

ILM FAN XABARNOMASI

Ilmiy elektron jurnali

ISSIQLIK TA'MINOTI XUSUSIYATLARINING UNUMDORLIGINI VA HARORATNI O'LGHASHNING ANIQLIGINI O'RGANISH

Murodov S.Sh.,

Sadiyev A.A.,

Kuchinov H.A.,

Joldasbaev S.K.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ТОЧНОСТИ ТЕМПЕРАТУРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Муродов С.Ш.,

Садиев А.А.,

Кучинов Х.А.,

Жолдасбаев С.К.

STUDY OF THE PERFORMANCE OF HEAT SUPPLY CHARACTERISTICS AND ACCURACY OF TEMPERATURE MEASUREMENTS

Murodov S.Sh.,

Sadiyev A.A.,

Kuchinov Kh.A.,

Joldasbaev S.K.

Kalit so'zlari: *issiqlik energiyasi, issiqlik tashuvchi, energiya samaradorligi, o'lchash asboblari, issiqlik ta'minoti, foydali koeffitsienti, issiqlik tarmoqlari.*

Key words: *heat energy, heat carrier, energy efficiency, measuring devices, heat supply, useful coefficient, heat networks.*

Issiqlik energiyasini ishlab chiqarish va uzatishni hisobga olish, shuningdek, jarayonlarni o'lchash jarayonlarini kuzatish va boshqarish uchun oqim, bosim va harorat kabi sovitish suvi parametrlari talab qilinadi. Energiya qozonining energiya samaradorligi gaz hisoblagichlari va issiqlik hisoblagichlarining o'qishlari yordamida rivojlanadigan yoqilg'i sarfi va issiqlik energiyasini ishlab chiqarish to'g'risidagi ma'lumotlar asosida o'lchanadi. Ushbu qurilmalarning asosiy metrologik xarakteristikasi aniqlik sinfi bo'lib, u odatda mutlaq va shartli xatoning ko'rinadigan normallashtirilgan chegaralarida ifodalanadi.

Issiqlik manbasining energiya samaradorligi ko'rsatkichlari bo'yicha o'lchash asboblarning ruxsat etilgan xatosini nazariy baholash issiqlik ta'minoti korxonasining mavjud issiq suv qozonlaridan biri printsipi asosida amalga oshirildi. Qozon agregatining haqiqiy foydali koeffitsienti (k.p.d.) 92% bo'lgan holda, hisoblangan qiymat 89 dan 95% gacha bo'lgan teng ta'sir ehtimoli bilan xulosa chiqarishi mumkin bo'lgan hodisaning natijalari

Issiqlik energiyasini o'lchash asboblari bilan bog'liq muammolar issiqlik tarmoqlarining xarajatlarini ham aks ettiradi. Aniqlanishicha, issiqlik energiyasining haqiqiy yo'qotishlari 5,0% ni tashkil qiladi, o'lchov natijalariga ko'ra -4,8 dan +14,8% gacha bo'lishi mumkin, bu so'nggi ta'sirlarni ko'rsatadi.

Для учета выработки и передачи тепловой энергии, а также для контроля и управления процессами измерения процессов необходимы параметры теплоносителя, такие как расход, давление и температура. Энергоэффективность энергетического котла измеряется на основе данных о расходе топлива и выработке тепловой энергии, которые развиваются с помощью показаний газовых счетчиков и теплосчетчиков. Основной метрологической характеристикой этих приборов является класс точности, который обычно выражается в видимых нормируемых пределах абсолютной и условной погрешности.

Теоретическая оценка допустимой погрешности измерительных приборов по показателям энергоэффективности теплоисточника была проведена по принципу одного из действующих водогрейных котлов теплоснабжающего предприятия. Результаты явления, что при фактическом коэффициенте полезного (к.п.д.) котлоагрегата 92 % расчетное значение может сделать вывод с равной вероятностью действия в пределах от 89 до 95 % в зави

Проблемы с приборами учета тепловой энергии также отражают затраты на тепловые сети. Выявлено, что реальные потери тепловой энергии составляют 5,0 %, по результатам измерений могут происходить от -4,8 до +14,8 %, что свидетельствует о последних влияниях.

