготовку монтажных конструкций, узлов и блоков, элементов электропроводок и их укрупнительную сборку вне зоны монтажа;

- проверку соответствия помещения требованиям надежной и безопасной эксплуатации АСКУЭ (ТЭ), наличия заземляющей сети;

- разметку трасс и установку опорных и несущих конструкций для электрических и трубных проводок, приборов и оборудования.

На второй стадии необходимо выполнять:

- прокладку трубных и электрических проводок по установленным конструкциям;

- установку щитов, пультов, приборов и средств автоматизации;

- подключение к ним трубных и электрических проводок, индивидуальные испытания и пусконаладочные работы.

12.1.10 Все работы по монтажу АСКУЭ (ТЭ) должны быть выполнены только специализированными организациями, имеющими свидетельство о допуске саморегулируемой организации. Работы по монтажу должны быть

произведены только по проектной и рабочей документации, согласованной с ресурсоснабжающей организацией.

12.1.11 После согласования проекта заказчик имеет право приступить к его реализации, а ресурсоснабжающая организация – к осуществлению технического надзора за монтажными работами в строгом соответствии с согласованным проектом.

12.2 Монтаж приборов и оборудования

12.2.1 Все приборы и оборудование АСКУЭ (ТЭ) должны быть смонтированы в соответствии с требованиями настоящего раздела и инструкций предприятий-изготовителей.

12.2.2 В монтаж должны быть приняты приборы и оборудование, проверенные с оформлением соответствующих протоколов.

12.2.3 Размещение приборов и оборудования и их взаимное расположение должны быть произведены в соответствии с проектной и рабочей документацией. Монтаж должен обеспечить свободный доступ к приборам, к их регулировочным и настроечным устройствам (кранам, вентилям, переключателям, рукояткам настройки и др.), возможность проведения технического обслуживания и ремонта.

12.2.4 В местах установки приборов и оборудования, труднодоступных для монтажа, технического и эксплуатационного обслуживания, до начала монтажа необходимо сооружение лестниц и площадок в соответствии с проектной и рабочей документацией.

12.2.5 Приборы и оборудование должны быть установлены при температуре окружающего воздуха и относительной влажности в соответствии с требованиями инструкций предприятий-изготовителей.

12.2.6 Присоединение к приборам и оборудованию внешних трубных проводок должно быть осуществлено в соответствии с требованиями ГОСТ 25164 и ГОСТ 25165, а электрических проводок – в соответствии с требованиями ГОСТ 10434, ГОСТ 25154, ГОСТ 19104.

12.2.7 Крепление приборов и оборудования к металлическим конструкциям (трубопроводам, опорам, щитам, стендам и др.) должно быть осуществлено способами, предусмотренными конструкцией приборов и узлами креплений, входящими в их комплект. Если в комплект отдельных приборов и средств автоматизации крепежные детали не входят, то они должны быть закреплены нормализованными крепежными изделиями.

12.2.8 При наличии вибраций в местах установки приборов и оборудования резьбовые крепежные детали должны иметь приспособления, исключающие самопроизвольное их отвинчивание (пружинные шайбы, контргайки, шплинты и др.).

12.2.9 Отверстия приборов и оборудования, предназначенные для присоединения трубных и электрических проводок, должны оставаться заглушенными до момента подключения проводок. Должно быть выполнено шунтирование всех расходомеров на расстоянии от места приварки шунта до поперечного сварного соединения не менее 50 мм.

12.2.10 Корпуса приборов и оборудования должны быть заземлены в соответствии с требованиями СП 77.13330.2011 (пункт 3.3) и инструкций предприятий-изготовителей.

12.2.11 Перед установкой приборов и оборудования место соприкосновения их с трубопроводами должно быть очищено от окалины и зачищено до металлического блеска.

12.2.12 Монтаж вычислительных комплексов должен быть осуществлен по проектной документации и инструкциям предприятий-изготовителей.

12.2.13 К приемке заказчику (генподрядчику) предъявляют АСКУЭ (ТЭ) в объеме, предусмотренном проектной и рабочей документацией, прошедшую индивидуальные испытания.

12.2.14 При индивидуальном испытании следует проверить:

- соответствие смонтированной АСКУЭ (ТЭ) проектной и рабочей документации и требованиям настоящего стандарта;

- трубные проводки на прочность и плотность в соответствии с требованиями 13.6 и СП 77.13330 (пункты 3.76-3.100);

- сопротивления изоляции электропроводок в соответствии с требованиями 13.7 и СП 77.13330 (пункт 3.105).

12.2.15 После окончания работ по индивидуальному испытанию оформляют акт приемки смонтированной АСКУЭ (ТЭ).

12.3 Монтаж трубопроводов

12.3.1 Соединение деталей и элементов трубопроводов должно быть произведено сваркой в соответствии с СТО НОСТРОЙ 2.10.64-2012.

12.3.2 Расстояние между соседними поперечными сварными швами на прямых участках трубопроводов с теплоносителем давлением до 1,6 МПа включительно и температурой до 250 °С включительно должно быть не менее 50 мм, для теплоносителей с более высокими параметрами – не менее 100 мм.

12.3.3 Расстояние от поперечного сварного шва до начала гиба должно быть не менее 100 мм.

12.3.4 Применение фланцевых соединений может быть допущено только для присоединения трубопроводов к арматуре и деталям оборудования, имеющим фланцы.

12.3.5 Резьбовые соединения допускается применять для присоединения чугунной арматуры на трубопроводах с условным проходом не более 100 мм.

12.3.6 Допускается применение тройниковых соединений, изготавливаемых из труб с продольным швом; при этом должна быть выполнена проверка качества всех сварных соединений методами, предусмотренными в проектной и рабочей документации.

12.3.7 Для водяных тепловых сетей с рабочим давлением теплоносителя до 2,5 МПа и температурой до 200 °С, а также для паровых тепловых сетей с рабо-

чим давлением до 2,2 МПа и температурой до 350 °С при монтаже АСКУЭ (ТЭ) допускают применение сварных секторных отводов.

12.3.8 Требования к применению тройников и отводов

12.3.8.1 Штампосварные тройники и отводы допускается применять при монтаже АСКУЭ (ТЭ) для теплоносителей всех параметров.

12.3.8.2 Штампосварные и сварные секторные отводы допускается применять при условии проведения 100%-ного контроля сварных соединений отводов ультразвуковой дефектоскопией.

12.3.8.3 Сварные секторные отводы допускается принимать при условии их изготовления с внутренним подваром сварных швов.

12.3.8.4 Не допускается изготавливать детали трубопроводов, в том числе отводы из электросварных труб, со спиральным швом.

12.3.8.5 Сварные секторные отводы для трубопроводов из труб из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ) допускается принимать без внутренней подварки сварных швов, если обеспечено формирование обратного валика, а непровар по глубине не превышает 0,8 мм на длине не более 10 % длины шва на каждом стыке.

12.3.9 Трубопроводы и несущие металлические конструкции должны иметь надежную защиту от коррозии.

