

Обоснование подхода к заданию нормативных значений погрешностей измерения тепловой энергии и теплоносителя.

Целью задания нормативных значений относительной погрешности измерения тепловой энергии и теплоносителя для систем коммерческого учета является установление границ применения того или иного измерительного оборудования для создания систем учета тепловой энергии и теплоносителя, позволяющих обеспечить учет тепла с приемлемой для производителей точностью. Установление границ точности обусловлено с одной стороны экономической необходимостью повышения точности измерения тепловой энергии и теплоносителя для снижения потерь из-за неучтенного тепла, и с другой стороны поиска оптимального варианта затрат в виде стоимости самого измерительного оборудования.

Критерием оптимизации процесса поиска границ точности является срок окупаемости измерительной системы коммерческого учета, устанавливающий баланс между доходами от продаж неучтенного тепла и расходами связанными с затратами на создание измерительной системы соответствующей степени точности. Как известно, при уменьшении относительной погрешности измерительной системы в 2 раза стоимость оборудования увеличивается в 4 раза. К примеру, расходомеры с относительной погрешностью 2% (PCBY1400) стоят 1,5 млн. руб., в то время как расходомеры с относительной погрешностью 0,5% (Danfoss Sonoflo 3110/3000) стоят 14 млн. руб., а лазерные расходомеры с погрешностью 0,1% стоят 95 млн. руб..

БелТЭИ была разработана «Методика технико-экономического расчета эффективности внедрения систем коммерческого учета отпуска тепла с теплоисточников», на основании которой для каждой системы учета проводятся расчеты по определению срока окупаемости различных вариантов построения систем. Заложенный в методике подход базируется на МИ412/86 «Методы определения экономической эффективности метрологических работ».

Суть метода расчетов по определению срока окупаемости системы учета сводится к определению частного от деления совокупных расходов на внедрение и эксплуатацию системы на совокупный доход от увеличения полезного отпуска тепла.

В упрощенном виде срок окупаемости определяется в соответствии с выражением:

$$T_{\text{окуп.}} = \frac{C_{\text{оборуд.}} + C_{\text{пр.}} + C_{\text{смр}} + \Phi_{\text{ЗП}}}{W_{\text{э}} * L_{\text{э}} * C_{\text{т}}}; \quad (1),$$

где $C_{\text{оборуд.}}$ – стоимость оборудования системы учета;

$C_{\text{пр.}}$ – стоимость проектных работ;

$C_{\text{смр}}$ – стоимость монтажных и наладочных работ;

$\Phi_{\text{ЗП}}$ – фонд заработной платы персонала на эксплуатацию системы;

$L_{\text{э}}$ – процент увеличения полезного отпуска тепловой энергии, достигаемый за счет внедрения более точной системы;

$C_{\text{т}}$ – стоимость одной Гкал тепловой энергии.

Коэффициент увеличения полезного отпуска тепла ($L_{\text{э}}$) при уменьшении относительной погрешности новой системы учета по сравнению с прототипом определяется:

$$L_{\text{э}} = K * \sqrt{\frac{2}{\pi}} * \delta\sigma, \quad (2)$$

где $K=0,7 \dots 0,95$ – коэффициент влияния точности учета на технико-экономические показатели (ТЭП) теплоисточника;

$\delta\sigma$ - среднеквадратичное отклонение абсолютной/относительной погрешности учета тепла при уменьшении погрешности новой системы ($\sigma_{\text{нов.}}$) по сравнению с погрешностью прототипа ($\sigma_{\text{прот.}}$).

В табл. 1 приведены результаты расчетов срока окупаемости систем по 6 внедренным системам учета на теплоисточниках. Как видно из табл.1 при построении системы учета Минской ТЭЦ-4 был выбран вариант построения системы учета с относительной погрешностью $\pm 2\%$, что потребовало использования дорогостоящих расходомеров Danfoss Sonokit-2, с погрешностью измерения расхода $\pm 0,5\%$. Однако в связи с очень большим объемом отпускаемого МТЭЦ-4 тепла (4,75 млн. Гкал/год) система такой высокой точности быстро окупается (1,7 года) за счет повышения точности учтенного тепла. Применение же подобной системы на Минской ТЭЦ-5, имеющей отпуск тепла 0,35 млн. Гкал/год, не позволяет ей окупиться и за 15 лет (при нормативном сроке окупаемости 10 лет) из-за очень высокой стоимости расходомеров Sonokit-2.

Из данного анализа можно сделать вывод, что при разработке нормативных значений относительных погрешностей измерения тепловой энергии и теплоносителя должны быть выполнены расчеты, определяющие группы теплоисточников со средней теплопроизводительностью на одну магистраль, для которых должны быть заданы требования на значение величины погрешности измерений, позволяющие системе учета быть самоокупаемой.

Таблица 1.

