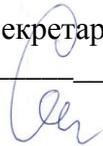


**УТВЕРЖДЕНО**  
Общим собранием членов НП ОППУ  
«Метрология Энергосбережения»  
от 12 января 2015 г.

  
Председатель Общего собрания  
\_\_\_\_\_ /Ледовский С.Д./

Секретарь Общего собрания  
\_\_\_\_\_ /Скробот Е.А./  


**Ассоциация Отечественных производителей приборов учета «Метрология  
энергосбережения»**

**Стандарт организации**

**Система стандартизации Ассоциации ОППУ «Метрология Энергосбережения»**

**ПРАВИЛА ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЧЛЕНОВ  
АССОЦИАЦИИ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ПРИБОРОВ  
УЧЕТА «МЕТРОЛОГИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ»**

*Издание официальное*

Санкт-Петербург  
2015

© Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения»

*Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и соблюдением правил, установленных Ассоциацией ОППУ «Метрология Энергосбережения»*

1. Общие положения .....	4
2. Требования к осуществлению предпринимательской деятельности членов Ассоциации .....	14
3. Общие требования к приборам учета тепловой энергии .....	15
3.1. Общие положения .....	15
3.2. Основные требования к приборам учета .....	15
3.3. Требования к основным параметрам.....	16
3.4. Требования к метрологическим характеристикам.....	19
3.5. Конструктивные требования .....	21
3.6. Функциональные требования.....	22
3.6.1.Теплосчетчики должны обеспечивать регистрацию нештатных ситуаций в соответствии с МИ 2813-2003.....	22
3.7. Защита от несанкционированного доступа .....	24
3.8. Требования к надежности.....	26
3.9.Требования стойкости к внешним воздействиям .....	27
3.10. Маркировка .....	27
3.11. Требования безопасности .....	28
3.12. Транспортирование и хранение .....	28
3.13. Требования к документации.....	29
3.14. Гарантии производителя.....	30
4 Требования к автоматизированным системам учета тепловой энергии. ....	31
4.1 Общие положения и основные требования .....	31
4.2. Требования к функциям отдельных подсистем .....	38
4.3. Требования к техническому обеспечению .....	40
4.4. Общие требования к пользовательскому интерфейсу АСКУЭ.....	41
5. Требования к проектированию, монтажу и пусконаладочным работам узлов учета тепловой энергии.....	42
5.1. Проектирование УУТЭ.....	42
5.2. Требования к монтажу комплекса технических средств УУТЭ.....	46

5.3. Требования по проведению пусконаладочных работ (ПНР) УУТЭ .....	58
5.4. Испытания УУТЭ перед пуском в эксплуатацию.....	62
6. Общие требования к эксплуатации произведенных узлов (комплектов приборов) коммерческого учета тепловой энергии .....	65
6.1. Область применения .....	65
6.2. Общие положения .....	65
6.3. Требования к оператору учета .....	66
6.4. Допуск в коммерческую эксплуатацию.....	71
6.5. Техническое обслуживание и ремонт узлов учета .....	75
7. Заключительные положения. ....	76

## **1. Общие положения.**

**1.1.** Настоящие правила предпринимательской деятельности членов Ассоциации разработаны в соответствии с требованиями Федерального Закона «О саморегулируемых организациях» от 1 декабря 2007 г. № 315-ФЗ, Устава и иных внутренних документов партнерства.

**1.2.** Под предпринимательской деятельностью членов Ассоциации понимается самостоятельная деятельность членов Ассоциации, осуществляемая на свой риск и направленная на систематическое получение прибыли от реализации потребителям продукции (работ, услуг), осуществляемая на основании разработанных, утвержденных в установленном порядке и подлежащих обязательному исполнению Стандартов, Положений и Правил и иных внутренних документов Ассоциации.

**1.3.** Предпринимательская деятельность членов Ассоциации включает в себя все виды работ, охватывающих полный жизненный цикл производимой продукции от проектирования до технического и эксплуатационного обслуживания и утилизации и(или) переработки продукции, осуществляемая на основании следующих нормативные акты, на основании которых разработано настоящее Положение:

1. Федеральный закон № 102-ФЗ от 26 июня 2008 г. «Об обеспечении единства измерений».

2. Федеральный закон № 190-ФЗ от 27 июля 2010 года «О теплоснабжении».

3. Постановление Правительства Российской Федерации от 12.02.1998 №100 «Об организации работ по стандартизации, обеспечению единства измерений, сертификации продукции и услуг»

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

5. ГОСТ 2.601—2006. Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.

6. ГОСТ 2.610—2006. Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов.

7. ГОСТ 15150—69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов.

8. ГОСТ 9.014—78. Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.

9. ГОСТ 12.1.038—82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.

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

11. ГОСТ 26.013—81. СИ и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные.

12. ГОСТ 26.014—81. СИ и автоматизации. Сигналы электрические кодированные входные и выходные.

13. ГОСТ 356—80. Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие.

14. ГОСТ 14192—96. Маркировка грузов.

15. ГОСТ 14254—96. Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP).

16. ГОСТ 23170—78. Упаковка изделий приборостроения. Общие требования.

17. ГОСТ Р 52319–2005 (МЭК 61010-1:2001). Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования.

18. ГОСТ Р 52931—2008. Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Технические требования и методы испытаний.

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

20. ГОСТ Р 51649-2000. Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические требования.

21. МИ 2813-2003. ГСИ. Учет тепловой энергии и количества теплоносителя.

Алгоритмы реакции теплосчетчиков на нештатные ситуации при учете тепловой энергии.

22. ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006 Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования.

23. ГОСТ Р ЕН 1434-2-2006 Теплосчетчики. Часть 2. Требования к конструкции.

24. ГОСТ Р ЕН 1434-3-2006 Теплосчетчики. Часть 3. Обмен данными и интерфейсы.

25. ГОСТ Р ЕН 1434-4-2006 Теплосчетчики. Часть 4. Испытания в целях утверждения типа.

26. ГОСТ Р ЕН 1434-5-2006 Теплосчетчики. Часть 5. Первичная поверка.

27. ГОСТ Р ЕН 1434-6-2006 Теплосчетчики. Часть 6. Установка, ввод в эксплуатацию, контроль, техническое обслуживание.

28. ГОСТ 24.103-84 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Основные положения».

29. ГОСТ 24.701-86 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения».

30. ГОСТ 24.702-85 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Эффективность автоматизированных систем управления. Основные положения».

31. ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем».

32. ГОСТ 34.201-89, «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначения документов при создании автоматизированных систем».

33. ГОСТ 21.408-93, «Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов».

34. ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения»

35. ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем»

36. ГОСТ 24.701-86 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения».

37. ГОСТ Р 8.642-2008 Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учета тепловой энергии. Основные положения.

39. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем.

40. ГОСТ 12.2.003-91 «Общепромышленные требования безопасности. Оборудование производственное».

41. ГОСТ Р 1.5-92 ГСС РФ. «Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию стандартов».

42. ПР 50-732-93 «Типовое положение о метрологической службе Государственных органов управления Российской Федерации и юридических лиц».

43. РД 153-34.003.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок»

44. РРМГ 29-99\* «ГСИ. Метрология. Основные термины и определения».

45. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя

46. ПУЭ Правила устройства электроустановок.

47. СНиП 12-01-2004 Организация строительства.

**1.5.** В настоящем стандарте используются следующие термины и определения, поскольку они не определены иначе соответствующем разделе:

**1.5.1. Преобразователь расхода** - измерительный прибор, предназначенный для измерения объема (массы) воды (жидкости), протекающей в трубопроводе через поперечное сечение, перпендикулярное направлению скорости потока, и вырабатывающий сигнал о расходе в форме, удобной для передачи, дальнейшего преобразования, обработки и хранения.

**1.5.2.Водяная система теплоснабжения** - система теплоснабжения, в которой теплоносителем является вода.

**1.5.3.Тепловычислитель** - средство измерений в составе теплосчетчика, в котором производятся измерительные преобразования, а также вычислительные и логические операции, предусмотренные алгоритмами обработки результатов измерений, учета, управления работой теплосчетчика, в том числе в составе измерительных комплексов и систем.

**1.5.4.Зависимая схема подключения теплопотребляющей установки** - схема присоединения теплопотребляющей установки к тепловой сети, при которой теплоноситель из тепловой сети поступает непосредственно в теплопотребляющую установку.

**1.5.5.Закрытая водяная система теплоснабжения** - система теплоснабжения, в которой теплоноситель, циркулирующий в тепловой сети, не отбирается потребителем тепловой энергии из тепловой сети.

**1.5.5.Измерение** - совокупность операций выполняемых для определения количественного значения величины.

**1.5.6.Открытая водяная система теплоснабжения** - водяная система теплоснабжения, в которой теплоноситель частично или полностью отбирается из тепловой сети потребителями.

**1.5.7.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.

**1.5.8.Расход теплоносителя** - масса (объем) теплоносителя, прошедшего через поперечное сечение трубопровода за единицу времени.

**1.5.9.Средство измерений** - техническое средство, предназначенное для измерений.

**1.5.10.Теплоноситель в системе теплоснабжения (теплоноситель)** - энергетический ресурс, жидкое или газообразное вещество, применяемое для передачи тепловой энергии в системе теплоснабжения или непосредственно

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения» используемое потребителем тепловой энергии в хозяйственных целях, в том числе для целей предоставления коммунальной услуги горячего водоснабжения.

**1.5.11.Теплосчетчик** - средство измерений, предназначенное для измерения, регистрации, хранения и передачи параметров теплоносителя, тепловой энергии, горячей воды в системах теплоснабжения различного типа и системах горячего водоснабжения, представляющее собой единую законченную конструкцию, либо комбинированную из составных элементов: преобразователей расхода, расходомеров, водосчетчиков, датчиков давления и температуры, вычислителя; имеющее один измерительный канал (одноканальное) или два и более измерительных каналов (многоканальное).

**1.5.12.Узел учета тепловой энергии (УУТЭ)** - техническая система в составе средств измерений и устройств, обеспечивающих учет тепловой энергии, расхода теплоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров.

**1.5.13.Энергоресурс** - энергетический ресурс, жидкое или газообразное вещество, применяемое для передачи тепловой энергии в системе теплоснабжения или непосредственно используемое потребителем тепловой энергии в хозяйственных целях, в том числе для целей предоставления коммунальной услуги горячего водоснабжения.

**1.5.14.Автоматизированная система коммерческого учета потребления энергоресурсов (АСКУЭ)** - совокупность аппаратных и программных средств, обеспечивающих 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, радиозфир, PLC - сеть 0,4кВ.и предоставление информации через сети общего доступа о количестве потреблённых энергоресурсах физическим или юридическим лицам, имеющим право доступа к этой информации (например, потребитель и энергосбыт, сетевая и генерирующая организация и т. п.). Организация канала связи в коммуникационной среде осуществляется программными и аппаратными методами.

**1.5.15.Приборы учета** - средства измерений и технические устройства, которые выполняют функции: измерения, накопления, хранения, отображения информации о

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения»  
количестве тепловой энергии, массе (объеме), температуре, давлении теплоносителя  
и времени работы приборов.

**1.5.16.Объект** - совокупность точек учета потребления энергоресурсов.

**1.5.17.Точка учета** - место в системе теплоснабжения, в котором с помощью приборов учета или расчетным путем устанавливаются количество и качество производимых, передаваемых или потребляемых энергоресурсов для целей коммерческого учета.

**1.5.18.Виды тепловых нагрузок** — отопительная, вентиляционная, кондиционирование воздуха, технологическая, горячее водоснабжение.

**1.5.19.Время работы приборов узла учета** — интервал времени, за который на основе показаний приборов ведется учет тепловой энергии и массы(или объема) теплоносителя, а также контроль его температуры и давления.

**1.5.20.Быстродействующий теплосчетчик** — теплосчетчик, предназначенный для применения в системах теплоснабжения с быстрыми динамическими изменениями расхода.

**1.5.21.Допуск в эксплуатацию узла учета** — процедура, определяющая готовность узла учета тепловой энергии к эксплуатации и завершающаяся подписанием акта установленного образца.

**1.5.22.Зависимая схема подключения системы теплопотребления** — схема присоединения к тепловой сети, при которой теплоноситель (вода) из тепловой сети поступает непосредственно в систему теплопотребления.

**1.5.23.Закрытая водяная система теплоснабжения** — система теплоснабжения, в которой вода, циркулирующая в тепловой сети, из сети не отбирается.

**1.5.24.Коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя (коммерческий учет)** — установление количества и качества тепловой энергии, теплоносителя, производимых, передаваемых или потребляемых за определенный период, с помощью приборов учета тепловой энергии, теплоносителя (далее - приборы учета) или расчетным путем в целях использования сторонами при расчетах в соответствии с договорами.