12.3.10 Все элементы трубопроводов с температурой наружной поверхности стенки выше 55 °С, расположенные в доступных для обслуживающего персонала местах, должны быть покрыты тепловой изоляцией, температура наружной поверхности которой не должна превышать 55 °С.

12.3.11 Все сварные соединения трубопроводов (включая швы приварных деталей) должны быть расположены таким образом, чтобы была обеспечена возможность их контроля методами, предусмотренными в проектной и рабочей документации.

12.3.12 В стыковых сварных соединениях элементов с различной толщиной стенок должен быть обеспечен плавный переход от большего к меньшему сечению путем соответствующей односторонней или двусторонней механической обработки торца элемента с более толстой стенкой.

12.3.13 Для обеспечения правильного сопряжения поперечных стыков труб допускают расточку, раздачу или обжатие концов труб.

12.3.14 Угол наклона поверхностей переходов не должен превышать 15°. При разнице в толщине стенок менее 30 % толщины стенки тонкого элемента, но не более 5 мм допускается выполнение указанного плавного перехода со стороны раскрытия кромок за счет наклонного расположения поверхности шва.

12.3.15 При сварке труб и других элементов с продольными и спиральными сварными швами последние должны быть смещены один относительно другого. При этом смещение должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов), но не менее 100 мм для труб с наружным диаметром более 100 мм.

12.3.16 Центровку стыков стальных труб, их сварку и контроль качества следует производить согласно требованиям СП 77.13330.2011 (пункты 3.57–3.59) и СТО НОСТРОЙ 2.10.64-2012, с учетом Правил [5].

12.3.17 Обработку кромок под сварку надлежит производить механическим способом или термической резкой.

12.3.18 Кромки и прилегающие к ним поверхности должны быть зачищены с двух сторон на ширину не менее 20 мм, зачистку следует производить до полного удаления ржавчины, грата, брызг от термической обработки, краски, масел и других загрязнений, зачистку кромок надлежит производить механическим способом.

12.3.19 Шероховатость кромок под сварку принимают не более Rz-40 по ГОСТ 2789.

12.3.20 Межфланцевые соединения с датчиками расходов выполняют «встык» (без натяга фланцев на трубопроводы).

12.3.21 Отклонение уклона трубопровода от проектного значения должно быть не более ±0,0005.

12.3.22 Сварные швы и прилегающие к ним поверхности должны быть очищены от шлака, окалины и других загрязнений на ширину не менее 20 мм; размеры непровара, вогнутости и превышение проплава в корне сварного шва стыковых соединений не должны превышать значений, устанавливаемых СП 75.13330.

12.3.23 Отклонения угловых размеров и перекос осей не должны превышать ±2,5 мм на один метр длины трубопровода, но не более ±8 мм на весь прямой участок трубопровода.

12.3.24 Резьбовые соединения выполняют с уплотнением.

12.3.25 Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих ультразвуковому контролю, длина свободного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси шва (до ближайших приварных деталей и элементов, начала гиба, оси соседнего поперечного шва и др.) должна быть не менее 100 мм.

12.3.26 Арматура должна иметь четкую маркировку на корпусе, в которой указывают:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условный проход;
- условное или рабочее давление и температуру среды;
- направление потока среды;
- марку стали.

12.3.27 Арматура с условным проходом 50 мм и более должна быть поставлена с паспортом установленной формы, где указывают применяемые материалы, режимы термической обработки и результаты неразрушающего контроля, если проведение этих операций было предусмотрено ТУ проекта АСКУЭ (ТЭ). Данные должны быть отнесены к основным деталям арматуры: корпусу, крышке, шпинделю, затвору и крепежу.

12.3.28 Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов АСКУЭ (ТЭ) должны быть использованы материалы и комплектующие изделия, имеющие сертификаты или иные документы, подтверждающие качество.

12.3.29 Применение новых материалов и комплектующих изделий разрешают на основании положительного заключения специализированной организации.

12.3.30 Монтажная организация обязана проверять наличие выписок из сертификатов, свидетельств или паспортов, а также клейм и заводской маркировки у всех поступающих в монтаж элементов и деталей трубопроводов.

12.3.31 Перед монтажом трубопроводов должен быть произведен входной контроль основных и сварочных материалов и комплектующих изделий.

12.3.32 При монтаже трубопроводов должна быть применена технология сварки, аттестованная Ростехнадзором. При монтаже трубопроводов могут быть применены любые аттестованные технологии сварки. Не допускается применение газовой сварки для деталей из аустенитных сталей и высокохромистых сталей мартенситного и мартенситно-ферритного класса.

12.3.33 Сварочные материалы, применяемые для сварки трубопроводов, должны соответствовать требованиям проектной и рабочей документации.

12.3.34 Сварка трубопроводов должна быть произведена при положительной температуре окружающего воздуха. При отрицательной температуре окружающего воздуха металл в районе сварного соединения перед сваркой должен быть просушен и прогрет с доведением температуры до положительной.

12.3.35 Необходимость и режим предварительного и сопутствующего подогрева свариваемых деталей определяют технологией сварки и должны быть указаны в проектной и рабочей документации. При отрицательной температуре окружающего воздуха подогрев производят в тех же случаях, что и при положительной, но температура подогрева должна быть выше на 50 °С.

12.3.36 Все сварные соединения подлежат визуальному, инструментальному и измерительному контролю, проводимому согласно Правилам [5], в целях выявления наружных и внутренних дефектов, в том числе:

- отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов;

- поверхностных трещин всех видов и направлений;

- дефектов на поверхности и внутри основного металла и сварных соединений (вмятин, расслоений, раковин, наплывов, подрезов, прожогов, свищей, незаваренных кратеров, непроваров, пор, включений и др.).

12.4 Монтаж электрических систем

12.4.1 Монтаж электропроводок АСКУЭ (ТЭ) (цепей измерения, управления, питания и др.) проводами и контрольными кабелями в коробах и на лотках, в пластмассовых и стальных защитных трубах, в кабельных каналах, а также монтаж зануления (заземления) должны отвечать требованиям СП 76.13330.

12.4.2 Шкаф теплосчетчика следует расположить на стене с обязательным заземлением и обеспечением высоты от пола до днища не менее 0,8 м, кабели в шкаф заводят снизу.

12.4.3 Сигнальные и силовые кабели прокладывают в кабель-каналах по стене на высоте не менее 0,8 м в соответствии с ПУЭ с защитой от механических повреждений по всей длине.

12.4.4 Кабели от стены до оборудования АСКУЭ (ТЭ) следует проложить в гофрорукаве по перфошвеллеру, подвод кабеля к приборам выполнить U-образной петлей с подводом к сальнику прибора снизу; не допускается натяжение кабеля.

12.4.5 Присоединение однопроволочных медных жил проводов и кабелей сечением 0,5 и 0,75 мм^2 и многопроволочных медных жил сечением 0,35; 0,5; 0,75 мм^2 к приборам и сборкам зажимов должно быть выполнено пайкой, если конструкция их выводов позволяет это осуществить (неразборное контактное соединение).

При необходимости присоединения однопроволочных и многопроволочных медных жил указанных сечений к приборам учета и сборкам зажимов, имеющим выводы и зажимы для присоединения проводников под винт или болт (разборное контактное соединение), жилы этих проводов и кабелей должны быть оконцованы наконечниками.