Heat transfer fluid parameters such as flow rate, pressure and temperature are required for metering heat generation and heat transfer as well as for monitoring and controlling process measurement processes. The energy efficiency of the power boiler is measured on the basis of fuel consumption and heat production data, which are developed by means of readings from gas meters and heat meters. The main metrological characteristic of these devices is the accuracy class, which is usually expressed in apparent standardized limits of absolute and conditional error.

Theoretical evaluation of the permissible error of measuring devices on energy efficiency indicators of the heat source was carried out on the principle of one of the operating hot-water boilers of the heat supplying enterprise. The results show that at the actual coefficient of efficiency (efficiency factor) of the boiler unit of 92 % the calculated value can conclude with equal probability of action in the range from 89 to 95 % depending on the

Problems with heat metering devices also reflect the costs of heat networks. It is revealed that the real heat energy losses are 5.0 %, according to the results of measurements can occur from -4.8 to +14.8 %, which indicates the latter influences.

Введение.

Данные, на основе которых рассчитываются технико-экономические показатели производства и проводятся финансовые взаиморасчеты между теплоснабжающим предприятием и потребителями тепловой энергии, получают с помощью различных приборов учёта ТЭР. Ключевой метрологической характеристикой этих приборов является их точность, которая обычно выражается в виде нормируемых пределов относительной погрешности измерительных средств. В алгоритмах расчета современных измерительных приборов внедрены определенные упрощения, которые снижают влияние сложных факторов на физические параметры измеряемой среды. [i]

Регламентируемая допустимая погрешность измерительных приборов достигается при строгом соблюдении нормативных требований к их установке и эксплуатации. Каждый прибор учета имеет определенный диапазон измерений, в рамках которого обеспечивается допустимая погрешность показаний; обычно этот диапазон соответствует номинальным параметрам работы оборудования. При использовании приборов вне установленных границ значение относительной погрешности может изменяться. По результатам энергетических обследований, проведенных в последние годы на различных предприятиях республики, были зафиксированы случаи, когда допустимая погрешность измерений теплосчетчиков превышала заявленные производителем значения, достигая 50 % и более даже через год после их поверки. Важно отметить, что в реальных условиях эксплуатации теплосетей расход теплоносителя имеет переменный характер, тогда как поверка приборов учета все еще осуществляется по принципу постоянного расхода.

Современный теплосчётчик представляет собой прибор, чаще всего состоящий из комплекта устройств для учета тепловой энергии. Он включает первичные преобразователи (датчики расхода, температуры и давления воды) и микропроцессорный вычислитель. Первичные преобразователи выполняют функцию измерения и преобразования физических величин (расход, температура, давление) в нормированные электрические сигналы, которые передаются в вычислитель. На основе полученных сигналов вычислитель фиксирует текущий расход и температуру теплоносителя, а также производит расчёт интегрального расхода теплоносителя и потребления тепловой энергии за определённый период. Обычно вычислитель оснащён дополнительными функциями, такими как архивирование данных, диагностика неисправностей и интерфейс для передачи информации.

При выборе метрологических характеристик расходомера для теплосчётчиков часто стремятся использовать приборы с максимальной точностью. Однако это не всегда оправдано. Для определения тепловой энергии важны не только объемный расход теплоносителя, но и его плотность, разница температур на входе и выходе, а также рабочее давление в трубопроводе. В расчет также входит теплоёмкость. Даже при идеальном измерении объемного расхода погрешность вычисления тепловой энергии составляет не менее 3-5 %. Поэтому достаточно измерять расход с погрешностью 1-2 %, чтобы не снизить точность определения тепловой энергии. Использование более точного расходомера ведёт лишь к увеличению затрат из-за его сложного производства и метрологического обеспечения. [ii].