**1.5.25. Независимая схема подключения системы теплоснабжения** —

схема присоединения системы теплоснабжения к тепловой сети, при которой теплоноситель из тепловой сети проходит через теплообменник, установленный на тепловом пункте потребителя, где нагревает вторичный теплоноситель, используемый в дальнейшем в системе теплоснабжения.

**1.5.26. Нормированные рабочие условия** — условия эксплуатации,

представляющие собой диапазоны влияющих величин, при которых метрологические характеристики теплосчетчика находятся в пределах максимально допустимых погрешностей.

**1.5.27. Потребитель тепловой энергии** — юридическое или физическое лицо,

приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплоснабжающих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления.

**1.5.28. Расход теплоносителя** — масса (объем) теплоносителя, прошедшего

через поперечное сечение трубопровода за единицу времени.

**1.5.29. Регистрация величины** — отображение измеряемой величины в

цифровой или графической форме на твердом носителе-бумаге.

**1.5.30. Система теплоснабжения** — комплекс теплоснабжающих установок

с соединительными трубопроводами или тепловыми сетями.

**1.5.31. Система теплоснабжения** — совокупность источников тепловой

энергии и теплоснабжающих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

**1.5.32. Тепловая сеть** — совокупность трубопроводов и устройств,

предназначенных для передачи тепловой энергии.

**1.5.33. Тепловой пункт (ТП)** — комплекс устройств для присоединения систем

теплоснабжения к тепловой сети и распределения теплоносителя по видам теплового потребления.

**1.5.34. Теплоснабжение** — обеспечение потребителей тепловой энергией.

**1.5.35.Оператор учета** - юридическое лицо, специализирующееся на эксплуатации узлов учета и соответствующее предъявляемым данным стандартом требованиям.

**1.5.36.Эксплуатация узла учета** - целенаправленная деятельность оператора учета, по обеспечению бесперебойного учета потребления тепловой энергии и теплоносителя на основе показаний приборов учета. Эксплуатация должна обеспечивать соответствие требованиям Правил учета тепловой энергии, выполнение требований заводов-изготовителей оборудования к эксплуатации приборов, достоверность данных учета, хранение данных учета в необходимом объеме за необходимый временной интервал, предоставление информации заинтересованным организациям в требуемых договорами форматах, постоянный контроль работы узла учета.

**1.5.37.Теплоснабжающая организация** - организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей).

**1.5.38.Сервисный договор** - договор между теплоснабжающей организацией и оператором учета об эксплуатации узлов учета потребителя, приобретающего тепловую энергию и теплоноситель у данной теплоснабжающей организацией.

**1.5.39.Орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения** - уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения, уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов), либо орган местного самоуправления поселения или городского округа в случае наделения соответствующими полномочиями законом субъекта Российской Федерации

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения»  
Федерации, осуществляющие регулирование цен (тарифов) в сфере  
теплоснабжения.

## **2. Требования к осуществлению предпринимательской деятельности членов Ассоциации.**

**2.1.** Члены Ассоциации обязаны обеспечить качество выполняемых работ на всех этапах жизненного цикла производимой продукции от проектирования до оказания услуг по техническому и эксплуатационному обслуживанию и утилизации и(или) переработки продукции.

**2.2.** Производимая продукция (работы, услуги) должны в полной мере соответствовать требованиям как государственной нормативной документации, так и нормативной документации Ассоциации.

**2.3.** При проектировании и изготовлении приборов учета должны идентифицироваться опасности несанкционированного доступа, возникающие при эксплуатации, и предприниматься меры по защите приборов учета от несанкционированного доступа.

Также должны быть предусмотрены способы безопасной утилизации (переработки) приборов учета, выработавших свой ресурс.

### **3. Общие требования к приборам учета тепловой энергии**

#### **3.1. Общие положения**

**3.1.1.** Настоящий раздел устанавливает общие требования к техническим условиям и метрологическому обеспечению приборов учета тепловой энергии, предназначенных для измерений и учета тепловой энергии и количества теплоносителя в водяных и паровых системах теплоснабжения (ВСТ) и системах горячего и холодного водоснабжения (ГВС).

**3.1.2.** Область применения настоящего раздела: коммерческий учет тепловой энергии в промышленности и ЖКХ, в том числе в составе автоматизированных систем учета тепловой энергии.

#### **3.2. Основные требования к приборам учета**

**3.2.1.** В коммерческом учете должны использоваться приборы для измерения потребления тепловой энергии и параметров теплоносителя, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений. Технические, метрологические и функциональные характеристики, конструкция и комплектация приборов учета должны быть приведены в их эксплуатационной документации.

**3.2.2.** Измерительный прибор должен проходить поверку с периодичностью, предусмотренной для него по результатам испытаний для целей утверждения типа средств измерений. Межповерочный интервал указывается в эксплуатационных документах. По завершении межповерочного интервала результаты измерений не могут быть признаны достоверными.

**3.2.3.** Выбор типа приборов учета осуществляется на основании требований технических условий на проектирование.

**3.2.4.** Приборы узла учета должны быть защищены от несанкционированного вмешательства в их работу, также должна быть исключена возможность несанкционированного доступа по каналам передачи данных из приборов учета для систем диспетчеризации.

**3.2.5.** В паспорте теплосчетчика или тепловычислителя при выпуске его из производства или после проведения поверки должны быть приведены значения всех настроечных коэффициентов, которые влияют на метрологические характеристики данного прибора, а также номер версии встроенного программного обеспечения и коды циклического контроля (CRC). Все эти коэффициенты и их численные значения должны быть доступны для чтения на индикаторе прибора, для считывания с помощью специальных устройств или на компьютере для сличения с паспортными данными.

**3.2.6.** При эксплуатации прибора учета может производиться изменение некоторых настроек прибора (дата, текущее время, константы давления или температуры, режим работы и т.д.), влияющих на результаты измерений. Перечень параметров, которые могут быть изменены, должен быть приведен в эксплуатационной документации прибора.

Технология проведения данных изменений должна обязательно требовать вскрытия корпуса прибора с нарушением пломб. Если в эксплуатационной документации прибора предусмотрена процедура удаленного изменения данных параметров через цифровой коммуникационный порт прибора с сохранением изменения в памяти прибора, то данная процедура может не требовать обязательного вскрытия корпуса прибора и нарушения пломб.

Новые параметры настроек прибора должны быть указаны в акте изменения настроек, который является неотъемлемой частью паспорта прибора учета.

**3.2.7.** При несоответствии настроечных коэффициентов, указанных в паспорте прибора учета, с действительными коэффициентами, полученными с прибора, показания прибора учета признаются недостоверными с момента обнаружения несоответствия.

### **3.3. Требования к основным параметрам**

**3.3.1.** Диаметры условных проходов преобразователей расхода в составе теплосчетчиков должны выбираться по ГОСТ Р 52932.

**3.3.2.** Наибольшее значение расхода измеряемой среды, при котором должны измеряться тепловая энергия и количество теплоносителя, должно соответствовать значению средней скорости из ряда: 5,0; 6,0; 8,0; 10,0; 12,0 м/с.

**3.3.3.** Наименьшее значение расхода измеряемой среды, при котором должны измеряться тепловая энергия и количество теплоносителя должно соответствовать 0,002; 0,003; 0,004; 0,0066; 0,01; 0,0125; 0,02 от наибольшего значения расхода измеряемой среды.

**3.3.4.** Максимально допустимые потери напора в тепловой сети, вызванные установкой преобразователей расхода, должны быть не более 25 кПа.

**3.3.5.** Наибольшее значение рабочей температуры измеряемой среды для преобразователей расхода должно находиться в пределах от 90 до 150 °С.

**3.3.6.** Наименьшее значение разности температур в подающем и обратном трубопроводах, измеряемой теплосчетчиком, не должно превышать 3 °С (К).

**3.3.7.** Наибольшее избыточное рабочее давление измеряемой среды для теплосчетчика и входящих в его состав первичных преобразователей должно быть не менее 1,6 МПа.

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

- среднего объемного расхода теплоносителя (в м<sup>3</sup>/ч, л/мин);
- среднего объемного расхода в трубопроводе ХВС и ГВС (в м<sup>3</sup>/ч, л/мин);
- среднего массового расхода теплоносителя (в т/ч, кг/ч, т/мин, кг/мин);
- объема теплоносителя нарастающим итогом (в м<sup>3</sup>, л);
- массы теплоносителя (в т, кг);
- температуры теплоносителя в трубопроводах (в °С);
- разности температур подающем и обратном трубопроводах (в °С);
- давления в трубопроводах (допускается ввод в виде константы) (в кПа, кгс/см<sup>2</sup>, Мпа, атм);
- тепловой мощности (в Гкал/ч, ГДж/ч, МВт);
- тепловой энергии (в Гкал, ГДж, МВт·ч);
- удельной энтальпии (в Мкал/т, Гкал/кг, ГДж/кг);
- плотности теплоносителя (в кг/м<sup>3</sup>);

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

Теплосчетчик также должен регистрировать суточные значения измеренных величин.

**3.3.9.** 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 2000 ч без возврата на нуль.

**3.3.10.** Электрическое питание теплосчетчиков должно осуществляться от:

- электрической сети общего назначения постоянного или переменного тока;

- источника питания 12 В, 15 В, 24 В, 36 В;

- автономного встроенного источника питания в соответствии с ГОСТ Р ЕН 1434-2006.

Допускается комбинированное питание теплосчетчиков. Параметры электрического питания должны быть указаны в эксплуатационной документации на теплосчетчики.

**3.3.11.** Измеряемые с помощью теплосчетчиков величины и параметры могут преобразовываться в стандартные электрические выходные сигналы по ГОСТ 26.013, ГОСТ 26.014, ГОСТ 19768.

**3.3.12.** Теплосчётчики должны иметь возможность подключения по интерфейсу RS232 или RS485 для считывания накопленной информации, установочных параметров и подключения к системам диспетчеризации.

**3.3.13.** Преобразователи температуры и комплекты преобразователей температуры, применяемые в составе теплосчетчиков, должны соответствовать ГОСТ 6651.

**3.3.14.** Комплект преобразователей температуры должны обеспечивать измерение разности температур в диапазоне, соответствующем диапазону применяемых преобразователей расхода.

**3.3.14.** Показатель тепловой инерции преобразователей температуры не должен превышать 10 с.

### 3.4. Требования к метрологическим характеристикам

**3.4.1.** Настоящий раздел устанавливает требования к метрологическим характеристикам приборов учета, используемых для целей коммерческого учета в УУТЭ, устанавливаемых на вводе трубопроводов в здание или для учета тепловой энергии для группы зданий, и в зависимости от условий эксплуатации.

Условия эксплуатации средств измерений указываются в проекте и должны соответствовать допустимым значениям, указанным в эксплуатационной документации приборов учета.

**3.4.2.** 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%.

Счетчики пара в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более 3% в диапазоне расхода пара от 10 до 100%.

Счетчики пара в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение температуры пара и конденсата с абсолютной погрешностью не более  $\pm (0,5+0,005t)$  °С.

Счетчики пара в паровых системах теплоснабжения должны обеспечивать измерение давления ( избыточного или абсолютного):

- пара с приведенной погрешностью не более  $\pm 1,0\%$ ;
- конденсата с приведенной погрешностью не более  $\pm 1,5\%$ .

**3.4.3.** В водяных системах теплоснабжения с тепловой мощностью более 0,1 Гкал/час должны применяться теплосчетчики класса С или В по ГОСТ Р 51649. Минимальная измеряемая разница температур в подающем и обратном трубопроводах выбирается из ряда: для класса С – 1, 2, 3 °С; для класса В – 2, 3, 5 °С. В УУТЭ водяных систем при потреблении тепловой энергии менее 0,1 Гкал/час могут применяться теплосчетчики любого класса по ГОСТ Р 51649 с минимальной измеряемой разницей температур не более 10 °С .

**3.4.4.** Номинальный динамический диапазон измерения объемного расхода воды для расходомеров, установленных на каждом трубопроводе, должен быть:

- не менее 1:30 для расходомеров класса В или С по 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/час;

- 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/час;

- не менее 1:150 для расходомеров В или С класса, 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.

**3.4.5.** Теплосчетчики водяных систем теплоснабжения должны обеспечивать:

- измерение разности температур в двух трубопроводах с максимально допустимой относительной погрешностью не более:  $\pm (0,05 + 0,001\Delta t)$  для пары преобразователей температуры 1 класса,  $\pm (0,1 + 0,002 \Delta t)$  для пары 2 класса, где:

- $\Delta t_{\text{MIN}}$  - минимальная измеряемая разность температур;

- $\Delta t$  - измеряемая разность температур.