12.4.6 Однопроволочные медные жилы проводов и кабелей сечением 1; 1,5; 2,5; 4 мм^2 должны быть присоединены непосредственно под винт или болт, а многопроволочные провода этих же сечений – с помощью наконечников или непосредственно под винт или болт. При этом жилы однопроволочных и многопроволочных проводов и кабелей, в зависимости от конструкции выводов и зажимов приборов и сборок зажимов, оконцовывают кольцом или штырем; концы многопроволочных жил (кольца, штыри) должны быть пропаяны, штыревые концы могут быть спрессованы штифтовыми наконечниками.

12.4.7 Если конструкция выводов и зажимов приборов и сборок зажимов требует или допускает иные способы присоединения однопроволочных и многопроволочных медных жил проводов и кабелей, должны быть применены способы присоединения, указанные в технических условиях на эти изделия.

12.4.8 Присоединение алюминиевых жил проводов и кабелей сечением 2,0 мм^2 и более к приборам и сборкам зажимов должно быть осуществлено только зажимами, позволяющими выполнить непосредственное присоединение к ним алюминиевых проводников соответствующих сечений.

12.4.9 Присоединение однопроволочных жил проводов и кабелей (под винт или пайкой) допускается осуществлять только к неподвижным элементам приборов.

12.4.10 Присоединение жил проводов и кабелей к приборам, имеющим выводные устройства в виде штепсельных разъемов, должно быть выполнено посредством многопроволочных (гибких) медных проводов или кабелей, прокладываемых от сборок зажимов или соединительных коробок до приборов.

12.4.11 Разборные и неразборные соединения медных, алюминиевых и алюмомедных жил проводов и кабелей с выводами и зажимами приборов и сборок зажимов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 10434, ГОСТ 25154 и ГОСТ 19104.

12.4.12 Соединение стальных защитных труб между собой, с протяжными коробками и др. в помещениях всех классов следует осуществлять стандартными резьбовыми соединениями.

12.4.13 В помещениях всех классов, кроме взрыво- и пожароопасных зон, допускается производить соединение стальных тонкостенных защитных труб гильзами из листовой стали или стальными трубами большего диаметра с последующей обваркой по всему периметру мест соединения, при этом не допускается прожог труб.

12.4.14 Смонтированные электропроводки АСКУЭ (ТЭ) должны быть подвергнуты внешнему осмотру, которым устанавливают соответствие смонтированных проводок проектной и рабочей документации и требованиям настоящего стандарта; должно быть проверено соответствие выполненных работ 12.4.11.

12.5 Все операции по монтажу АСКУЭ(ТЭ) фиксируются в журнале работ.

13 Выполнение пусконаладочных работ автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды)

13.1 Перед началом выполнения пусконаладочных работ заказчик (генподрядчик) обязан обеспечить подачу в смонтированную АСКУЭ (ТЭ) энергоносителей с требуемыми рабочими характеристиками.

13.2 Пусконаладочные работы по системам автоматизации осуществляются в три стадии.

13.2.1 На первой стадии осуществляют проверку:

- основных характеристик приборов требованиям проектной и рабочей документации;

- соответствия основных технических и метрологических характеристик приборов требованиям, установленным в паспортах и эксплуатационной документации предприятий-изготовителей. Результаты проверки и регулировки фиксируют в акте или паспорте аппаратуры. Неисправные приборы передают заказчику (генподрядчику) для ремонта или замены;

- работоспособности приборов и оборудования с необходимой регулировкой отдельных элементов аппаратуры.

13.2.2 На второй стадии выполняют работы по автономной наладке АСКУЭ (ТЭ) после завершения монтажа. При этом осуществляют:

- проверку монтажа приборов на соответствие требованиям нормативной документации предприятий–изготовителей приборов, проектной и рабочей документации;

- устранение монтажной организацией обнаруженных дефектов монтажа приборов;

- проверку правильности маркировки, подключения и фазировки электрических проводок;

- настройку взаимосвязей системы автоматизации, проверку правильности прохождения сигналов;

- проверку соответствия метрологических характеристик измерительных систем нормированным значениям в проектной документации;

- подготовку к включению, включение в работу и работу АСКУЭ (ТЭ) в течение не менее 72 часов для обеспечения испытания; корректировку параметров настройки АСКУЭ (ТЭ) в процессе ее работы.

13.2.3 На третьей стадии:

- выполняют работы по комплексной наладке систем АСКУЭ (ТЭ), доведению параметров настройки приборов, каналов связи до значений, при которых АСКУЭ (ТЭ) может быть использована в эксплуатации;

- проводят анализ работы АСКУЭ (ТЭ) в период испытания на соответствие технических и метрологических характеристик требованиям проектной, рабочей и нормативной документации;

- оформляют приемо-сдаточную документацию.

13.3 Необходимые отключения или переключения трубных и электрических проводок, связанные с проверкой или наладкой отдельных приборов и оборудования, осуществляет монтажная организация.

13.4 Включение АСКУЭ (ТЭ) в работу для испытания должно быть произведено только:

- при отсутствии нарушений требований к условиям эксплуатации приборов и каналов связи (по температуре, влажности и агрессивности окружающей среды и др.) и к технике безопасности;

- наличии минимально необходимой технологической нагрузки для определения и установки параметров настройки приборов;

- наличии у заказчика (генподрядчика) документов об окончании монтажных работ.

13.5 Пусконаладочные работы по АСКУЭ (ТЭ) следует проводить в соответствии с требованиями проектной, рабочей документации и нормативно-технической документации предприятий–изготовителей приборов и оборудования.

13.6 Трубопроводы смонтированной АСКУЭ (ТЭ) подлежат гидравлическому испытанию в целях проверки прочности и плотности трубопроводов и их элементов, а также всех сварных и других соединений.

13.6.1 Минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании трубопроводов и отдельных элементов должна составлять 1,25 рабочего давления $P_р$, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см^2).

13.6.2 Для гидравлического испытания должна быть применена вода с температурой не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 40 °С.

13.6.3 Гидравлическое испытание трубопроводов должно быть произведено при положительной температуре окружающего воздуха.

13.6.4 При гидравлическом испытании рекомендованы следующие ступени подъема давления:

1-я – 0,3 $P_р$;

2-я – 0,8 $P_р$;

3-я – до 1,25 $P_р$;

4-я – снижается до $P_р$ (для трубных проводок с $P_р$ до 0,2 МПа (2 кгс/см^2) рекомендуется только 2-я ступень).

Давление на 1-й и 2-й ступенях выдерживают не менее 3 минут; в течение этого времени по показаниям манометра устанавливают отсутствие падения давления.

Пробное давление (3-я ступень) выдерживают не менее 5 минут.

Пробное давление (3-я ступень) выдерживается не менее 5 мин. Подъем давления на 3-ю ступень является испытанием на прочность.

Рабочее давление (4-я ступень) выдерживают в течение времени, необходимого для окончательного осмотра и выявления дефектов. Давление 4-й ступени является испытанием на плотность.