Влияние погрешности приборов измерения на показатели энергоэффективности работы теплоисточника. Энергоэффективность работы теплоисточника оценивается по нескольким ключевым показателям: фактическому к.п.д. брутто котла (%), приведённому к.п.д. котла (%) и фактическому удельному расходу топлива на единицу вырабатываемой энергии (т.у.т./Гкал). Для полноценной оценки энергоэффективности котла необходимо иметь данные о расходе топлива и выработке тепловой энергии, которые фиксируются с помощью счётчиков газа и теплосчётчиков. Теоретическую оценку влияния допустимой погрешности измерительных приборов ТЭР на показатели энергоэффективности котлоагрегата можно проиллюстрировать на примере действующего водогрейного котла теплоснабжающего предприятия. При паспортном значении к.п.д. котла 92 % номинальный удельный расход топлива составит 155,3 кг у.т./Гкал. Согласно пункту 5.4 O'zdst_8.031-2008 «Топливо и энергия. Оснащение приборами учета и их эксплуатация», допускается использование теплосчётчиков с установленными пределами относительной погрешности. [iii]:

±3,5 % при разности температур в подающем и обратном трубопроводах от 10 до 20 °С для закрытых систем теплоснабжения;

±5,0 % при разности температур в подающем и обратном трубопроводах от 10 до 20 °С для открытых систем теплоснабжения.

Для счётчиков газа они не должны выходить из диапазона ±1,5 %, а для счётчиков воды ±2,5 %.

Пределы относительной погрешности измерений удельного расхода топлива (как и к.п.д.) складываются из соответствующих пределов относительной погрешности применяемых теплосчётчиков и газосчётчиков: $\delta_{(b_k)} = \pm 3,5\% + 1,5\% = \pm 4,0\%$. Это означает, что если фактический удельный расход условного топлива котла составляет 155,3 кг у.т./Гкал, то результаты измерений могут варьироваться с равной вероятностью в диапазоне от 149,1 до 161,5 кг у.т./Гкал. При фактическом к.п.д. котла, равном 92 %, рассчитанный на основе показаний приборов к.п.д. может находиться в пределах от 88 до 96 %.

Точность серийных приборов учёта регулируется действующими стандартами. При текущем уровне технологий и активном внедрении новых экспериментальных методов возможно создание теплосчётчиков с реальными пределами относительной погрешности ± 0,2 % при измерении тепловой энергии, однако они будут стоить в десятки раз дороже используемых в настоящее время. На сегодня оптимальным соотношением точности и экономической целесообразности обладают следующие устройства: счётчики газа с пределами относительной погрешности ±1,0 %;

теплосчётчики класса 1 по ЕН 1434-2011 с пределами относительной погрешности, которые определяются по формуле:

$$\delta_Q = \pm \left(2 + 3 \times \frac{\Delta t_{\min}}{\Delta t_i} + 0,01 \frac{G_{\max}}{G_i} \right), \% \quad (1)$$

где Δt_{\min} и Δt_i — минимальная и текущая разности температур, измеряемые теплосчётчиком, °С;

G_{\max} и G_i — максимальное и текущее значения расхода, измеряемого теплосчётчиком, т/ч.

Чтобы вместо формулы (1) получить некое представительное численное значение, определим относительную погрешность системы измерения состоящего из наиболее распространённых приборов учёта при средних условиях их эксплуатации.

Примем $\Delta t_{\min} = 2,5$ °С (у теплосчётчиков СВТУ). Средняя температура наружного воздуха отопительного сезона для Ташкента равна $1,5$ °С. Расчётная разность температур теплоносителя при утверждённом температурном графике отопления — $\Delta t \approx 25$ °С.

Принято, что расход теплоносителя через котёл находится в зоне 50 % диапазона измерений (фактический график работы подавляющего большинства теплоисточников, то есть: $G_{\max}/G_i = 2$).

Подставим принятые значения в формулу (1) и получим:

$$\delta_Q = \pm \left(2 + 3 \times \frac{2,5}{25} + 0,01 \times 2 \right) = \pm 2,32\%$$

С учётом погрешности счётчика газа результирующая величина пределов относительной погрешности измерений удельного расхода топлива составит:

$$\delta_{b_k} = \pm 1 + 2,32 = \pm 3,32\%$$

Для рассматриваемого примера это означает, что при фактическом удельном расходе условного топлива $155,3$ кг у.т./Гкал, расчетное значение, по показаниям измерительных приборов учёта, может находиться в диапазоне $150,1 \div 160,5$ кг у.т./Гкал. Соответственно, при действительном к.п.д. котла 92 %, расчетное значение может быть с равной вероятностью определён в пределах от 89 до 95 % по результатам измерений подобными приборами учёта.