- измерение температуры с максимально допустимой абсолютной погрешностью не более  $\pm(0,15+0,002t)^\circ\text{C}$ . 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  $\pm 1\%$ ;

- измерение расхода с максимально допустимой относительной погрешностью в соответствии с ГОСТ Р ЕН 1434-1-2006.

**3.4.6.** Предел допускаемой относительной погрешности теплосчетчика при измерении тепловой энергии в закрытых 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 менее 20 °С;
- 6,0 %, при разности температур менее 10 °С.

**3.4.7.** Относительная погрешность измерения разности масс в подающем и обратном трубопроводе не должна превышать значений, вычисленных по формуле:

$$\delta_M = \pm 2 \frac{M_1 + M_2}{M_1 - M_2}, \%$$

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

**3.4.8.** Предел допускаемой относительной погрешности преобразователя расхода не должен превышать  $\pm 2,0$  % в нормированном диапазоне измерения значений расходов.

**3.4.9.** Предел допускаемой относительной погрешности тепловычислителя при измерении разности температур не должен превышать  $\pm 0,5$ %.

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

### **3.5. Конструктивные требования**

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

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

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

**3.5.4.** Программное обеспечение теплосчетчиков должно обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства в работу теплосчетчиков и искажения результатов измерений.

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

### **3.6. Функциональные требования**

**3.6.1.** Теплосчетчики должны обеспечивать регистрацию нештатных ситуаций в соответствии с МИ 2813-2003.

**3.6.2.** При возникновении нештатной ситуации теплосчетчик может производить пересчет потребления тепловой энергии, количества теплоносителя, горячей и холодной воды в соответствии с методикой, согласованной поставщиком и потребителем энергоресурсов.

**3.6.3.** При возникновении функциональных отказов приборов учета или их составных частей, а также при возникновении нештатных ситуаций (отключение питания, отсутствие в трубопроводе теплоносителя, неправильное направления потока теплоносителя и т.д.), теплосчетчик должен зафиксировать время возникновения и продолжительность события для каждой пары трубопроводов или по каждому трубопроводу подпитки или тупиковой системы подачи теплоносителя. В архиве теплосчетчика должны накапливаться следующие интервалы времени:

-  $t_{нр}$  – время нормальной работы теплосчетчика;

-  $t_{MIN}$  – время, в течение которого фактический расход теплоносителя хотя бы по одному трубопроводу закрытой системы или в обоих трубопроводах открытой системы был меньше минимального значения диапазона измерения расхода приборами учета.

-  $t_{MAX}$  – время, в течение которого фактический расход теплоносителя хотя бы по одному трубопроводу закрытой или открытой системы был больше

максимального значения диапазона измерения расхода приборами учета.

-  $t_{\Delta T}$  – время, в течение которого разность температур  $\Delta t=(t_1-t_2)$  была меньше допустимой разности температур для данного типа теплосчетчика (для водяных систем).

-  $t_{BH}$  – время действия любой неисправности (аварии) средств измерений или иных устройств узла учета, которые делают невозможным измерение тепловой энергии и/или массы, температуры и давления теплоносителя, а также отсутствие или нештатное изменение направления потока теплоносителя.

-  $t_{ЭП}$  – время отсутствия электропитания.

Сумма всех интервалов времени должна быть равна интервалу полного времени отчетного периода.

**3.6.4.** При использовании в качестве теплоносителя перегретого пара дополнительно к нештатным ситуациям должен определяться интервал времени  $t_{НП}$ , когда пар перешел из состояния «перегретый» в состояние «насыщенный». В это время теплосчетчик должен прекращать подсчет тепловой энергии.

**3.6.5.** Теплосчетчик (вычислитель) должен прекращать регистрацию расхода теплоносителя, если текущее значение расхода теплоносителя выходит за границы максимального диапазона измерения расходов, но регистрация температуры и давления должны продолжаться. При этом теплосчетчик должен перейти от регистрации средневзвешенной температуры к регистрации средней температуры.

Теплосчетчик (вычислитель) должен обеспечивать возможность запрета или разрешения регистрации расхода теплоносителя, если текущее значение расхода выходит за границы номинального диапазона измерительного прибора, но находится в границах максимального диапазона измерения расхода. При этом текущие значения расхода должны регистрироваться непрерывно, если они находятся в пределах максимального диапазона измерения расхода.

**3.6.6.** Теплосчетчики (вычислители) 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 осуществляться непосредственно как к цифровому порту теплосчетчика, так и через дополнительные преобразователи интерфейсов или радиоканал.

**3.6.7.** В составе комбинированных теплосчетчиков для измерения температуры должны использоваться подобранные пары термопреобразователей сопротивления по ГОСТ 6651. Вычислители должны иметь возможность настройки на НСХ указанных типов термопреобразователей.

**3.6.8.** архива теплосчетчика должна быть не менее: часового – 45 суток; суточного – 1 года.

При отключении электропитания данные в архиве теплосчетчика должны сохраняться не менее 5 лет.

### **3.7. Защита от несанкционированного доступа**

**3.7.1.** Конструкция и программное обеспечение теплосчетчиков и входящих в их состав преобразователей расхода, температуры и давления должны обеспечивать защиту от несанкционированного вмешательства в их работу, искажение результатов измерений и учета.

**3.7.2.** Не допускается несанкционированное изменение и уничтожение архивов теплосчетчика.

**3.7.3.** Методы защиты приборов учета.

**3.7.3.1.** Защита тепловычислителей.

**3.7.3.1.1.** 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 во внешней 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.

### **3.7.3.1.2. 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.

### **3.7.3.1.3. Организационные мероприятия по защите.**

Организационные мероприятия могут пересекаться с методами, указанными в п.п.3.7.3.1, 3.7.3.2 и включают в себя:

- фиксация калибровочных коэффициентов в паспортах приборов;
- открытый доступ ко всем настроечным (калибровочным) коэффициентам и результатам поверки;
- возможность индикации коэффициентов в приборе и их просмотр через внешние интерфейсы.

### **3.7.3.2. Защита преобразователей расхода.**

#### **3.7.3.2.1. Методы защиты с помощью программного обеспечения:**

- введение контрольных сумм программы;
- специальное ПО калибровки, не входящее в состав прибора.

#### **3.7.3.2.2. 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 устанавливаются с помощью элементов электронного блока с последующим закрытием крышки и пломбировкой;

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

#### **3.7.3.2.3. Организационные мероприятия по защите.**

– внесение в паспорт (формуляр) прибора калибровочных коэффициентов.

**3.7.4.** 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.

**3.7.5.** Все настроечные параметры преобразователей расхода, температуры, давления, тепловычислителя, влияющие на результат измерений, должны быть доступны пользователю и контролирующим организациям для просмотра. Изменение этих настроечных параметров может сопровождаться изменением контрольной суммы базы настроек теплосчетчика.

### **3.8. Требования к надежности**

**3.8.1.** Средний срок службы теплосчетчиков - не менее 12 лет.

**3.8.2.** Средняя наработка на отказ теплосчетчиков - не менее 75000ч.

**3.8.3.** Межповерочный интервал теплосчетчиков - не менее 4-х лет.

**3.8.4.** Теплосчетчики и входящие в его состав средства измерений, должны быть зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

### **3.9. Требования стойкости к внешним воздействиям**

**3.9.1.** По устойчивости и (или) прочности к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха преобразователи расхода и температуры должны соответствовать исполнению В4 по ГОСТ Р 52931.

**3.9.2.** По устойчивости и (или) прочности к воздействию синусоидальных вибраций теплосчетчики должны соответствовать исполнению N2 по ГОСТ Р 52931.

**3.9.3.** По устойчивости к воздействию атмосферного давления теплосчетчики должны соответствовать исполнению Р2 по ГОСТ Р 52931.

**3.9.4.** Теплосчетчики должны быть устойчивыми к воздействию постоянных магнитных полей и (или) переменных полей сетевой частоты напряженностью до 40 А/м.

**3.9.5.** Степень защиты составных частей теплосчетчиков от проникновения пыли, посторонних тел и воды должны устанавливаться по ГОСТ 14254 и должны быть не ниже:

- для преобразователей температуры – IP65;
- для преобразователей расхода и преобразователей давления - IP54;
- для тепловычислителей – IP54.

**3.9.6.** Требования к электрической прочности и сопротивлению изоляции для теплосчетчиков конкретного типа устанавливаются по ГОСТ Р 52931.

**3.9.7.** Теплосчетчики должны соответствовать требованиям по электромагнитной совместимости по ГОСТ 51649-2000.

### **3.10. Маркировка**

**3.10.1.** Маркировка единого теплосчетчика наносится на тепловычислитель. Должна быть нанесена маркировка, содержащая следующие основные данные:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- наименование теплосчетчика;
- знак утверждения типа средств измерений;
- порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя.

**3.10.2.** Маркировка составного теплосчетчика наносится на каждое средство измерения, входящее в состав теплосчетчика:

- товарный знак предприятия-изготовителя;
- наименование средства измерения;
- знак утверждения типа средств измерений;
- порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя.
- на преобразователях расхода должны быть указаны пределы измерений по расходу и четко видимая стрелка, показывающая направление потока.

**3.10.3.** Маркировка тары - по ГОСТ 14192.

**3.10.4.** Упаковка теплосчетчиков - по ГОСТ 23170, консервация - по ГОСТ 9.014.

### **3.11. Требования безопасности**

**3.11.1.** Требования безопасности устанавливаются ГОСТ Р 52319 и настоящим разделом.

**3.11.2.** По способу защиты человека от поражения электрическим током теплосчетчики должны соответствовать одному из классов 0; 01; I; II, III ГОСТ 12.2.007.0.

**3.11.3.** Электробезопасность теплосчетчиков с питанием от сетей общего назначения устанавливается ГОСТ 12.1.038.

**3.11.4.** Параметры гидравлической прочности и герметичности преобразователей расхода указываются в соответствии с ГОСТ 356 в эксплуатационной документации на теплосчетчики конкретного типа с наибольшим допускаемым избыточным рабочим давлением.

**3.11.5.** Дополнительные требования безопасности при монтаже и эксплуатации следует устанавливать в эксплуатационной документации на теплосчетчики конкретного типа.

### **3.12. Транспортирование и хранение**

**3.12.1.** Условия транспортирования теплосчетчиков устанавливаются ГОСТ 15150.

**3.12.2.**Перевозка должна осуществляться транспортными средствами, указанными в эксплуатационной документации на теплосчетчики конкретных типов в соответствии с правилами перевозок грузов на данном транспорте.

**3.12.3.**Условия хранения теплосчетчиков устанавливаются ГОСТ 15150.

### **3.13. Требования к документации**

**3.13.1.**Каждый теплосчетчик должен иметь указания по эксплуатации, изложенные в эксплуатационных документах, которые должны выбираться из числа указанных в ГОСТ 2.601 и выполняться по ГОСТ 2.610.

**3.13.2.**Каждый теплосчетчик в числе обязательных эксплуатационных документов должен иметь:

- паспорт (или формуляр) (обязательно в бумажном виде);
- руководство по эксплуатации (допускается в электронном виде).

**3.13.3.** В паспорте на теплосчетчик должны быть указаны входящие в его состав преобразователи расхода, преобразователи температуры, комплекты преобразователей температуры, преобразователи давления, тепловычислитель.

**3.13.4.**Для теплосчетчиков должен быть указан перечень монтажных, установочных деталей и приспособлений, запасных частей и принадлежностей, входящих в комплект теплосчетчика.

**3.13.5.**В паспортах (или формулярах) входящих в состав теплосчетчика преобразователей, кроме разделов, установленных по ГОСТ 2.610, должен содержаться раздел со сведениями о поверке и калибровочных параметрах.

**3.13.6.**В соответствии с требованиями Федерального закона от 26 июля 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» (статья 5, п.2), методика измерений тепловой энергии, количества и параметров теплоносителя с помощью теплосчетчиков конкретных типов должна быть внесена в эксплуатационные документы теплосчетчиков.

**3.13.7.**При разработке руководства по эксплуатации для теплосчетчиков конкретного типа, раздел «Использование по назначению» дополняется требованиями методики измерений тепловой энергии, количества и параметров теплоносителя. В

разделе «Использование по назначению» руководства по эксплуатации теплосчетчика конкретного типа указываются:

- 1) эксплуатационные ограничения (условия измерений);
- 2) требования к показателям точности измерений;
- 3) требования к показателям точности каналов теплосчетчика;
- 4) методики измерений;
- 5) подготовка к выполнению измерений;
- 6) порядок выполнения измерений;
- 7) обработка результатов измерений;
- 8) оформление результатов измерений;
- 9) контроль точности результатов измерений;
- 10) действие в нестандартных ситуациях.

**3.13.8.** Методики измерений в составе руководства по эксплуатации аттестуют в установленном порядке при утверждении типа теплосчетчика.