13.6.5 Дефекты устраняют после снижения давления до атмосферного. После устранения дефектов испытание повторяют.

13.6.6 При гидравлическом испытании паропроводов температура их стенок должна быть не менее плюс 10 °С.

Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 10 минут.

13.6.7 Дефекты, обнаруженные в процессе испытания, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

13.7 Электропроводки смонтированной АСКУЭ (ТЭ) подлежат испытанию сопротивления изоляции.

13.7.1 Измерение сопротивления изоляции электропроводок АСКУЭ (ТЭ) (цепей измерения, управления, питания и др.) производят мегомметром на напряжение от 500 до 1000 В. Сопротивление изоляции не должно быть менее 0,5 МОм.

13.7.2 Во время измерения сопротивления изоляции провода и кабели должны быть подключены к сборкам зажимов щитов, пультов и распределительных коробок.

13.7.3 Приборы и проводки, не допускающие испытания мегомметром напряжением от 500 до 1000 В, на время испытания должны быть отключены.

13.7.4 Дефекты электропроводки, обнаруженные в процессе испытания, должны быть устранены путем замены дефектных кабелей.

14 Приемочные испытания автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды)

14.1 Приемочные испытания АСКУЭ (ТЭ) представляют собой процесс проверки выполнения заданных функций системы, определения и проверки соответствия требованиям ТЗ количественных и (или) качественных характеристик системы, выявления и устранения недостатков в действиях системы, в разработанной документации.

14.2 Приемочные испытания проводят в соответствии с программой, в которой указывают:

- критерии приемки АСКУЭ (ТЭ);

- условия и сроки проведения испытаний;

- средства для проведения испытаний;

- фамилии лиц, ответственных за проведение испытаний;

- методику испытаний и обработки их результатов;

- перечень оформляемой документации.

14.3 Для проведения приемочных испытаний должна быть предъявлена следующая документация:

- техническое задание на создание АСКУЭ (ТЭ);

- проектная, рабочая и эксплуатационная документация;

- программа испытаний.

14.4 Приемочные испытания следует проводить на объектах, функционирующих в рабочем режиме эксплуатации.

14.5 Приемочные испытания должны включать проверку:

- полноты и качества реализации функций при штатных, предельных, критических значениях параметров и в других условиях функционирования АСКУЭ (ТЭ), указанных в ТЗ;

- средств и методов восстановления работоспособности АСКУЭ (ТЭ) после отказов и нештатных ситуаций;

- выполнения функций АСКУЭ (ТЭ) во всех режимах функционирования, установленных в ТЗ на АСКУЭ (ТЭ);

- реакции системы на некорректную информацию и аварийные ситуации;

- комплектности и качества эксплуатационной документации.

14.6 Проверку полноты и качества выполнения функций АСКУЭ (ТЭ) проводят в два этапа. На первом этапе проводят испытания отдельных функций (задач, комплексов задач). При этом проверяют выполнение требований ТЗ к функциям (задачам, комплексам задач). На втором этапе проводят проверку взаимодействия задач в системе и выполнение требований ТЗ к системе в целом.

14.7 Проверка средств восстановления работоспособности АСКУЭ (ТЭ) после отказов и нештатных ситуаций должна включать:

- наличие в эксплуатационной документации рекомендаций по восстановлению работоспособности и полноту их описания;

- практическую выполнимость рекомендованных процедур;

- работоспособность средств автоматического восстановления функций (при их наличии).

14.8 Проверку комплектности и качества эксплуатационной документации следует проводить путем анализа эксплуатационной документации на соответствие требованиям нормативно-технических документов ТЗ.

14.9 Результаты испытаний АСКУЭ (ТЭ), предусмотренных программой, фиксируют в протоколах, содержащих следующие разделы:

- назначение испытаний и номер раздела требований ТЗ на АСКУЭ (ТЭ), по которому проводят испытание;

- состав технических и программных средств, используемых при испытаниях;

- указание методик, в соответствии с которыми проводились испытания, обработка и оценка результатов;

- условия проведения испытаний и характеристики исходных данных;

- обобщенные результаты испытаний;

- выводы о результатах испытаний и соответствии созданной системы определенному разделу требований ТЗ на АСКУЭ (ТЭ).

14.10 Протоколы испытаний объектов по всей программе обобщают в едином протоколе, на основании которого делают заключение о соответствии системы требованиям ТЗ и возможности оформления акта приемки АСКУЭ (ТЭ) в постоянную эксплуатацию.

14.11 Приемку АСКУЭ (ТЭ) производят в присутствии заказчика (генподрядчика) и представителя организации, осуществлявшей монтаж и пусконаладку

АСКУЭ (ТЭ). По результатам приемки составляют соответствующий акт технического состояния (форма акта приведена в приложении Б).

14.12 Для технической и метрологической приемки АСКУЭ (ТЭ) представитель монтажной организации должен предъявить:

- принципиальную схему АСКУЭ (ТЭ);

- проект АСКУЭ (ТЭ), согласованный с теплоснабжающей организацией;

- паспорта на приборы АСКУЭ (ТЭ);

- документы о поверке приборов АСКУЭ (ТЭ) и измерительных каналов, подлежащих поверке в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596, с действующим клеймом поверителя;

- технологические схемы узла АСКУЭ (ТЭ), согласованные с органом Росстандарта (это требование относится только к приборам, измеряющим массу или объем теплоносителя методом переменного перепада давления);

- смонтированную и проверенную на работоспособность АСКУЭ (ТЭ), включая приборы, регистрирующие параметры энергоносителей;

- протоколы испытаний объектов АСКУЭ (ТЭ) и АСКУЭ (ТЭ) в целом;

- акты и документы согласно 14.3 и 14.9 настоящего стандарта.

До проведения приемки должны быть доступны показания АСКУЭ (ТЭ) не менее чем за 72 часа.

14.13 При приемке АСКУЭ (ТЭ) в эксплуатацию должны быть проверены:

- соответствие заводских номеров на приборы учета указанным в их паспортах;

- соответствие диапазонов измерений устанавливаемых приборов учета со значениями измеряемых параметров;

- качество монтажа средств измерений и линий связи, а также соответствие монтажа требованиям паспортов и проектной документации;

- соответствие данных учета, измеренных АСКУЭ (ТЭ), требованиям пригодности данных учета для коммерческих расчетов (см. приложение Б) не менее чем за 72 часа работы АСКУЭ (ТЭ).

14.14 При положительном результате приемки представитель заказчика (генподрядчика) пломбирует приборы АСКУЭ (ТЭ).

14.15 При наличии у представителя заказчика (генподрядчика) замечаний к работе АСКУЭ (ТЭ) и выявлении недостатков, препятствующих нормальному функционированию АСКУЭ (ТЭ), последняя считается непригодной для коммерческого учета. В этом случае в акте указывают полный перечень выявленных недостатков. Повторную приемку АСКУЭ (ТЭ) осуществляют после полного устранения выявленных нарушений. Требования, выходящие за рамки Правил учета тепловой энергии и настоящего стандарта, не могут являться поводом для отказа в положительном результате приемки.