Влияние погрешности измерения приборов учёта тепловой энергии на достоверность определения потерь в тепловых сетях. Проблемы с точностью приборов учёта тепловой энергии также возникают при определении потерь в тепловых сетях. Их фактическая величина вычисляется как разность между показаниями теплосчётчика на источнике тепловой энергии и суммой показаний параллельно подключённых к этому источнику счётчиков потребителей.

При расчёте количества отпущенной теплоты по показаниям аналоговых вторичных приборов, которые фиксируют температуры и расход, погрешность учёта для источника с несколькими магистралями составляет $\pm(4-5)\%$. Для отдельных магистралей, даже при закрытой системе теплоснабжения, погрешность может достигать $\pm(5-10)\%$ и более. [iv].

Подавляющее большинство потребителей локальных котельных ГУП «TOSHISSIQQUVVATI», имеют тепловую нагрузку до 14 ГДж/ч ($3,22$ Гкал/ч). В соответствии с требованиями O'zdst_8.031-2008 на узлах учёта локальных котельных с открытой системы теплоснабжения допускается установка тепло-счётчиков с пределами относительной погрешности $\delta_{Q-и} \leq |\pm 5,0| \%$.

Пределы относительной погрешности при измерении потерь в тепловых сетях по результатам измерений теплосчётчиков следует определять по формуле:

$$\delta_{\Delta Q-TС} = \pm \left| \frac{\delta_{Q-И} + (1 - A_{TС})\delta_{Q-П.Э}}{A_{TС}} \right|_{max} \quad (2)$$

где $A_{TС}$ — расчётная доля тепловых потерь в общем балансе тепловой энергии (например, если расчётные потери в тепловых сетях равны 5 %, то $A_{TС} = 0,05$);

$\delta_{Q-И}$ — пределы относительной погрешности результатов измерений отпущенной в сеть тепловой энергии на узле учёта поставщика, %;

$\delta_{Q-П.Э}$ — результирующие пределы относительной погрешности суммы результатов измерений теплосчётчиков на узлах учёта потребителей, %.

На сегодняшний день нет регламентирующих документов, которые определяют методику расчёта суммы результатов измерений теплосчётчиков на узлах учёта потребителей ($\delta_{Q-П.Э}$). Условно примем, что $\delta_{Q-П.Э} = \delta_{Q-П}$. Это действительно так, если у потребителей стоят теплосчётчики одинакового класса точности, и доказать это в строгой математической форме не составляет труда.

В указанном случае пределы относительной погрешности при определении потерь в тепловых сетях составят:

$$\delta_{\Delta Q-TС} = \pm \left| \frac{5 + (1 - 0,05) \times 5}{0,05} \right|_{max} = 195 \%$$

Таким образом, реальные потери тепловой энергии, составляющие 5,0 %, могут варьироваться от -4,8 % до +14,8 % в зависимости от результатов измерений с использованием подобных приборов учёта. Это означает, что даже при хорошем состоянии изоляции теплотрасс оценки потерь могут показывать как крайне низкие, так и неправдоподобно высокие значения энергоэффективности.

Поскольку строгий математический вывод формулы (2) требует определённых знаний, проверим её корректность с помощью упрощённого математического моделирования. Предположим, что в реальных условиях работы теплоисточника:

- Котельная отпустила за расчётный период 300 Гкал тепловой энергии;
- Потребители использовали 285 Гкал;
- Тепловые потери составили 15 Гкал, или 5 % от объёма отпущенной тепловой энергии.

Теперь определим граничные пределы относительной погрешности системы измерения, т.е. максимальные значения наихудших допустимых сценариев работы теплосчётчиков.

Для варианта с «верхним пределом»: показания теплосчётчика на узле учёта теплоисточника увеличиваются на +5,0 %, то есть отпущено в сеть $300 \times 1,05 = 315$ Гкал. В то же время показания теплосчётчика потребителя уменьшаются на -5,0 %, что приводит к определению полученной тепловой энергии как $285 \times 0,95 = 270,8$ Гкал. В этом случае тепловые потери составят: $315 - 270,8 = 44,2$ Гкал, что эквивалентно 14,8 % от действительного объёма отпущенной тепловой энергии (300 Гкал). Таким образом,

погрешность в определении тепловых потерь (44,2 Гкал) составит 195 % относительно фактического значения (15 Гкал) потерь в тепловых сетях.