**3.13.9.** Разделы «Требования к безопасности и охране окружающей среды», «Требования к квалификации персонала» и т.п., в руководстве по эксплуатации выполняют и располагают в соответствии с требованиями ГОСТ 2.610.

### **3.14. Гарантии производителя**

**3.14.1.** Производитель гарантирует соответствие теплосчетчиков требованиям настоящего Стандарта и технических условий на теплосчетчики конкретного типа при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

**3.14.2.** Гарантийный срок эксплуатации теплосчетчиков при хранении, транспортировке, монтаже и эксплуатации теплосчетчика в соответствии с эксплуатационной документацией, должен быть:

- не менее 24 месяцев с даты ввода в эксплуатацию;
- не менее 48 месяцев при условиях ввода теплосчетчика в эксплуатацию не позднее, чем через 12 месяцев со дня даты первичной поверки и осуществлении обслуживания специальной сервисной организацией, рекомендованной производителем теплосчетчика.

## **4 Требования к автоматизированным системам учета тепловой энергии.**

### **4.1 Общие положения и основные требования**

**4.1.1.** АСКУЭ предназначены для эффективного автоматизированного учета потребления энергоресурсов и контроля параметров теплоснабжения, а также своевременного формирования необходимой информации для решения экономических и технологических задач.

#### **4.1.2.** Цели создания АСКУЭ:

- обеспечение достоверности собираемой информации за счет автоматизации сбора и обработки данных приборов учета;
- выявление источников неучтенных расходов и скрытых потерь;
- контроль количества и качества производимых, транспортируемых и потребляемых энергоресурсов;
- представление измеренных значений для осуществления взаиморасчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов;
- информационная поддержка принятия управленческих решений на основе контроля и анализа параметров теплоснабжения.

**4.1.3.** Объектами АСКУЭ являются узлы учета тепловой энергии, горячего водоснабжения (ГВС), хозяйственно-питьевой воды установленные или вновь устанавливаемые на вводах в жилых домах (приборы домового учета) и других объектах жилищно-коммунального хозяйства, в воднораспределительные устройства, автоматизированные тепловые пункты, источники энергоресурсов и т.п.

**4.1.4.** АСКУЭ представляет собой информационно-измерительную систему, основу которой составляет информационный центр, осуществляющий: дистанционное считывание информации с приборов учета; хранение информации и первичную аналитическую обработку; передачу информации потребителям в зависимости от уровня доступа.

**4.1.5.** Взаимодействие приборов учета, потребителей и администраторов системы с ядром системы должно осуществляться по безопасным каналам связи

**4.1.6.** Создаваемые АСКУЭ должны соответствовать современному уровню программно-технических средств и отвечать следующим требованиям:

- должны использоваться современные сетевые технологии для обеспечения надежной и быстрой связи между частями системы;

- система должна быть проста и доступна для работы персонала;

- система должна быть защищена от несанкционированного доступа пользователей к программам и данным.

**4.1.7.** АСКУЭ должны отвечать требованиям следующих действующих нормативных правовых актов:

- Федеральный закон РФ «Об обеспечении единства измерений», №102-ФЗ от 26.06.2008 г.

- «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя» (регистрационный номер №954 Министерства юстиции РФ от 25.09.1995)

- «Правила пользования системами коммунального водоснабжения и канализации в РФ» (Постановление правительства РФ №167 от 12.02.1999 г.)

**4.1.8.** Типы применяемых счетчиков энергоресурсов должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений Российской Федерации, иметь необходимые сертификаты соответствия и обеспечивать возможность их работы в составе АСКУЭ.

**4.1.9.** Разграничение доступа потребителей информации и администраторов осуществляется с помощью присвоения индивидуальных прав. Различают следующие уровни доступа:

- абонентский – предоставляется представителям служб, эксплуатирующих конкретный объект (Председатель ТСЖ, главный энергетик и т.д.). Доступна информация о потреблении энергоносителей исключительно по объекту;

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

- полный абонентский - предоставляется представителям органов местного самоуправления. Доступна информация о потреблении энергоносителей на подконтрольной территории;

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

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

- сервисный - предоставляется представителям служб, осуществляющей эксплуатацию приборов учета на объектах или группах объектов. Доступна информация о потреблении энергоресурсов по всем объектам. Кроме того, при таком уровне доступа возможно создание и описание точек учета, создание и описание объектов и назначение прав абонентского доступа;

- администраторский – предоставляется полный доступ ко всей информации и ко всем настройкам АСКУЭ. Предоставляется только представителям организации, осуществляющей эксплуатацию АСКУЭ.

**4.1.10. Сертификация АСКУЭ** производится на уровне программно-технического комплекса, включающего элементы узлов учета (приборы учета), средства связи и программное обеспечение сбора, обработки архивирования и представления измерительной и диагностической информации с узлов учета. Указанные приборы учета и программно-технический комплекс в целом должны быть зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

**4.1.11.** В составе АСКУЭ могут быть предусмотрены программно-технические средства для аналитической обработки измерительной информации с целью 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 т.п. Данная часть системы сертификации не подлежит.

**4.1.12.** Функциональная структура ядра АСКУЭ должна состоять, как минимум, 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 т.д.);
- подсистемы отображения графической информации (состояния объектов системы, текущих значений технологических параметров, событий, происходящих в системе и т.п.);
- подсистемы сигнализации о наличии в работе узлов учета нештатных ситуаций, срабатывании сигнальных датчиков и т.д.

**4.1.13.** Приборы учета, подключаемые к АСКУЭ должны иметь полное описание формата доступа к данным. Для доступа к архивам приборов учета должен использоваться общедоступный протокол, описание которого находится в свободном распространении.

**4.1.14.** Персонал, допущенный к работе с АСКУЭ, должен в обязательном порядке пройти обучение работе с АСКУЭ.

**4.1.15.** Требования к надежности АСКУЭ:

**4.1.15.1.** Надежность АСКУЭ должна быть обеспечена выбором и разработкой совокупности технических, программных средств и регламентом их обслуживания. Программно – технический комплекс должен обеспечивать круглосуточную и непрерывную работу в течение установленного срока службы.

**4.1.15.2.** Прекращение функционирования любой из подсистем, входящих в состав АСКУЭ, не должно приводить к прекращению функционирования других подсистем или системы в целом.

**4.1.15.3.** 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. Помимо этого, должна предусматриваться возможность непосредственного

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения»  
получения данных от счетчиков и вычислителей с помощью переносных средств для дальнейшей обработки АСКУЭ.

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

**4.1.16.** Требования к безопасности.

**4.1.16.1.** АСКУЭ должны быть построены таким образом, чтобы ошибочные действия оперативного персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям, опасным для жизни и здоровья людей.

**4.1.16.2.** При монтаже, наладке и эксплуатации технических средств должны быть обеспечены безопасные условия работы обслуживающего персонала в соответствии с действующими нормами по технике безопасности.

**4.1.16.3.** Ко всем устройствам должен быть обеспечен свободный доступ уполномоченных специалистов.

**4.1.16.4.** В помещениях, предназначенных для эксплуатации комплексов технических средств (КТС), должны быть предусмотрены противопожарные меры безопасности.

**4.1.16.5.** При всех видах работ по техническому обслуживанию и ремонту КТС и его составных частей необходимо соблюдать требования и меры по защите микросхем и полупроводниковых приборов от разрушающего воздействия статического электричества.

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

**4.1.16.7.** По способу защиты человека от поражения электрическим током система должна относиться к классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0—75.

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

**4.1.17.** Требования к эргономике и технической эстетике:

**4.1.17.1.** Общие требования к микроклимату рабочих помещений персонала АСКУЭ должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88.

**4.1.17.2.** Уровень освещенности рабочих мест персонала АСКУЭ должен соответствовать требованиям СНиП 23-05-95 "Строительные нормы и правила Российской Федерации. Естественное и искусственное освещение".

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

**4.1.17.4.** Отображение информации на экране цветного графического дисплея должно обеспечивать получение оператором полной характеристики текущего состояния оборудования и значений контролируемых параметров в виде, наиболее удобном для восприятия в каждой конкретной ситуации.

**4.1.17.5.** Фон графических экранов должен быть нейтральный и выбран из "спокойной" цветовой гаммы.

**4.1.17.6.** Предупредительная и аварийная сигнализации должна сопровождаться мерцанием и изменением цвета цифровых значений переменных или фона графических объектов на экранах дисплеев, звуковой сигнализацией.

**4.1.17.7.** Все сообщения и надписи должны выводиться на русском языке, за некоторыми возможными исключениями – например, номеров позиций приборов, системных сообщений.

**4.1.18.** Требования к защите информации от несанкционированного доступа.

**4.1.18.1.** В АСКУЭ 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.

**4.1.18.2.** Методы и средства защиты должны быть оговорены в технической документации на систему и реализованы при ее внедрении.

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

**4.1.18.4.** Доступ на изменение заданий, ручной ввод данных и директив должен контролироваться системой.

**4.1.18.5.** В системе необходимо организовать защиту информации от несанкционированных действий оператора.

**4.1.18.6.** Система должна поддерживать категории пользователей, различающиеся уровнем доступа к тем или иным функциональным возможностям системы.

**4.1.18.7.** Управление уровнем доступа пользователями и группами пользователей системы осуществляется администратором АСКУЭ с использованием средств системы.

**4.1.19.** Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы.

**4.1.19.1.** Все компоненты системы должны быть рассчитаны на условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха, °С +5...+50;
- относительная влажность при 35 °С, % 5...95;
- атмосферное давление, кПа 84...106,7;
- степень защиты:
  - в диспетчерских и во вспомогательных помещениях .....IP 31
  - в помещениях узлов учета .....IP54.

**4.1.19.2.** Все технические средства системы должны нормально функционировать при питающем напряжении 220В ± 10%, (50±2,5) Гц.

**4.1.19.3.** АСКУЭ должна быть рассчитана для работы в круглосуточном режиме. Планово-профилактические работы должны проводиться в соответствии с инструкцией по техническому обслуживанию.

**4.1.20.** Требования по сохранности информации при авариях.

**4.1.20.1.** В АСКУЭ должна обеспечиваться целостность и сохранность данных при отключении электропитания, при выходе из строя отдельных комплексов и модулей, включая выход из строя измерительного оборудования и каналов связи.

**4.1.20.2.** Для сохранности информации при авариях должно быть предусмотрено сохранение и автоматическое обновление на системном сервере следующей информации:

- загрузочные модули программного обеспечения (операционные системы, базовое и специальное программное обеспечение);
- массивы регистрируемых (архивируемых) параметров;

**4.1.20.3.** Указанная информация должна сохраняться на энергонезависимых устройствах памяти и восстанавливаться после ввода в рабочий режим составных устройств системы.

**4.1.20.4.** Для сохранности информации при отключении и сбоях по питанию все серверы и рабочие места в центрах сбора данных должны быть подключены к сети через источники бесперебойного питания (ИБП), которые должны обеспечивать питание не менее 30 минут при отсутствии сетевого напряжения.

**4.1.20.5.** После восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по всей иерархии АСКУЭ.

## **4.2. Требования к функциям отдельных подсистем**

**4.2.1.** Подсистема сбора данных в автоматическом режиме должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматический и по запросу оператора опрос приборов учёта и получение текущих и архивных данных с параметрами потребления энергоресурсов;
- приведения указанных данных к виду, необходимому для наполнения подсистемы хранения данных;
- передачу полученных данных в подсистему обработки измерительной информации с заданной периодичностью.

**4.2.2.** Подсистема 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;
- расчёты потребленных энергоресурсов по формулам приборов учёта по их существующим данным часовых архивов и директивно задаваемым данным при отказах датчиков, приборов.

**4.2.3.** Подсистема 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).

**4.2.4.** Подсистема отображения графической информации должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- отображение состояния приборов учета и узлов учета в целом в виде соответствующих графических символов;
- отображение текущих значений измеряемых параметров;
- быстрый доступ к получению подробной информации по каждому узлу учета с отображением информации на мнемосхемах узлов учета (текущие значения измеряемых параметров) и в журналах событий (события приборов учета и узлов учета в целом);
- диагностика состояния каналов связи;
- дополнительно возможно представление данных в карте населенных пунктов.

**4.2.5.** Подсистема сигнализации о наличии в работе узлов учета нештатных ситуаций, срабатывании сигнальных датчиков должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- контроль состояния объектов системы (узлов учета), в том числе нештатных ситуаций, регистрируемых как приборами учета (выход контролируемых параметров за регламентные границы, отсутствия связи с приборами учета, изменение настроечных параметров приборов учета (изменение контрольных сумм)), так и нештатных ситуаций самого узла учета (отсутствие электропитания, срабатывание датчиков охранной сигнализации, затопления и т.п.);

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

- информирование представителей организации, обслуживающей узел учета энергоресурсов, и представителей ресурсоснабжающей организации о зарегистрированной нештатной ситуации и о предполагаемой реакции прибора учета на нештатную ситуацию. Информирование может производиться с помощью sms-сообщения или по e-mail. Сроки информирования устанавливаются при

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения»  
монтаже АСКУЭ, но не должны превышать 24 часов с момента регистрации прибором учета нештатной ситуации.