14.16 Допуск в эксплуатацию АСКУЭ (ТЭ) осуществляют представитель ресурсоснабжающей организации в присутствии представителя монтажной организации и представителя заказчика (генподрядчика) (при его желании). По результатам допуска составляют соответствующий акт. Акт составляют в трех экземплярах, один из которых получает представитель монтажной организации, второй – представитель ресурсоснабжающей организации, третий – представитель заказчика (генподрядчика). При отсутствии представителя заказчика (генподрядчика) во время допуска передачу экземпляра акта допуска заказчику (генподрядчику) осуществляет представитель ресурсоснабжающей организации.

14.17 Целесообразность проведения допуска на объекте определяет ресурсоснабжающая организация.

14.18 Ресурсоснабжающая организация предоставляет заказчику (генподрядчику) и представителю монтажной организации Акт допуска, в котором указывают наличие допуска либо при отсутствии допуска перечень выявленных недос-

татков, препятствующих нормальному функционированию узла учета, в целях устранения.

14.19 АСКУЭ (ТЭ) считается допущенной к ведению коммерческого учета энергоносителей после подписания акта представителем ресурсоснабжающей организации и представителем монтажной организации.

14.20 Учет энергоносителей на основе показаний приборов АСКУЭ (ТЭ) осуществляют с момента подписания акта допуска о его приемке в эксплуатацию. Форма акта приведена в приложении Б.

14.21 Форма карты контроля за соблюдением требований настоящего стандарта приведена в приложении В.

15 Контроль выполнения работ

15.1 Входной контроль

15.1.1 Входной контроль осуществляют в соответствии с СП 48.13330.2011 (пункт 7.1) с учетом требований настоящего стандарта.

15.1.2 При входном контроле проектной документации проверяют состав рабочей документации, в соответствии с 11.6. В случае отсутствия в рабочей документации какого-либо раздела или его неточности и недостаточности документацию отправляют на доработку.

15.1.3 Входной контроль применяемого оборудования, материалов и изделий осуществляют с учетом 12.1.5. При этом:

- наличие сопроводительных документов на строительные материалы и изделия, отсутствие повреждений упаковок и самих изделий определяют визуально;

- соответствие принимаемых материалов и изделий маркировке, их пригодность к применению, а также соответствие их характеристик проектным контролируют проверкой документов.

Примечание – Методики определения и численные значения характеристик содержатся в стандартах или технических условиях на данные материалы и изделия.

15.1.4 Результаты входного контроля принимаемого оборудования, материалов и изделий вносят в журнал входного контроля материалов и (или) изделий.

15.2 Операционный контроль

15.2.1 Операционный контроль монтажа АСКУЭ (ТЭ) осуществляют путем проведения индивидуальных испытаний (см. 12.2.14).

15.2.2 При проверке смонтированных систем на соответствие проектной и рабочей документации проверяют соответствие мест установки приборов и оборудования, соответствие их типов, технических и метрологических характеристик спецификации, соответствие требованиям настоящего стандарта и инструкциям по монтажу приборов, оборудования, щитов и пультов, электрических и трубных проводок.

15.2.3 При проверке трубных проводок величину пробного давления на прочность и плотность в трубных проводках при отсутствии указаний в рабочей документации следует принимать в соответствии с СП 77.13330.2011 (пункт 3.79).

Манометры, применяемые для испытаний, должны иметь:

класс точности не ниже 1,5;

диаметр корпуса не менее 160 мм;

пределы измерения, равные 4/3 измеряемого давления.

15.2.4 Измерение сопротивления изоляции электропроводок систем автоматизации (цепей измерения, управления, питания, сигнализации и др.) производится мегомметром на напряжение 500–1000 В. Сопротивление изоляции не должно быть менее 0,5 МОм.

Во время измерения сопротивления изоляции провода и кабели должны быть подключены к сборкам зажимов щитов, стативов, пультов и соединительных коробок.

Приборы, аппараты и проводки, не допускающие испытания мегомметром напряжением 500–1000 В, на время испытания должны быть отключены.

15.3 Оценка соответствия выполненных работ

15.3.1 После завершения монтажных работ монтажная организация представляет заказчику (генподрядчику) следующую документацию на АСКУЭ (ТЭ):

- акт передачи рабочей документации для производства работ (наличие разрешения к производству работ; дата приемки документации и подписи представителей заказчика, генподрядчика и монтажной организации);

- ведомость смонтированных приборов АСКУЭ (ТЭ) с указанием заводских номеров;

- акт освидетельствования скрытых (теплоизоляционных) работ для участков трубопроводов, на которых была произведена установка приборов АСКУЭ (ТЭ) и дополнительной запорной арматуры (для действующих присоединений);

- акт освидетельствования скрытых работ (для измерительных диафрагм) для прямых участков трубопроводов, на которых была произведена установка измерительных диафрагм;

- акт измерения внутреннего диаметра трубопроводов (для измерительных диафрагм);

- копии лицензий монтажной организации, производившей работы (монтажные, сварочные, по контролю качества сварных соединений, пусконаладочные, электротехнические и теплоизоляционные).

15.3.2 Акты оформляют в соответствии с требованиями РД 11-02-2006 [6].

15.3.3 После завершения пусконаладочных работ, выполненных в соответствии с 13.1-13.7.4, монтажная организация предоставляет заказчику (генподрядчику) следующую эксплуатационную документацию на АСКУЭ (ТЭ):

- акт испытания АСКУЭ (ТЭ) в течение 72 часов с последующей почасовой распечаткой отчетов и оценками точности измерений по МИ 2553-99 [7];

- акты о проведении гидравлических испытаний и промывки участков трубопроводов, на которых была произведена установка АСКУЭ (ТЭ) и дополнительной запорной арматуры (для действующих присоединений);

- акт о проведении испытания сопротивления изоляции электропроводок АСКУЭ (ТЭ).

15.3.4 В соответствии с СП 48.13330.2011 (пункт 7.2.3) выполняют приемочные испытания АСКУЭ (ТЭ) по 14.1-14.19.

15.3.5 Согласно СП 48.13330 совместно с заказчиком должна быть проведена оценка соответствия выполненных работ документации, указанной в 14.3, 14.9, 14.12, 14.13.

16 Правила безопасного выполнения работ

16.1 К монтажу и пусконаладочным работам АСКУЭ (ТЭ) должен быть допущен персонал монтажной организации, который обязан пройти инструктаж по технике безопасности и правилам монтажа и пусконаладочных работ. Инструктаж проводят в объеме, установленном требованиями: Федерального закона [8]; Федерального закона [9]; СП 49.13330, СП 112.13330; РД 153-34.0-03.301-00 [10].

16.2 О проведении инструктажа должна быть сделана запись в журнале по технике безопасности.

16.3 Проектная документация на АСКУЭ (ТЭ) должна содержать требования по безопасному проведению монтажных, пусконаладочных работ, пожарно-технические характеристики, предусмотренные требованиями нормативных документов, указанных в 15.1.

16.4 Требования к безопасности АСКУЭ (ТЭ).

16.4.1 Все внешние части системы, находящиеся под напряжением 220 В по отношению к корпусу, должны иметь защиту от случайных прикосновений.