Рассмотрим вариант «нижний предел»:

Теплосчётчик на теплоисточнике может занижать результаты измерений на допустимые – 5,0 %, в то время как теплосчётчики потребителей могут завышать их на +5,0 %. В результате, согласно показаниям такого «объективного» контроля, потребитель может оказаться с 4,8 % большей тепловой энергии, чем было отпущено теплоисточником, при этом не фиксируя тепловые потери — что противоречит основным законам физики. Однако в практической деятельности поставщикам тепловой энергии часто приходится сталкиваться с различными вариантами таких аномалий.

Выводы.

Для определения допустимого предела погрешности измерений в технических системах, где установлено множество приборов и измеряются различные параметры, необходимо рассчитывать общую погрешность измерительной системы.

При этом важно составить линейную схему измерений, в которой отражаются зависимости между измеряемыми параметрами и факторы, влияющие на погрешность. На основе этой схемы можно определить общую допустимую погрешность измерений.

Если показания измерительной системы выходят за пределы установленной допустимой погрешности, это указывает на наличие неисправности в системе измерения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- i. Седнин В.А. Опыт внедрения и эксплуатации теплосчётчиков в системах теплоснабжения // Энергия и Менеджмент № 4-5 (73–74), 2013. С. 22-26;
- ii. Седнин В.А. Опыт внедрения и эксплуатации теплосчётчиков в системах теплоснабжения // Энергия и Менеджмент № 4-5 (73–74), 2013. С. 22-26;
- iii. Ozdst_8.031-2008 Государственная система обеспечения единства измерений Республики Узбекистан. Топливо и энергия. Оснащение приборами учёта и их эксплуатация
- iv. Цванг П.С., Косарев В.А., Иванова Г.М. Проблемы учёта теплоты, отпущенной источниками // Энергосбережение № 5, 2002.
- v Милейковский Ю., Егоренкова Л. Точность измерений – гарантия эффективности // Вечерний Минск, № 8 (12615), 2015;
- vi Курзаева Л. В. Регрессионный анализ в электронных таблицах // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований № 12, 2016. С. 1234-1238;
- vii Малафеев В. А. Что продаётся в системах теплоснабжения и как правильно это измерить // Энергосбережение №5, 2003;

ILM FAN XABARNOMASI

Ilmiy elektron jurnali

viii Методология по определению параметров энергоэффективности технологического оборудования с учётом критериев передового международного опыта / Приказ № 491 агентства «Узстандарт», 2015;

ix Кузник И.В., Тиунов М.Ю., Брюханов В.А. Метрологические проблемы измерений тепловой энергии в открытых системах водяного теплоснабжения // Законодательная и прикладная метрология № 5, 2000;

x Милейковский Ю. С. Инновационные подходы как наиболее эффективный механизм для существенного снижения затрат в коммунальном хозяйстве // ЭИМ № 3 (90), 2016. С. 15-21;

xi Милейковский Ю. С. Метрологические проблемы при оценке показателей энергоэффективности // ЭИМ № 4–5 (73–74) 2013. С. 14-18;

xii Никитин Е. Е. Кузменко Ю. В., Зайцева Е. А. и др. Определение тепловых потерь в тепловых сетях по показаниям приборов учёта тепловой энергии // Энерготехнологии и ресурсосбережение, №1, 2013. С. 13-19;

xiii Никитин Е.Е., Дутка А.В. Тариовский М.В. Анализ структуры и эффективности функционирования централизованных систем теплоснабжения населенных пунктов // Энерготехнологии и ресурсосбережение, № 3, 2012. С. 30-42;

xiv Кулик М.М., Куц Г.О., Білодід В.Д. Анализ стану розвитку систем теплопостачання в Україні // Проблеми загальної енергетики, № 15, 2007. С. 13-25;

xv Рябинкин В. Н. О проблемах учёта тепловой энергии и теплоносителей в котельных, РТС и ТЭС // Энергобезопасность в документах и фактах № 5 (11), 2006. С. 24-31;