### **4.3. Требования к техническому обеспечению**

**4.3.1.** В комплексе технических средств, используемых в АСКУЭ, должны использоваться технические средства серийного производства, имеющие соответствующие сертификаты Российской Федерации для эксплуатации на объектах автоматизации (в случае, если такие сертификаты требуются действующим законодательством Российской Федерации).

#### **4.3.2. Требования к устройствам сбора и передачи данных (УСПД):**

**4.3.2.1.** Для сбора и передачи информации с приборов учета должны служить специализированные устройства сбора и передачи данных и иметь разрешение к применению на территории Российской Федерации. Каналы передачи могут быть построены на основе цифровых, аналоговых, спутниковых, радио- или сотовых систем связи. Каналы связи должны быть постоянно подключены к АСКУЭ, не допускается их использование для иных целей.

Автоматизированные системы коммерческого учета энергоресурсов могут иметь основной и резервный каналы связи вне зависимости от технического решения (телефонные линии, радиоканал и т.п.).

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

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

#### **4.3.3. Требования к оборудованию центра сбора информации:**

**4.3.3.1.** Ядром АСКУЭ должны быть сервер связи и описаний, а также серверы баз данных .

**4.3.3.2.** Аппаратная часть серверов связи и баз данных АСКУЭ представляет собой ЭВМ серверного исполнения либо выделенный персональный компьютер (ПК). Технические характеристики серверов (ПК) должны выбираться 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 уровня.

#### **4.4. Общие требования к пользовательскому интерфейсу АСКУЭ**

**4.4.1.** Система должна отображать средствами человеко-машинного интерфейса 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 представление информации о расположении объектов системы (узлов учета, тепловых пунктов и т.д.) на карте города по зонам и подзонам с сигнализацией состояния объектов зоны (подзоны) и каждого объекта.

**4.4.2.** Основными формами представления информации должны быть отчеты, динамические мнемосхемы, временные диаграммы (тренды) и числовые значения параметров. Конкретная реализация графического интерфейса пользователя разрабатывается в ходе создания системы.

**4.4.3.** Для всех типов информационных, предупредительных и тревожных сообщений, выдаваемых наблюдателю, должен быть предусмотрен механизм подтверждения принятия сообщения.

## **5. Требования к проектированию, монтажу и пусконаладочным работам узлов учета тепловой энергии.**

В настоящем разделе под узлом учета тепловой энергии понимается комплект приборов и устройств, обеспечивающий учет тепловой энергии, массы (или объема) теплоносителя, а также контроль и регистрацию его параметров.

### **5.1. Проектирование УУТЭ.**

**5.1.1.** Проект узла учета тепловой энергии (УУТЭ) разрабатывается на основании:

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

**5.1.1.1.** Технические условия, предусмотренные п.5.5.1. должны содержать:

- наименование и место нахождения 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.

**5.1.1.2.** 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.

**5.1.1.3.** Теплоснабжающая организация обязана выдать технические условия на установку прибора учета в течение 15 рабочих дней с даты получения запроса потребителя. В случае, если в указанный срок теплоснабжающая организация не выдаст технические условия, или выдаст технические условия, не содержащие сведения, установленные Правилами КУТЭТ, потребитель вправе самостоятельно

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения» разработать проект УУТЭ и осуществить установку прибора учета в соответствии с Правилами КУТЭТ, о чем он обязан уведомить теплоснабжающую организацию.

**5.1.1.4.** На основании технических условий разрабатывается техническое задание (ТЗ) на разработку рабочего проекта УУТЭ и согласовывается с заказчиком (генподрядчиком).

**5.1.2.** Техническое задание должно содержать:

**5.1.2.1.** Наименование и адрес объекта.

**5.1.2.2.** Основание для проектирования:

- условия подключения к тепловым сетям;
- паспорт системы центрального отопления;
- паспорт узла ввода системы отопления.

**5.1.2.3.** Цель проектирования (например: установка коммерческого узла учета тепловой энергии).

**5.1.2.4.** Вид строительства (например: реконструкция индивидуального теплового пункта).

**5.1.2.5.** Источник финансирования.

**5.1.2.6.** Заказчик.

**5.1.2.7.** Эксплуатирующая организация.

**5.1.2.8.** Проектная, монтажная и пусконаладочная организации.

**5.1.2.9.** Стадийность проектирования.

**5.1.2.10.** Сроки проектирования.

**5.1.2.11.** Граница раздела балансовой принадлежности тепловых сетей (эксплуатационной ответственности сторон).

**5.1.2.12.** Источник теплоснабжения.

**5.1.2.13.** Назначение здания.

**5.1.2.14.** Параметры теплоносителя:

- тепловая нагрузка системы отопления;
- температурный график тепловой сети;
- перепад давления;
- давление в обратном трубопроводе;

- температурный график системы отопления.

**5.1.2.15.** Тип системы теплоснабжения.

**5.1.2.16.** Схема присоединения системы отопления.

**5.1.2.17.** Схема присоединения системы горячего водоснабжения (ГВС).

**5.1.2.18.** Расходы теплоносителя.

**5.1.2.19.** Предусмотреть в составе УУТЭ средства измерения, соответствующие требованиям «Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» и стандартов НП «Метрология энергосбережения».

**5.1.2.20.** Схема измерений.

**5.1.2.21.** Требования к монтажу в соответствии с п.4 настоящего стандарта.

**5.1.2.22.** Требования к диспетчеризации в соответствии с требованиями стандартов НП «Метрология энергосбережения».

**5.1.2.23.** Требования к проекту (проект оформить в соответствии с ГОСТ 21.1101-2009, ГОСТ 21.408-93).

**5.1.2.24.** Порядок согласования проектной документации.

**5.1.3.** Состав проекта УУТЭ. Проект (техническое решение) должен содержать:

**5.1.3.1.** Титульный лист, на котором должен быть указан полный адрес потребителя, а также название проектной организации, печать, фамилия и подписи лиц, выполнивших техническое решение.

**5.1.3.2.** Технические условия на узел учета.

**5.1.3.3.** Копию допуска СРО с перечнем разрешенных видов деятельности.

**5.1.3.4.** Пояснительную записку с указанием источника тепловой энергии, параметров теплоносителя, схем присоединения систем теплопотребления. Выбор теплосчетчика, с указанием всех приборов, входящих в его состав, возможности измерения и регистрации параметров теплоносителя и тепловой энергии.

**5.1.3.5.** Сведения о максимальных и минимальных расходах теплоносителя с учетом зимнего и летнего режимов.

**5.1.3.6.** План подключения потребителя к тепловой сети.

**5.1.3.7.** Принципиальную схему теплового пункта с узлом учёта тепловой энергии.

**5.1.3.8.** План теплового пункта с указанием мест установки датчиков, мест размещения приборов УУТЭ, схемы кабельных проводок.

**5.1.3.9.** Электрические и монтажные схемы подключения приборов УУТЭ.

**5.1.3.10.** Схему пломбирования средств измерений и технического оборудования узла учета.

**5.1.3.11.** Формулы расчета тепловой энергии, теплоносителя, заложенные в тепловычислитель.

**5.1.3.12.** Настраиваемую базу данных, вводимую в тепловычислитель, в том числе при переходе на летний и зимний режимы.

**5.1.3.13.** Для узлов учёта в зданиях дополнительно прикладывается таблицы суточных и месячных расходов тепловой энергии по теплопотребляющим установкам, позволяющие потребителям отслеживать эффективность работы системы теплоснабжения (системы регулирования отпуска тепла).

**5.1.3.14.** Формы отчетных ведомостей показаний приборов учёта тепловой энергии.

**5.1.3.15.** Требования к монтажу расходомеров, датчиков температуры, датчиков давления;

**5.1.3.16.** Спецификацию применяемого оборудования и материалов;

**5.1.3.17.** Перечень основных нештатных ситуаций и расчет потребленной тепловой энергии за время действия нештатной ситуации:

- диаметр расходомеров выбирается в соответствии с расчетными тепловыми нагрузками таким образом, чтобы минимальный и максимальный расходы теплоносителя не выходили за пределы нормированного диапазона измерений расходомеров.

- в проекте должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие доступ персонала для обслуживания и снятия показаний с приборов учета, нормальное освещение узла учета, ограничение доступа посторонних лиц, мероприятия по технике безопасности.

- спускные устройства (спускники) должны предусматриваться:

- на подающем трубопроводе после преобразователя расхода;

- на обратном (циркуляционном) трубопроводе до преобразователя расхода.

- тепловычислитель рекомендуется монтировать в отдельном щите, защищенном от постороннего вмешательства.

- в комплекте оборудования должны быть предусмотрены монтажные вставки для замещения первичных преобразователей расхода (расходомеров) на период монтажа или ремонта.

- проекты УУТЭ, устанавливаемых у потребителей тепловой энергии, подлежат согласованию с теплоснабжающей (теплосетевой) организацией, выдавшей технические условия на установку приборов учета в части соблюдения технических условий.

- для согласования потребитель тепловой энергии направляет копию проекта.

В случае отсутствия в проекте сведений, указанных в пунктах 1÷17, теплоснабжающая (теплосетевая) организация обязана в течение 5 рабочих дней с даты получения копии проекта направить потребителю предложение о доработке проекта. В этом случае срок поступления проекта на согласование определяется с даты предоставления доработанного проекта.

- теплоснабжающая (теплосетевая) организация не вправе отказаться от согласования проекта в случае соответствия его действующим Правилам КУТЭТ. В случае непредставления согласования или замечаний к проекту в течение 15 рабочих дней с даты получения копии проекта, проект считается согласованным.

- согласованный проект утверждается заказчиком.

## **5.2. Требования к монтажу комплекса технических средств УУТЭ.**

### **5.2.1. Общие требования к монтажу.**

**5.2.1.1.** Монтаж УУТЭ должен производиться 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.

**5.2.1.2.** До начала монтажа УУТЭ в зданиях и помещениях, сдаваемых под монтаж, должны быть выполнены строительные работы, предусмотренные рабочей документацией и проектом производства работ.

**5.2.1.3.** 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 обеспечения УУТЭ электроэнергией;
- проложена канализационная сеть для сбора стоков;
- выполнена заземляющая сеть.

**5.2.1.4.** При подготовке монтажной организации к производству работ должны быть:

- а) получена проектная и рабочая документация;
- б) разработан и утвержден проект производства работ;
- в) произведена приемка строительной и технологической готовности объекта к монтажу УУТЭ;
- г) произведена приемка 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);
- д) произведена укрупнительная сборка узлов и блоков;
- е) выполнены предусмотренные нормами и правилами мероприятия по охране труда и противопожарной безопасности.

**5.2.1.5.** Принимаемое оборудование, материалы и изделия должны соответствовать проектной и рабочей документации, государственным стандартам, техническим и метрологическим требованиям и иметь соответствующие сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверяющие их качество. При приемке/передаче оборудования, материалов и изделий проверяются комплектность, отсутствие повреждений и дефектов, сохранность окраски и специальных покрытий, сохранность пломб, наличие специального инструмента и приспособлений, поставляемых предприятиями-изготовителями, проверяется соответствие сопроводительной документации, требованиям рабочих чертежей, стандартов, технических условий и других документов, определяющих монтажно-

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения»  
технологические требования, проверка наличия и срока действия гарантии предприятий-изготовителей.

**5.2.1.6.** До начала монтажа УУТЭ монтажной организацией совместно с генподрядчиком и заказчиком должны быть согласованы следующие вопросы:

а) установлены сроки строительства специальных помещений, предназначенных для УУТЭ, обеспечивающие своевременное проведение испытаний, пуска наладочных работ и сдачи УУТЭ в эксплуатацию;

б) предусмотрены постоянные или временные сети, подводящие к УУТЭ электроэнергию, воду, с устройствами для подключения оборудования и инструмента;

в) 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.

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

а) на оборудование и арматуру - сопроводительная документация

б) на материалы - сертификаты предприятий-поставщиков.

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

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

**5.2.1.9.** Работы по монтажу УУТЭ должны осуществляться 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 УУТЭ, наличия заземляющей сети; разметку трасс и установку

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения» 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.

**5.2.1.10.** Все работы по монтажу УУТЭ должны выполняться только специализированными организациями, имеющими допуск саморегулируемой организации. Работы по монтажу должны производиться только по согласованной с теплоснабжающей организацией проектной и рабочей документации, а также в соответствии с технической документацией предприятий-изготовителей оборудования для УУТЭ.