16.4.2 По способу защиты человека от поражения электрическим током система должна быть отнесена к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

16.4.3 Уровень шумов, издаваемых техническими средствами при работе, не должен превышать 75 дБ.

16.4.4 Общие требования к микроклимату рабочих помещений персонала АСКУЭ (ТЭ) должны соответствовать ГОСТ 12.1.1.005.

16.4.5 Уровень освещенности рабочих мест персонала АСКУЭ (ТЭ) должен соответствовать требованиям СП 52.13330.

16.4.6 Должна быть предусмотрена защита от слепящего действия света и отражения (бликов).

16.5 К проведению монтажных и пусконаладочных работ АСКУЭ (ТЭ) допускают организации, имеющие соответствующие лицензии, допуски, а также соответствующие специальным требованиям к персоналу, установленным нормативными документами саморегулируемой организации.

Приложение А

(справочное)

Термины, определения, обозначения и сокращения

А.1 В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ Р ЕН 1434-1–2011 [2], РМГ 29-1013[11], Правилами [12], Стандартом [4], Федеральным законом [13], а также следующие термины с соответствующими определениями:

А.1.1

автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды); АСКУЭ (ТЭ): Аппаратные и программные средства, обеспечивающие дистанционный сбор, хранение и обработку данных о потреблении энергоресурсов с приборов учета по различным каналам связи: интерфейс RS-485, интерфейс RS-232, CAN-интерфейс, DialUp, GSM, GPRS, Ethernet, Internet, радиоэфир, PLC – сеть 0,4 кВ и предоставление информации через сети общего доступа о количестве потребленных энергоресурсов физическим или юридическим лицам, имеющим право доступа к этой информации.

[Стандарт НП ОППУ «Метрология Энергосбережения» [4, раздел 3]]

А.1.2

влияющая величина: Величина, не являющаяся измеряемой, но оказывающая влияние на значение измеряемой величины или показания теплосчетчика.

[ГОСТ Р ЕН 1434-1–2011 [2, пункт 4.6]]

А.1.3

влияющие параметры: Значения влияющих величин, которые находятся в пределах нормированных рабочих условий.

[ГОСТ Р ЕН 1434-1–2011 [2, пункт 4.7]]

А.1.4

водосчетчик (преобразователь расхода): Измерительный прибор, предназначенный для измерения объема (массы) воды (жидкости), протекающей в трубопроводе через сечение, перпендикулярное направлению скорости потока.

[Правила [12, пункт 3]]

А.1.5 **водяная система теплоснабжения:** Система теплоснабжения, в которой теплоносителем является вода.

А.1.6 **быстродействующий теплосчетчик:** Теплосчетчик, предназначенный для применения в системах теплоснабжения с динамическими изменениями расхода.

А.1.7 **граница балансовой принадлежности тепловых сетей:** Линия раздела элементов тепловых сетей между владельцами по признаку собственности, аренды или полного хозяйственного ведения.

А.1.8 **допуск в эксплуатацию узла учета:** Процедура, определяющая пригодность узла учета тепловой энергии к коммерческой эксплуатации.

Примечание – Подтверждают актом установленного образца.

А.1.9 **измерительный преобразователь расхода, объема, массы, давления, температуры:** Техническое средство с нормативными метрологическими характеристиками, служащее для преобразования измеряемой величины в другую величину или измерительный сигнал, удобный для обработки, хранения, дальнейших преобразований, индикации или передачи.

А.1.10 **источник теплоты (тепловой энергии):** Энергоустановка, производящая тепло (тепловую энергию).

А.1.11 **количество теплоты (тепловая энергия):** Изменение внутренней энергии теплоносителя, происходящее при теплопередаче в теплообменных контурах.

А.1.12 **комплекс средств автоматизации автоматизированной системы;** КСА АС: Совокупность всех компонентов АС, за исключением людей.

А.1.13 **наибольшее значение измеряемого расхода теплоносителя:** Значение расхода теплоносителя, при котором теплосчетчик работает непрерывно без превышения предельно допустимой погрешности измерения.

А.1.14 **независимая схема подключения системы теплопотребления:** Схема присоединения системы теплопотребления к тепловой сети, при которой теплоноситель из тепловой сети проходит через теплообменный аппарат, установленный в тепловом пункте потребителя, где нагревает вторичный теплоноситель, используемый в дальнейшем в системе теплопотребления.

А.1.15 **нормированные рабочие условия:** Условия эксплуатации, представляющие собой диапазоны влияющих величин, при которых метрологические характеристики теплосчетчика находятся в пределах максимально допустимых погрешностей.

А.1.16 **объект:** Совокупность точек учета потребления энергоресурсов.

А.1.17 **открытая водяная система теплоснабжения:** Водяная система теплоснабжения, в которой воду частично или полностью отбирают из системы потребители теплоты.

А.1.18 **первичный преобразователь:** Измерительный преобразователь, на который непосредственно воздействует измеряемая физическая величина, т.е. первый преобразователь в измерительной цепи измерительного прибора (установки, системы).

А.1.19 **погрешность измерений:** Разность показаний теплосчетчика и истинного значения измеренной величины (по ГОСТ Р ЕН 1434-1–2011)

А.1.20 **потребитель тепловой энергии:** Юридическое или физическое лицо, которому принадлежат на правах собственности теплопотребляющие установки и оборудование, присоединенные к системе теплоснабжения энергоснабжающей организации.

А.1.21

приборы учета: Средства измерений и технические устройства, которые выполняют функции: измерения, накопления, хранения, отображения информации о количестве тепловой энергии, массе (объеме), температуре, давлении теплоносителя и времени работы приборов.

[Правила [12, пункт 3]]

А.1.22

расход теплоносителя: Масса (объем) теплоносителя, прошедшего через поперечное сечение трубопровода за единицу времени.

[Правила [12, пункт 3]]

А.1.23 **регистрация величины:** Отображение измеряемой величины в цифровой или графической форме.

А.1.24 **система теплопотребления:** Комплекс теплопотребляющих установок, органов отключения и регулирования с соединительными трубопроводами или тепловыми сетями.

А.1.25 **система теплоснабжения:** Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

А.1.26

средство измерений: Техническое средство, предназначенное для измерений.

[Федеральный закон [13, статья 2, пункт 21]]

А.1.27 **структура АСУ:** Понятие, характеризующее внутреннее строение системы и описывающее устойчивые связи между ее элементами.

При описании АСУ пользуются следующими видами структур, отличающимися типами элементов и связей между ними:

- функциональная (элементы – функции, задачи, операции; связи – информационные);

- техническая (элементы – устройства; связи – линии связи);

- организационная (элементы – коллективы людей и отдельные исполнители; связи – информационные, соподчинения и взаимодействия);

- алгоритмическая (элементы – алгоритмы; связи – информационные);

- программная (элементы – программные модули; связи – информационные и управляющие);

- информационная (элементы – формы существования и представления информации в системе; связи – операции преобразования информации в системе).

В рабочей документации структуры АСУ приводятся на соответствующих схемах: структурной, функциональной, принципиальной, схеме соединений и т.п.