**5.2.1.11.** После согласования проекта Заказчик имеет право приступить к его реализации, а теплоснабжающая организация к осуществлению технического надзора за монтажными работами в строгом соответствии с согласованным проектом.

**5.2.1.12.** Требования к монтажу приборов и оборудования УУТЭ:

**5.2.1.12.1.** Все приборы и оборудование УУТЭ должны монтироваться в соответствии с требованиями нормативно-технической документации предприятий-изготовителей.

**5.2.1.12.2.** В монтаж должны приниматься приборы и оборудование, проверенные с оформлением соответствующих протоколов.

**5.2.1.12.3.** Размещение приборов и оборудования и их взаимное расположение должны производиться в соответствии с проектной и рабочей документацией. Монтаж должен обеспечить точность измерений, свободный доступ к приборам, к их регулировочным и настроечным устройствам (кранам, вентилям, переключателям, рукояткам настройки и т. п.), возможность проведения технического обслуживания и ремонта.

**5.2.1.12.4.** В местах установки приборов и оборудования, труднодоступных доступных для монтажа, технического и эксплуатационного обслуживания, до

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения» начала монтажа необходимо соорудить лестницы и площадки в соответствии с проектной и рабочей документацией.

**5.2.1.12.5.** Приборы и оборудование должны устанавливаться при температуре окружающего воздуха и относительной влажности в соответствии с требованиями нормативно-технической документации предприятий-изготовителей.

**5.2.1.12.6.** Присоединение к приборам внешних трубных проводок должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 25164-82 и ГОСТ 25165-82, а электрических проводок – в соответствии с требованиями ГОСТ 10434-82, ГОСТ 25154-82, ГОСТ 25705-83, ГОСТ 19104-79 и ГОСТ 23517-79.

**5.2.1.12.7.** Крепление приборов и оборудования к металлическим конструкциям (трубопроводам, опорам, щитам, стендам и т. п.) должно осуществляться 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.

**5.2.1.12.8.** При наличии вибраций в местах установки приборов резьбовые крепежные детали должны иметь приспособления, исключающие самопроизвольное их отвинчивание (пружинные шайбы, контргайки, шплинты и т. п.).

**5.2.1.12.9.** Отверстия приборов и оборудования, предназначенные для присоединения трубных и электрических проводок, должны оставаться заглушенными до момента подключения проводок.

Выполнить шунтирование всех расходомеров, расстояние от места приварки шунта до поперечного сварного соединения не менее 50 мм.

**5.2.1.12.10.** Корпуса приборов и средств автоматизации должны быть заземлены в соответствии с требованиями нормативно-технической документации предприятий-изготовителей и СНиП 3.05.06-85.

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

**5.2.1.12.12.** Монтаж вычислительных комплексов должен осуществляться по нормативно-технической документации предприятий-изготовителей.

**5.2.1.12.13.** К приемке заказчику (генподрядчику) предъявляется УУТЭ в объеме, предусмотренном проектной и рабочей документацией, прошедшая индивидуальные испытания.

**5.2.1.12.14.** При индивидуальном испытании следует проверить:

- а) соответствие смонтированного УУТЭ проектной и рабочей документации и требованиям настоящего стандарта;
- б) трубные проводки на прочность и плотность;
- в) сопротивления изоляции электропроводок.

**5.2.1.12.15.** При проверке смонтированных систем на соответствие проектной и рабочей документации проверяется 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.

**5.2.1.12.16.** После окончания работ по испытанию оформляется акт приемки смонтированного УУТЭ.

**5.2.1.13.** Требования к монтажу трубопроводов УУТЭ.

**5.2.1.13.1.** Соединение деталей и элементов трубопроводов должно производиться сваркой.

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

**5.2.1.13.3.** Расстояние от поперечного сварного шва до началагиба должно быть не менее 100 мм.

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

**5.2.1.13.5.** Резьбовые соединения допускаются для присоединения чугунной арматуры на трубопроводах с условным проходом не более 100 мм.

**5.2.1.13.6.** Допускается применение тройниковых соединений, изготавливаемых из труб с продольным швом; при этом должна быть выполнена проверка качества всех сварных соединений радиографией или ультразвуковым методом (УЗК).

**5.2.1.13.7.** Для водяных тепловых сетей с рабочим давлением теплоносителя до 2,5 МПа и температурой до 200 °С, а также для паровых тепловых сетей с рабочим давлением до 2,2 МПа и температурой до 350 °С при монтаже АСКУЭ допускается применение сварных секторных отводов.

**5.2.1.13.8.** Штамповарные тройники и отводы допускается применять при монтаже УУТЭ для теплоносителей всех параметров. При этом:

- Штамповарные и сварные секторные отводы допускается применять при условии проведения 100%-го контроля сварных соединений отводов ультразвуковой дефектоскопией или радиационным просвечиванием.

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

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

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

**5.2.1.13.9.** Трубопроводы УУТЭ и несущие металлические конструкции должны иметь надежную защиту от коррозии.

**5.2.1.13.10.** 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.

**5.2.1.14.** Все сварные соединения трубопроводов (включая швы приварных деталей) должны располагаться так, чтобы была обеспечена возможность их контроля методами, предусмотренными проектной и рабочей документации.

**5.2.1.15.** 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.

**5.2.1.16.** Для обеспечения правильного сопряжения поперечных стыков труб допускаются расточка, раздача или обжатие концов труб.

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

**5.2.1.18.** 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.

**5.2.1.19.** Центровку стыков стальных труб, их сварку и контроль качества производить согласно требованиям СНиП 3.05.07 – 85 «Тепловые сети», «Правилами безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» 2003г., ГОСТ 25352-82.

**5.2.1.20.** Обработку кромок под сварку производить механическим способом или термической резкой.

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

**5.2.1.22.** Шероховатость кромок под сварку принимается не более Rz-40 по ГОСТ 2789-82.

**5.2.1.23.**Межфланцевые соединения с датчиками расходов выполняются «встык» (без натяга фланцев на трубопроводы).

**5.2.1.24.**Отклонение уклона трубопровода от проектного должно быть не более  $\pm 0,0005$ .

**5.2.1.25.**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 СНиП 3.05.05-85.

**5.2.1.26.**Отклонения угловых размеров и перекося осей не должны превышать  $\pm 2,5$  мм на 1 м длины трубопровода и не более  $\pm 8$  мм на весь прямой участок трубопровода.

**5.2.1.27.**Резьбовые соединения выполняются с уплотнением.

**5.2.1.28.**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, началагиба, оси соседнего поперечного шва и т.д.) должна быть не менее 100 мм.

**5.2.1.29.**Арматура должна иметь четкую маркировку на корпусе, в которой указывается:

- а) наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- б) условный проход;
- в) условное или рабочее давление и температура среды;
- г) направление потока среды;
- д) марка стали.

**5.2.1.30.**Арматура с условным проходом 50 мм и более должна поставляться с паспортом установленной формы, где указываются применяемые материалы, режимы термической обработки и результаты неразрушающего контроля, если проведение этих операций было предусмотрено ТУ проекта УУТЭ. Данные должны относиться к основным деталям арматуры: корпусу, крышке, шпинделю, затвору и крепежу.

**5.2.1.31.** Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов УУТЭ должны использоваться материалы и полуфабрикаты, сертифицированные Росстандартом.

**5.2.1.32.** Применение новых материалов и полуфабрикатов разрешается на основании положительного заключения специализированной организации.

**5.2.1.33.** 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.

**5.2.1.34.** Перед монтажом трубопроводов должен производиться входной контроль основных и сварочных материалов и полуфабрикатов.

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

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

**5.2.1.37.** Сварка трубопроводов должна производиться 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.

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

**5.2.1.39.** Все его сварные соединения подлежат визуальному и измерительному контролю, проводимому согласно Правилам конструкторской документации, с целью выявления наружных дефектов, в том числе:

а) отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов;

б) поверхностных трещин всех видов и направлений;

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

### **5.2.2. Требования к монтажу электрических систем УУТЭ.**

**5.2.2.1.** Монтаж электропроводок систем автоматизации (цепей измерения, управления, питания и т. п.) проводами и контрольными кабелями в коробах и на лотках, в пластмассовых и стальных защитных трубах, в кабельных каналах; монтаж зануления (заземления) должны отвечать требованиям СНиП 3.05.06-85.

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

**5.2.2.3.** Сигнальные и силовые кабели прокладываются в кабельных каналах по стене на высоте не менее 0,8 м в соответствии с ПУЭ с защитой от механических повреждений по всей длине.

**5.2.2.4.** Кабели от стены до оборудования УУТЭ проложить в гофропленке по перфоленте, подвод кабеля к приборам выполнить U-образной петлей с подводом к клеммнику прибора снизу, не допускается натяжение кабеля.

**5.2.2.5.** Присоединение однопроволочных медных жил проводов и кабелей сечением 0,5 и 0,75 мм<sup>2</sup> и многопроволочных медных жил сечением 0,35; 0,5; 0,75 мм<sup>2</sup> к приборам и сборкам зажимов должно выполняться пайкой, если конструкция их выводов позволяет это осуществить (неразборное контактное соединение).

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

**5.2.2.6.** Однопроволочные медные жилы проводов и кабелей сечением 1; 1,5; 2,5; 4 мм<sup>2</sup> должны присоединяться 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

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения» многопроволочных проводов и кабелей, в зависимости от конструкции выводов и зажимов приборов и сборок зажимов, оконцовываются кольцом или штырем; концы многопроволочных жил (кольца, штыри) должны пропаиваться, штыревые концы могут спрессовываться штифтовыми наконечниками.

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

**5.2.2.8.** Присоединение алюминиевых жил проводов и кабелей сечением 2,0 мм<sup>2</sup> и более к приборам и сборкам зажимов должно осуществляться только зажимами, позволяющими выполнить непосредственное присоединение к ним алюминиевых проводников соответствующих сечений.

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

**5.2.2.10.** Присоединение жил проводов и кабелей к приборам, имеющим выводные устройства в виде штепсельных разъемов, должны выполняться посредством многопроволочных (гибких) медных проводов или кабелей, прокладываемых от сборок зажимов или соединительных коробок до приборов.

**5.2.2.11.** Разборные и неразборные соединения медных, алюминиевых и алюмомедных жил проводов и кабелей с выводами и зажимами приборов и сборок зажимов должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 10434-82, ГОСТ 25154-82, ГОСТ 25705-83, ГОСТ 19104-79 и ГОСТ 23517-79.

**5.2.2.12.** Соединение стальных защитных труб между собой, с протяжными коробками и т. д. в помещениях всех классов следует осуществлять стандартными резьбовыми соединениями.

**5.2.2.13.** 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.

**5.2.2.14.** Смонтированные электропроводки УУТЭ должны быть подвергнуты внешнему осмотру, которым устанавливается соответствие смонтированных проводок проектной и рабочей документации и требованиям настоящего раздела.

**5.2.2.15.** После завершения монтажных работ монтажная организация представляет заказчику (генподрядчику) следующую документацию на УУТЭ:

- 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 УУТЭ с указанием заводских номеров;

- акт о скрытых (теплоизоляционных) работах для участков трубопроводов, на которых была произведена установка приборов УУТЭ и дополнительная запорная арматура (для действующих присоединений);

- акт о скрытых работах (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, пуско-наладочные, электротехнические и теплоизоляционные).

### **5.3. Требования по проведению пусконаладочных работ (ПНР) УУТЭ.**

**5.3.1.** Перед началом проведения пусконаладочных работ заказчик (генподрядчик) обязан обеспечить подачу в смонтированный УУТЭ энергоносители с требуемыми рабочими характеристиками.

**5.3.2.** Пусконаладочные работы осуществляются в три стадии.

**5.3.2.1.** *На первой стадии:*

- выполняются подготовительные работы, проверяется соответствие основных характеристик приборов требованиям проектной и рабочей документации;

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

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

**5.3.2.2.***На второй стадии* выполняются работы по автономной наладке УУТЭ после завершения монтажа. При этом осуществляется:

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

- устранение монтажной организацией обнаруженных дефектов монтажа приборов;

- проверка правильности маркировки, подключения и фазировки электрических проводов;

- настройка взаимосвязей системы автоматизации, проверка правильности прохождения сигналов;

- подготовка к включению, включение в работу и работа УУТЭ в течение не менее 72 часов для обеспечения испытания, корректировка параметров настройки УУТЭ в процессе его работы.

**5.3.2.3.***На третьей стадии:*

- выполняются работы по комплексной наладке систем УУТЭ, доведению параметров настройки приборов, каналов связи до значений, при которых УУТЭ может быть использован в эксплуатации;

- анализ работы УУТЭ в период испытания на соответствие технических и метрологических характеристик требованиям проектной, рабочей и нормативной документации;

- оформление приемо-сдаточной документации.