А.1.28 **тепловая сеть:** Совокупность трубопроводов и устройств, предназначенных для передачи тепловой энергии.

А.1.29 **тепловой пункт;** ТП: Комплекс устройств для присоединения систем теплопотребления к тепловой сети и распределения теплоносителя по видам теплового потребления.

А.1.30 **тепловычислитель:** Средство измерений, предназначенное для определения количества теплоты по поступающим на его вход сигналам от средств измерений параметров теплоносителя

А.1.31 **теплообменный контур:** Теплопотребляющая установка (система) или источник теплоты или их часть, имеющие один подающий и один обратный трубопроводы.

А.1.32 **теплопотребляющая установка:** Комплекс устройств, использующих теплоту для отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, кондиционирования воздуха и технологических нужд.

А.1.33 **теплоснабжение:** Обеспечение потребителей тепловой энергией.

А.1.34 **теплосчетчик:** Прибор или комплект приборов (средство измерения), предназначенный для определения количества теплоты и измерения массы и параметров теплоносителя

А.1.35 **точка учета:** Место в системе теплоснабжения, в котором с помощью приборов учета или расчетным путем устанавливают количество и качество производимых, передаваемых или потребляемых энергоресурсов для целей коммерческого учета.

А.1.36 **узел учета тепловой энергии, воды;** УУТЭ**:** Комплект приборов и устройств, обеспечивающий учет хозяйственно-питьевой воды, теплофикационной воды, тепловой энергии, массы (или объема) теплоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров.

Приложение Б

(рекомендуемое)

Форма акта допуска в эксплуатацию АСКУЭ (ТЭ) у потребителя

УТВЕРЖДАЮ

Руководитель ресурсоснабжающей

организации

_____

«_____» _____ 20___ г.

АКТ

допуска в эксплуатацию автоматизированной системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды) у потребителя

Произведен технический осмотр АСКУЭ (ТЭ) у потребителя _____

_____

(наименование потребителя и его абонентский номер)

по адресу:

_____

_____

и проверены комплектность необходимой технической документации и соответствие АСКУЭ (ТЭ) технической документации на него, в результате чего установлено:

_____

_____

_____

_____

(указать соответствие или несоответствие пунктам настоящего стандарта)

На основании изложенного АСКУЭ (ТЭ) допускается (или не допускается) в эксплуатацию с «____» _____ 20___ г. по «____» _____ 20___ г. в следующем составе оборудования:

Тип прибора	Заводской номер	Показания прибора на момент допуска	Место установки и наличие пломбы
1	2	3	4

Представитель ресурсоснабжающей организации _____

_____

_____

(должность, фамилия, номер телефона)

подпись _____

Ответственный оператора учета _____

_____

_____

(должность, фамилия, номер телефона)

подпись _____

Приложение В

(обязательное)

Форма карты контроля соблюдения требований СТО НОСТРОЙ 2.15.144-2014

Наименование члена СРО, в отношении которого назначена проверка:

_____

ОГРН: _____ ИНН _____ Номер свидетельства о допуске: _____

Сведения об объекте:

_____

Основание для проведения проверки:

№ _____ от _____

Тип проверки (нужное подчеркнуть):

Выездная

Документарная

КАРТА КОНТРОЛЯ

соблюдения требований СТО НОСТРОЙ 2.15.144 «Инженерные сети зданий и сооружений внутренние. Автоматизированные системы коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды). Правила проектирования и монтажа, контроль выполнения, требования к результатам работ»

При выполнении видов работ по приказу Минрегиона РФ от 30 декабря 2009 г. № 624

Виды работ по подготовке проектной документации:

Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем отопления, вентиляции, кондиционирования, противодымной вентиляции, теплоснабжения и холодоснабжения;

Работы по подготовке проектов внутренних инженерных систем водоснабжения и канализации;

Работы по подготовке проектов внутренних систем электроснабжения;

Работы по подготовке проектов внутренних слаботочных систем;

Работы по подготовке проектов внутренних диспетчеризации, автоматизации и управления инженерными системами;

Работы по подготовке технологических решений объектов специального назначения и их комплексов;

Работы по подготовке проектов мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Виды работ по строительству, реконструкции и капитальному ремонту:

Устройство системы электроснабжения;

Монтаж электротехнических установок, оборудования, систем автоматики и сигнализации;

Пусконаладочные работы систем автоматики, сигнализации и взаимосвязанных устройств;

Пусконаладочные работы автономной наладки систем;

Пусконаладочные работы комплексной наладки систем;

Пусконаладочные работы общекотельных систем и инженерных коммуникаций;

Пусконаладочные работы сооружений канализации;

Объекты водоснабжения и канализации.

Обозначения и сокращения:

АСКУЭ (ТЭ) – автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов (тепловой энергии, воды);

ПД – проектная документация;

РД – рабочая документация;

ППР – проект производства работ.

№ пункта	Элемент контроля	Требования, предъявляемые при проведении работ	Способ проверки соответствия	Результат		Приложения, примечания
				норма	соответствие («+», «–»)	
	СТО НОСТРОЙ 2.15.144-2014	Наличие документа, введенного в действие в установленном порядке	Документарный	Решение общего собрания членов СРО об утверждении стандарта НОСТРОЙ в качестве стандарта СРО или локальный нормативный акт		
Этап 1. Подготовительные работы						
1.1	Свидетельство о допуске к видам работ	Наличие выданного саморегулируемой организацией свидетельства о допуске к видам работ	Документарный	В соответствии с СП 48.13330.2011 (пункт 5.3)		
1.2	Технические условия на проектирование, ПД, РД	Наличие комплектов документов, схем и чертежей	Документарный	В соответствии с СП 48.13330.2011 (пункт 7.1.1) и 11.1–11.6		

№ пункта	Элемент контроля	Требования, предъявляемые при проведении работ	Способ проверки соответствия	Результат		Приложения, примечания
				норма	соответствие («+», «–»)	
1.3	ППР	Наличие комплекта ППР	Документарный	В соответствии с СП 48.13330.2011 (пункты 5.7.3-5.7.10) и 12.1.1– 12.1.4, 12.1.6		
1.4	Журнал производства работ	Наличие общего (специального) журнала работ	Документарный	Соответствие требованиям РД 11-05-2007 [14]		
1.5	Применяемое оборудование	Наличие паспортов, технической и эксплуатационной документации, сертификатов соответствия, пломбирования (проверка на соответствие требованиям ПД, РД), оформленные протоколы приемки в монтаж	Документарный	В соответствии с требованиями ПД, РД и 4.6–4.7, 4.9, 4.13–4.15, 6.1–6.2, 7.3.5, 10.10, 10.11, 12.1.7, 12.1.8, 12.3.26, 12.3.27		
1.6	Применяемые материалы и сетевое оборудование	Наличие паспортов и сертификатов на материалы и сетевое оборудование (проверка на соответствие требованиям ПД, РД)	Документарный	Перечень материалов и оборудования, наличие паспортов и сертификатов В соответствии с 12.1.5, 12.1.7, 12.1.8, 12.3.26, 12.3.27		
Этап 2. Проведение монтажных работ						
2.1	Скрытые работы	Наличие актов освидетельствования скрытых работ	Документарный	В соответствии с РД 11-02-2006 [6]		
2.2	Монтаж оборудования	Ведомость смонтированных приборов АСКУЭ (ТЭ) с указанием заводских номеров	Документарный	Записи в журнале производства работ В соответствии с 15.2		