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

**5.3.4.** Включение УУТЭ в работу для испытания должно производиться только при:

- отсутствии нарушений требований к условиям эксплуатации приборов и каналов связи (по температуре, влажности и агрессивности окружающей среды и т. п.) 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.

**5.3.5.** Пусконаладочные работы по УУТЭЭ следует проводить в соответствии с требованиями проектной, рабочей документации и нормативно-технической документации предприятий-изготовителей приборов и оборудования.

**5.3.6.** Трубопроводы смонтированного УУТЭ подлежат гидравлическому испытанию с целью проверки прочности и плотности трубопроводов и их элементов, а также всех сварных и других соединений.

**5.3.7.** Минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании трубопроводов и отдельных элементов должна составлять 1,25 рабочего давления ( $P_p$ ), но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>).

**5.3.8.** Для гидравлического испытания должна применяться вода с температурой не ниже +5 °С и не выше +40 °С.

**5.3.9.** Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться при положительной температуре окружающего воздуха.

**5.3.10.** При гидравлическом испытании рекомендуются следующие ступени подъема давления:

1-я - 0,3  $P_p$ ;

2-я - 0,8  $P_p$ ;

3-я - до 1,25  $P_p$ ;

4-я - снижается до  $P_p$  [для трубных проводок с  $P_p$  до 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) рекомендуется только 2-я ступень].

Давление на 1- и 2-й ступенях выдерживается не менее 1-3 мин; в течение этого времени по показаниям манометра устанавливается отсутствие падения давления.

Пробное давление (3-я ступень) выдерживается не менее 5 мин.

Давление на 1- и 2-й ступенях выдерживается не менее 1-3 мин; в течение этого времени по показаниям манометра устанавливается отсутствие падения давления.

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) выдерживается в течение времени, необходимого для окончательного осмотра и выявления дефектов. Давление 4-й ступени является испытанием на плотность.

**5.3.11.** Дефекты устраняются после снижения давления до атмосферного. После устранения дефектов испытание повторяется.

**5.3.12.** При гидравлическом испытании паропроводов температура их стенок должна быть не менее +10 °С.

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

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

**5.3.14.** Электропроводки смонтированного УУТЭ подлежат испытанию сопротивления изоляции.

**5.3.14.1.** Измерение сопротивления изоляции электропроводок УУТЭ (цепей измерения, управления, питания и т. п.) производится мегомметром на напряжение 500-1000 В. Сопротивление изоляции не должно быть менее 0,5 МОм.

**5.3.14.2.** Во время измерения сопротивления изоляции провода и кабеля должны быть подключены к сборкам зажимов щитов, пультов и распределительных коробок.

**5.3.14.3.** Приборы и проводки, не допускающие испытания мегомметром напряжением 500-1000 В, на время испытания должны быть отключены.

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

**5.3.15.** После завершения пусконаладочных работ монтажная организация представляет заказчику (генподрядчику) следующую документацию на УУТЭ:

- акт испытания УУТЭ в течение 72 часов с последующей почасовой распечаткой отчетов и оценками точности измерений по МИ2553-99;

- акты о проведении гидравлических испытаний и промывки участков трубопроводов, на которых была произведена установка УУТЭ и дополнительная запорная арматура (для действующих присоединений);

- акт о проведении испытания сопротивления изоляции электропроводок УУТЭ.

#### **5.4. Испытания УУТЭ перед пуском в эксплуатацию.**

**5.4.1.** Приемочные испытания УУТЭ 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

**5.4.2.** Приемочные испытания проводят в соответствии с программой, в которой указывают:

- критерии приемки УУТЭ;
- условия и сроки проведения испытаний;
- средства для проведения испытаний;
- фамилии лиц, ответственных за проведение испытаний;
- методику испытаний и обработки их результатов;
- перечень оформляемой документации.

**5.4.3.** Для проведения приемочных испытаний должна быть предъявлена следующая документация:

- техническое задание на УУТЭ;
- состав предъявляемой документации;
- программа испытаний.

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

**5.4.5.** Приемочные испытания должны включать проверку:

- полноты и качества реализации функций при штатных, предельных, критических значениях параметров и в других условиях функционирования УУТЭ, указанных в ТЗ;
- средств и методов восстановления работоспособности УУТЭ после отказов и нештатных ситуаций;
- выполнения функций УУТЭ во всех режимах функционирования, установленных в ТЗ на УУТЭ;
- реакции системы на некорректную информацию и аварийные ситуации.
- комплектности и качества эксплуатационной документации.

**5.4.6.** Проверка полноты и качества выполнения функций УУТЭ проводится 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.

**5.4.7.** Проверка средств восстановления работоспособности УУТЭ после отказов и нештатных ситуаций должна включать:

- проверку наличия в эксплуатационной документации рекомендаций по восстановлению работоспособности и полноту их описания;
- практическую выполнимость рекомендованных процедур;
- работоспособность средств автоматического восстановления функций (при их наличии).

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

**5.4.9.** Результаты испытаний УУТЭ, предусмотренных программой, фиксируют в протоколах, содержащих следующие разделы:

- назначение испытаний и номер раздела требований ТЗ на УУТЭ, 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 УУТЭ.

**5.4.10.** 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 УУТЭ в постоянную эксплуатацию.

**5.4.11.** Приемка УУТЭ производится в соответствии со стандартом НП «Метрология энергосбережения» «Узлы коммерческого учета тепловой энергии. Общие требования к эксплуатации».

## **6. Общие требования к эксплуатации произведенных узлов (комплектов приборов) коммерческого учета тепловой энергии**

### **6.1. Область применения**

Настоящий стандарт устанавливает общие требования к эксплуатации произведенных узлов (комплектов приборов) учета тепловой энергии с целью обеспечения достоверности данных о потребленной тепловой энергии и теплоносителя для осуществления взаимных финансовых расчетов между теплоснабжающими организациями и потребителями.

### **6.2. Общие положения**

**6.2.1.** Узлы учета тепловой энергии предназначены для коммерческого учета потребленной тепловой энергии и теплоносителя.

**6.2.2.** Требования настоящего стандарта направлены на обеспечение надлежащего качества эксплуатации оборудования узлов учета, безопасности этого оборудования для персонала и окружающих, а также охраны окружающей среды.

**6.2.3.** Эксплуатация узлов учета включает в себя выполнение следующих групп работ:

- допуск узлов учета в эксплуатацию (первичный и повторный);
- техническое обслуживание (ТО) узлов учета;
- поверка средств измерения из состава обслуживаемых узлов учета;
- ремонт узлов учета;
- вывод из эксплуатации, утилизация узлов учета.

**6.2.4.** Допуск в коммерческую эксплуатацию и вывод из эксплуатации узлов учета осуществляется согласно разделу 6 настоящего стандарта.

**6.2.5.** Поверка осуществляется в соответствии с законом РФ «Об обеспечении единства измерений».

**6.2.6.** Требования к техническому обслуживанию и ремонту приведены в разделе 7 настоящего стандарта.

**6.2.7.** Началом эксплуатации узла учета является дата его ввода в эксплуатацию согласно акту допуска.

**6.2.8.** Взаимоотношения между оператором учета и теплоснабжающей организацией определяются сервисным договором на период гарантийного обслуживания соответствующего узла учета. По истечении гарантии оператор учета и теплоснабжающая организация могут заключить договор на осуществление ремонтных и иных работ произведенного узла учета.

**6.2.9.** Допуск оператора учета к осуществлению деятельности по эксплуатации узлов учета должен осуществлять Орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения в конкретном регионе.

**6.2.10.** В договор теплоснабжения между теплоснабжающей организацией и потребителем должны быть включены следующие требования, касающиеся деятельности оператора учета:

- потребитель обязан обеспечить беспрепятственный допуск сотрудников оператора учета на узел учета в течение 6 часов с момента получения заявки;
- потребитель обязан выделить должностное лицо, отвечающее за взаимодействие с оператором учета и обеспечение приема заявок.

### **6.3. Требования к оператору учета**

**6.3.1.** Оператор учета обязан осуществлять полный перечень работ в соответствии с пунктом 4.3 настоящего стандарта.

**6.3.2.** Оператор учета для осуществления работ по эксплуатации узлов учета обязан иметь в своем составе:

**6.3.2.1.** подразделение по обслуживанию узлов учета на объектах потребителей, укомплектованное:

- необходимым технологическим оборудованием для эксплуатации и диагностики обслуживаемого оборудования на месте;
- персоналом, имеющим специальное образование, опыт работы по эксплуатации средств измерений и не менее 2 группы допуска по электробезопасности (до 1000В);

- диспетчерскую службу, выполняющую контроль потребления энергоресурсов обслуживаемых объектов и исправность оборудования, укомплектованную обученным персоналом.

**6.3.2.2.** мастерскую по ремонту средств измерения, укомплектованную:

- необходимым технологическим оборудованием для диагностики и ремонта обслуживаемого оборудования;

- персоналом, имеющим соответствующее образование, опыт работы по ремонту средств измерений и не менее 2 группы допуска по электробезопасности (до 1000В).

**6.3.2.3.** метрологическую службу, организующую и (или) выполняющую работы по обеспечению единства измерений (на которые распространяется сфера государственного регулирования обеспечения единства измерений). Метрологическая служба должна быть утверждена руководителем предприятия (оператора учета), положение о метрологической службе должно быть согласовано с Государственным региональным центром метрологии по месту расположения предприятия (оператора учета).

**6.3.3.** Метрологическая служба оператора учета должна осуществлять или организовывать поверку обслуживаемых средств измерения на оборудовании, принадлежащем ему или находящемся в аренде, силами собственной аккредитованной метрологической службы или с привлечением внешних поверителей.

**6.3.4.** Оператору учета при заключении сервисного договора на каждый обслуживаемый по сервисному договору узел учета должны быть переданы оригиналы следующей технической документации:

- принципиальную схему теплового пункта;
- технические условия на узел учета;
- проект на узел учета;
- параметры настройки приборов учета;

- эксплуатационная документация средств измерений, в том числе паспорта на приборы учета, содержащие действующие, на момент заключения сервисного договора, отметки о поверках средств измерения узла учета;

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

- акт о соответствии монтажа требованиям ГОСТ 8.563 и ГОСТ 8.586 (это требование относится только к приборам, измеряющим расход теплоносителя методом переменного перепада давления)

Документация должна быть передана в течение 20 рабочих дней с момента начала обслуживания узла учета. Ответственность за передачу документации лежит на теплоснабжающей организации.

**6.3.5.** В сервисном договоре обязательно должны быть предусмотрены работы и сроки их исполнения перечисленные в таблице 1, а также восстановление работоспособности узла учета вне зависимости от причин его неисправности.

***Таблица 1 – Список работ и сроки их исполнения обязательные для определения в сервисном договоре***

№ №	Работы	Срок на исполнение	Примечание
1	Техническая и метрологическая приемка узла учета до первичного допуска теплоснабжающей организацией	5 рабочих дней с момента извещения	Допуск узла учета теплоснабжающей организаций происходит только при положительной приемке со стороны оператора учета
2	Подготовка к повторному допуску узла учета в эксплуатацию.	15 рабочих дней после пуска тепла на объекте или извещения о необходимости допуска	

3	Передача данных о потреблении объектом заинтересованным сторонам	В соответствии с требованиями сервисного договора	Порядок, сроки и формат предоставления данных должен быть определен в сервисном договоре; данные о потреблении объекта должны передаваться в электронном виде и при необходимости сопровождаться бумажными актами
4	Поверка средств измерения	В отопительный период не более 2 календарных дней; в межотопительный период исходя из графика отключения/подачи тепла на объект	График поверки должен быть согласован с потребителем. При организации поверки в отопительный период оператор учета обязан использовать обменный фонд.
5	Обнаружение и диагностика возникшей неисправности.	2 календарных дня.	Результатом диагностики является акт технического состояния узла учета с указанием причин неисправности, содержащий перечень мероприятий необходимых для восстановления работоспособности узла учета. Пример акта приведена в приложении А
6	Восстановление работоспособности узла		Если ремонт или замена оборудования не может быть

	учета		выполнена в установленный срок, то оператор учета должен использовать аналогичные по техническим и метрологическим характеристикам средства измерения из своего обменного фонда для восстановления работоспособности работы узла учета.
7	Передача данных об объекте, в том числе о данных учета, при смене оператора учета	в течении 20 дней с момента окончания сервисного договора.	Порядок и формат предоставления данных должен быть определен в сервисном договоре; данные о потреблении объекта должны передаваться в электронном виде, техническая документация в оригиналах.

### 6.3.6. Оператор учета отвечает за:

- достоверность предоставляемых данных и пригодность их для коммерческих расчетов. Порядок определения пригодности данных учета для коммерческих расчетов приведен в приложении Б настоящего стандарта.

- предоставление данных учета в соответствии с сервисным договором.

- хранение и при необходимости предоставление данных учета с детализацией сутки и час за последние 36 месяцев по каждому объекту; количество сохраняемых параметров должно соответствовать требованиям Правил учета тепловой энергии и теплоносителя.

- хранение, восстановление, актуализацию технической документации на узел учета.

**6.3.7.** Смена оператора учета обслуживающего конкретный узел должна сопровождаться технической и метрологической приемкой узла.

**6.3.8.** При заключении сервисного договора оператор учета должен предусмотреть механизм финансовых гарантий в объеме не менее 10% от объема месячных платежей за коммунальные ресурсы по обслуживаемым объектам для возмещения возможного ущерба теплоснабжающей организации или потребителю, возникшего из-за неисполнения оператором учета требований сервисного договора.

## **6.4. Допуск в коммерческую эксплуатацию**

**6.4.1.** Допуск узла учета в коммерческую эксплуатацию производится в следующих случаях:

- первичный допуск узла учета – если эксплуатация узла учета в отопительный период прерывалась на срок более 20 календарных дней или для нового узла учета, не бывшего еще в эксплуатации

- повторный допуск узла учета – если эксплуатация узла учета прерывалась в отопительный период на срок менее чем на 20 календарных дней, либо после межотопительного периода, либо по окончании срока действия акта допуска.

**6.4.2.** Допуск узла учета возможен, только если на данный узел заключен сервисный договор с оператором учета.

**6.4.3.** В случае, если монтаж или ремонт узла учета осуществлял не оператор учета, до проведения первичного допуска должна быть осуществлена техническая и метрологическая приемка узла учета оператором учета. Приемка узла учета проводится в присутствии представителя организации, осуществлявшей монтаж или ремонт узла учета. По результатам приемки составляется соответствующий акт технического состояния (пример акта приведен в Приложении А).

**6.4.4.** Для технической и метрологической приемки узла учета представитель монтажной организации потребителя должен предъявить:

- принципиальную схему теплового пункта;
- проект на узел учета, согласованный с теплоснабжающей организацией;
- паспорта на приборы узла учета;

- документы о поверке приборов узла учета с действующим клеймом госповерителя;

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

- акт о соответствии монтажа требованиям ГОСТ 8.563 и ГОСТ 8.586 (это требование относится только к приборам, измеряющим расход теплоносителя методом переменного перепада давления);

- смонтированный и проверенный на работоспособность узел учета тепловой энергии и теплоносителя, включая приборы, регистрирующие параметры теплоносителя

До проведения приемки оператору учета должны быть доступны показания узла учета не менее чем за 72 часа.

**6.4.5.** При приемке узла учета в эксплуатацию должны быть проверены:

- соответствие заводских номеров на приборы учета с указанными 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 узлом учета требованиям пригодности данных учета для коммерческих расчетов (приложения Б).

**6.4.6.** При положительном результате приемки представитель оператора учета пломбирует приборы узла учета тепловой энергии и теплоносителя.

**6.4.7.** При наличии у представителя оператора учета замечаний к работе узла учета и выявления недостатков, препятствующих нормальному функционированию узла учета, последний считается непригодным для коммерческого учета. В этом случае в акте, указывается полный перечень выявленных недостатков. Повторная приемка узла учета осуществляется после полного устранения выявленных нарушений. Требования, выходящие за рамки Правил учета тепловой энергии и

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения» настоящего стандарта, не могут являться поводом для отказа в положительном результате приемки.

**6.4.8.**Первичный допуск в эксплуатацию узлов учета потребителя осуществляется представителем теплоснабжающей организации, в присутствии представителя оператора учета и представителя потребителя (при его желании). По результатам допуска составляется соответствующий акт (пример акта приведен в Приложении В). Акт составляется в 3-х экземплярах, один из которых получает представитель оператора учета, второй - представитель теплоснабжающей организации, третий – представитель потребителя. При отсутствии представителя потребителя во время допуска, передачу экземпляра акта допуска потребителю осуществляет оператор учета.

**6.4.9.**При первичном допуске узла учета в эксплуатацию должны быть проверено:

- соответствие заводских номеров на приборы учета с указанными 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 по конкретному узлу учета согласно пункту 5.5 и требованиям пригодности данных учета для коммерческих расчетов (приложение Б) не менее чем за 72 часа работы узла.

**6.4.10.**Для повторного допуска в эксплуатацию узлов учета оператор учета должен предоставить в теплоснабжающую организацию:

- проект на узел учета, согласованный с теплоснабжающей организацией;
- паспорта на приборы узла учета;
- документы о поверке приборов узла учета с действующим клеймом поверителя;
- технологические схемы узла учета, согласованные с органом Росстандарта (это требование относится только к приборам, измеряющим массу или объем теплоносителя методом переменного перепада давления);

- акт о соответствии монтажа требованиям ГОСТ 8.563 и ГОСТ 8.586 (это требование относится только к приборам, измеряющим расход теплоносителя методом переменного перепада давления);

- данные учета по конкретному узлу учета согласно пункту 5.5 и данные должны соответствовать требованиям пригодности данных учета для коммерческих расчетов (приложение Б) не менее чем за 72 часа работы узла.

**6.4.11.** Целесообразность проведения допуска на объекте определяет теплоснабжающая организация. По результатам допуска составляется соответствующий акт (пример акта приведен в Приложении В). Акт составляется в 3-х экземплярах, один из которых получает представитель оператора учета, второй - представитель теплоснабжающей организации, третий – представитель потребителя. При отсутствии представителя потребителя и представителя теплоснабжающей организации во время допуска, передачу экземпляра акта допуска потребителю и теплоснабжающей организации осуществляет оператор учета.

**6.4.12.** По истечении 5 календарных дней после получения указанных документов и данных (согласно п.6.10) теплоснабжающая организация должна предоставить оператору Акт допуска (пример акта приведен в приложении В), в котором указывается наличие допуска, либо при отсутствии допуска перечень выявленных недостатков, препятствующих нормальному функционированию узла учета.

**6.4.13.** Узел учета потребителя считается допущенным к ведению учета полученной тепловой энергии и теплоносителя после подписания Акта представителем теплоснабжающей организации и представителем оператора учета.

Учет тепловой энергии и теплоносителя на основе показаний приборов узла учета потребителя осуществляется с даты подписания акта допуска о его приемке в эксплуатацию.

Решение о допуске или отказе в допуске узла учета тепловой энергии в эксплуатацию при возникновении разногласий между оператором учета и теплоснабжающей организацией принимает Росэнергонадзор.

**6.4.14.** Вызов оператором учета представителя теплоснабжающей организации для оформления первичного допуска узла учета потребителя осуществляется не

менее чем за 5 дней до предполагаемого дня оформления узла учета, а решение о допуске в эксплуатацию должно быть принято не позднее чем через 10 дней с момента подачи заявки потребителем.

## **6.5. Техническое обслуживание и ремонт узлов учета**

**6.5.1.** Техническое обслуживание узлов учета должно предусматривать:

- текущий ремонт на объекте и ремонт вне узла учета;
- монтаж/демонтаж оборудования узлов учета;
- пусконаладочные работы на узле учета;
- подготовка к отопительному сезону;
- ежедневный контроль достоверности данных учета энергоресурсов

**6.5.2.** Техническое обслуживание и ремонт оборудования узлов учета должны выполняться на основании требований эксплуатационной документации и результатов диагностирования их технического состояния.

**6.5.3.** Ремонт оборудования узлов учета должен выполняться в условиях мастерской по ремонту средств измерений, соответствующей требованиям пункта 5.2 настоящего стандарта.

**6.5.4.** Выполненные ремонтные работы должны учитываться в формулярах (паспортах) конкретного оборудования узлов учета.

**6.5.5.** При осуществлении эксплуатации узлов учета и ремонта оборудования узлов учета должны соблюдаться требования по безопасности согласно действующим ПУЭ, ПТЭ, Межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, РД 153-34.003.150-00 и «Общепромышленными требованиями безопасности. Оборудование производственное» ГОСТ 12.2.003-91.

## **7. Заключительные положения.**

**7.1.** Настоящие Правила должны быть представлены под роспись для ознакомления каждому кандидату в члены Ассоциации.

**7.2.** Все иные Стандарты, Положения и Правила, устанавливающие требования к осуществлению предпринимательской деятельности членов Ассоциации, должны соответствовать настоящим Правилам.

**7.3.** Изменения и дополнения в настоящие Правила вносятся на основании решения Совета Ассоциации.

**АКТ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ**

**Оператор учета** \_\_\_\_\_

*(наименование организации)*

Узла коммерческого учета тепловой энергии и теплоносителя \_\_\_\_\_

на объекте

\_\_\_\_\_

*(наименование объекта)*

по адресу

\_\_\_\_\_

*(фактический адрес объекта)*

в составе следующего оборудования:

Тип прибора	Заводской номер	Место установки	Техническое состояние прибора

Неисправности:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Заключение:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

**Подписи сторон:**

Сотрудник оператора учета,  
обследовавший узел учета

Ответственный представитель оператора  
учета

\_\_\_\_\_

*(подпись)*

*(ФИО)*

\_\_\_\_\_

*(подпись)*

*(ФИО)*

Представитель объекта

\_\_\_\_\_

*(подпись)*

*(ФИО)*

## Приложение Б

### Порядок определения пригодности данных учета для коммерческих расчетов.

Б.1 Анализ на пригодность данных учета для коммерческих расчетов подвергаются следующие параметры учета:

- температура теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах и разница температур между ними ( $T_1$ ,  $T_2$  и  $\Delta T$  соответственно, вычисляется по формуле  $\Delta T = T_1 - T_2$ );
- масса прошедшего теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах и разница масс между ними ( $M_1$ ,  $M_2$  и  $\Delta M$  соответственно, вычисляется по формуле  $\Delta M = M_1 - M_2$ );
- время корректной работы узла учета (далее – наработка в часах).

Б.2. На основании п.9.8 Правил учета тепловой энергии допускается отсутствие приборного учета «не более 15 суток в течение года». Допустимое время не корректной работы узла учета не более 15 суток в момента последнего допуска в эксплуатацию.

Б.3 Измеренные среднесуточные значения температуры теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, а также их разница проверяются на: соответствие диапазона измерения используемых преобразователей температуры;

Б.4 Среднесуточные значения разности между измеренными значениями температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах должны быть не менее нижней границы диапазона измерения разности температур теплоносителя теплосчетчика, установленного на конкретном узле учета.

Б.5 Измеренные посуточные значения массы прошедшего теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах на:

- Соответствие диапазона измерения используемых преобразователей расхода.
- Соответствие требованиям к небалансу масс. Доля массы утечки теплоносителя к массе теплоносителя поступившего на объект не должна превышать 4%. Для каждого вида подключения к системе центрального теплоснабжения и схеме теплоснабжения формула расчета небаланса масс будет разная. Для наиболее

Ассоциация ОППУ «Метрология Энергосбережения»  
часто встречающихся схем теплоснабжения формулы расчета небаланса  
приведены в таблице Б1.

**Таблица Б1 – Основные встречающиеся схема теплоснабжения**

№№	Описание подключение и схемы теплоснабжения	Формула расчета небаланса (НБ)
1	2-ух трубное подключение, ГВС нет;	$НБ = (M1 - M2) / M1 * 100\%$
2	2-ух трубное подключение, открытый водоразбор ГВС (M3).	$НБ = (M1 - M2 + M3) / M1 * 100\%$
3	2-ух трубное подключение, разбор ГВС с циркуляцией в обратный трубопровод отопления (M3 – масса в подающем трубопроводе ГВС, M4 – в циркуляционном).	$НБ = (M1 - M2 + M3 - M4) / M1 * 100\%$

*Как в №№ 2 и 3 может выполняться условие Б.5?*

*«Доля массы утечки теплоносителя к массе теплоносителя поступившего на объект не должна превышать 4%».*

Утверждаю

Руководитель \_\_\_\_\_ теплоснабжающей  
организации

\_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**АКТ ДОПУСКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ УЗЛА УЧЕТА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ  
У ПОТРЕБИТЕЛЯ**

Произведен технический осмотр приборов узла учета тепловой энергии  
потребителя \_\_\_\_\_

(наименование потребителя и его абонентский номер)

по адресу: \_\_\_\_\_

и проверена комплектность необходимой технической документации и  
соответствие узла учета технической документации на него, в результате чего  
установлено:

\_\_\_\_\_ (ук  
азать соответствие или несоответствие пунктам настоящих Правил)

На основании изложенного узел учета тепловой энергии 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

теплоснабжающей

организации

---

(должность, фамилия, номер телефона)

ПОДПИСЬ \_\_\_\_\_

Ответственный

оператора

учета

---

(должность, фамилия, номер телефона)

ПОДПИСЬ \_\_\_\_\_