№ пункта	Элемент контроля	Требования, предъявляемые при проведении работ	Способ проверки соответствия	Результат		Приложения, примечания
				норма	соответствие («+», «–»)	
2.3	Монтаж трубопроводов и арматуры	Герметичность сварных стыков, надежность резьбовых соединений	Документарный	Записи в журнале производства работ В соответствии с 12.3.		
2.4	Монтаж электрооборудования	Надежность соединений, электробезопасность	Документарный	Записи в журнале производства работ В соответствии с 12.4		
2.5	Индивидуальные испытания АСКУЭ (ТЭ)	Наличие акта индивидуальных испытаний, акта окончания монтажных работ	Документарный	В соответствии с 12.2.14, 15.2.2 РД 11-02-2006 [6]		
Этап 3. Пусконаладочные работы						
3.1	Гидравлические испытания трубопроводов	Герметичность	Документарный	Акт о проведении гидравлических испытаний и промывки участков трубопроводов, на которых была произведена установка АСКУЭ (ТЭ) и дополнительной запорной арматуры (для действующих присоединений) В соответствии с 13.6		
3.2	Испытания сопротивления изоляции электропроводки	Соответствие требованиям	Документарный	Акт о проведении испытания сопротивления изоляции электропроводок В соответствии с 13.7		
3.3	Проверка работоспособности комплекса технических средств АСКУЭ (ТЭ)	Соответствие достигнутых параметров каждого прибора в отдельности (расхода, температуры, давления) РД (ПД)	Документарный	Акты индивидуальных испытаний приборов В соответствии с 13.2.1; РД 11-02-2006 [6]		

№ пункта	Элемент контроля	Требования, предъявляемые при проведении работ	Способ проверки соответствия	Результат		Приложения, примечания
				норма	соответствие («+», «–»)	
3.4	Автономная наладка АСКУЭ (ТЭ)	Правильность прохождения сигналов	Документарный	В соответствии с 13.2.2		
3.5	Комплексная наладка АСКУЭ (ТЭ)	Готовность АСКУЭ (ТЭ) к эксплуатации	Документарный	Акт испытаний. В соответствии с 13.2.3, 13.3–13.5		
Этап 4. Приемочные испытания и сдача АСКУЭ(ТЭ) в эксплуатацию						
4.1	Приемочные испытания АСКУЭ (ТЭ)	Наличие протокола испытаний, акта технического состояния	Документарный	В соответствии с 14.1–14.11		
4.2	Техническая и метрологическая приемка АСКУЭ (ТЭ)	Наличие документации, пломбирование приборов заказчиком (генподрядчиком)	Документарный	В соответствии с 14.12–14.15		
4.3	Допуск в эксплуатаци	Наличие: - акта допуска в эксплуатацию - документации и паспортов установленного оборудования	Документарный	В соответствии с 14.16–14.19		

В графе «Результат» при проверке ставится «+» или «–» в зависимости от результатов проверенных позиций стандарта.

В графе «Приложения к карте контроля, примечания» могут быть даны ссылки на прилагаемые к карте контроля копии документов (Приложение №…), подтверждающих выполнение указанной в стандарте деятельности, или указаны номера и даты подтверждающих документов (Приказ, протокол, акт) и их полное наименование, или приведены комментарии (обоснование) к оценке результатов проверки.

Заключение (нужное подчеркнуть):

1. Требования СТО НОСТРОЙ 2.15.144-2014 соблюдены в полном объеме.

2. Требования СТО НОСТРОЙ 2.15.144-2014 соблюдены не в полном объеме.

Рекомендации по устранению выявленных несоответствий:

_____

_____

Настоящая карта составлена в двух экземплярах, по одному экземпляру для каждой стороны.

Приложения: _____ на _____ л.

Подписи лиц, проводивших проверку:

Эксперт _____ _____

(фамилия, имя, отчество) (подпись)

_____ _____

(фамилия, имя, отчество) (подпись)

Дата «____» _____ 20 ___ г.

Библиография

[1] Стандарт НП ОППУ «Метрология Энергосбережения» «Приборы учета тепловой энергии. Общие требования»

[2] ГОСТ Р ЕН 1434-1–2011 Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования.

[3] МИ 2439-97 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля. Утверждены ВНИИМС Госстандарта России 25 декабря 1997 г.

[4] Стандарт НП ОППУ «Метрология Энергосбережения». «Автоматизированные системы учета тепловой энергии. Общие требования»

[5] Приказ Ростехнадзора от 25 марта 2014 года № 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»

[6] РД 11-02-2006 Требования к составу и порядку ведения исполнительной документации при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства и требования, предъявляемые к актам освидетельствования работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического Утверждены приказом Ростехнадзора № 1128 от 26 декабря 2006 г.

[7] МИ 2553-99 ГСИ. Энергия тепловая и теплоноситель в системах теплоснабжения. Методика оценивания погрешности измерений. Основные положения. Утверждены Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы (ВНИИМС) и Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологии им. Д. И. Менделеева (ВНИИМ им. Д. И. Менделеева)

[8] Федеральный закон Российской Федерации № 116-ФЗ от 27 июля 1997 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

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

[10] РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. Утверждены 9 марта 2000 г.

[11] РМГ 29-2013* Рекомендации по межгосударственной стандартизации «ГСИ. Метрология. Основные термины и определения». Утверждены постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации и метрологии от 17 мая 2000 г. № 139-ст. Введены в действие с 01 января 2001 г.

[12] Правила коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя. Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 18 ноября 2013 г. № 1034

[13] Федеральный закон Российской Федерации № 102-ФЗ от 26 июня 2008 г. (с изменениями на 13 июля 2015 года) «Об обеспечении единства измерений»

[14] РД 11-05-2007 Порядок ведения общего и (или) специального журнала учета выполнения работ при строительстве, реконструкции, капитальном ремонте объектов капитального строительства. Утверждены приказом Ростехнадзора № 7 от 12 января 2007 г.

ОКС 91.140

Виды работ по подготовке проектной документации 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 6.7, 10

Виды работ по строительству, реконструкции и капитальному ремонту 15.5, 23.6, 24.10–24.12, 24.26, 24.30, 33.7 по приказу Минрегиона России от 30 декабря 2009 г. № 624

Ключевые слова: Инженерные сети зданий и сооружений внутренние, Автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов

Издание официальное

Инженерные сети зданий и сооружений внутренние

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ

КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

(ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ВОДЫ)

Правила проектирования и монтажа, контроль выполнения,

требования к результатам работ

СТО НОСТРОЙ 2.15.144-2014

Тираж 400 экз. Заказ № 144.

Подготовлено к изданию и отпечатано в АО «ЦИТП им. Г.К. Орджоникидзе»

gost.e-ecolog.ru