№ п/п	Наименование системы	Кол-во каналов измерений (трубопроводов)	Величина полезного отпуска тепла в год	Погрешность вычислений существующих систем	Состав и стоимость оборудования внедряемой системы	Полученная погрешность измерений	Срок окупаемости, лет
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Минская ТЭЦ-4	12	19,9 млн. ГДж (4,75 млн. Гкал)	$\pm 4\%$	Расходомеры Sonokit2 -8 шт., СПТ961-3 шт., РСВУ1400 - 4шт., МТ100Р-12 шт., ТСП1098 К1-6 компл. 102,6 млн. руб.	$\pm 2\%$	1,7 года
2.	Жодинская ТЭЦ	8	2,99 млн ГДж (0,73 млн. Гкал)	$\pm 6\%$	РСВУ1400 - 8шт., Omron CQM1 - 1 шт., МТ100Р-8 шт., ТСП 100П - 8 шт. 46 млн. руб.	$\pm 3,6\%$	3,9 года
3.	Минская ТЭЦ-5	8	1,47 млн ГДж (0,35 млн. Гкал)	$\pm 7\%$	РСВУ1400 - 8шт., СПТ961-3 шт., МТ100Р-8 шт., Сапфир 22МТ-3 шт., ТСП1098 К1-8 компл. 28 млн. руб.	$\pm 5\%$	2,6 года
4.	Борисовская котельная №1	9	2,14 млн ГДж (0,51 млн. Гкал)	$\pm 7\%$	РСВУ1400 - 8шт., СПТ961-3 шт., МТ100Р-8 шт., Сапфир 22МТ-3 шт., ТСП1098 К1-4 компл. 31 млн. руб	$\pm 5\%$	11,2 месяца

1	2	3	4	5	6	7	8
5.	Бобруйская ТЭЦ-2	32	8 млн ГДж (1,911 млн. Гкал)	± 6%	Взлет УРСВ 010М - 8шт., СПТ961-15 шт., МТ100Р-15 шт., Сапфир 22МТ-15 шт., ТСП1098К1-20компл. 260,6 млн. руб.	± 4%	2,6 года
6.	Калининская АЭС	16	3,14 млн ГДж (0,75 млн. Гкал)	± 8%	Расходомеры Sonokit2 - 12 шт., СПТ961 - 6 шт., РСВУ1400 – 3 шт., МТ100Р-20 шт., Сапфир 22МТ - 3 шт., ТСП1098К1-10компл. 121,1 млн. руб	± 2%	3 года

В связи с данным обстоятельством введены два новых понятия – такие как:

- приведенный средний удельный отпуск тепловой энергии на одну магистраль источника теплоты, и
- приведенное среднее значение потребления тепловой энергии на одну магистраль потребителя.

Данные термины определяют часовой расход (потребление) тепловой энергии, приведенной к одной магистрали с учетом времени их фактической работы в году.

Для расчета среднего удельного отпуска тепловой энергии на одну магистраль теплоисточника используется формула:

$$\gamma_i^o = \frac{W_{\text{э}}^m}{\sum_{i=1}^n t_i}, \quad (3)$$

где $W_{\text{э}}^m$ - годовой отпуск тепловой энергии источника теплоты;

t_i – количество часов в году , в течение которых производился отпуск тепловой энергии по i-й магистрали;

n – количество тепловых магистралей источника теплоты.

Для расчета приведенного среднего значения потребления тепловой энергии по магистрали потребителя используется формула:

$$\gamma^n = \frac{W_{\text{э}}^n}{t_n}, \quad (4)$$

где $W_{\text{э}}^n$ - годовое потребление тепловой энергии потребителем;

t_n - количество часов в году, в течение которых осуществлялось потребление тепловой энергии потребителем.

Проведенные расчеты по определению срока окупаемости систем учета отпусков тепла с теплоисточников, представленных в табл. 1 , дают основание рекомендовать следующие значения относительной погрешности измерения тепловой энергии для четырех групп производителей тепловой энергии с удельными значениями величин отпуска тепла, приведенными в табл. 2.

Таблица 2.

№ п/п	Средний удельный отпуск тепловой энергии на одну магистраль источника теплоты ГДж/ч	Относительная погрешность, %	Разность температур в подающем и обратном трубопроводах, °С
1	более 250	2	более 10
2	75 ... 250	3,5	более 10
3	14 ... 75	5,5	более 10
4	Менее 14	6,5	более 10

Для трёхтрубных магистралей, использующих один подающий и два обратных трубопровода или два подающих и один обратный, значения допустимой относительной погрешности измерения тепловой энергии по данным магистралям должны рассчитываться по формуле:

$$\sigma_m = \sigma_1 \cdot 1,5; \quad (5)$$

где σ_1 –соответствующая магистрали величина относительной погрешности из табл.2.

В связи с тем, что у потребителей тепловой энергии построение систем учета тепла влечет те же затраты и позволяет получить те же доходы, что и у производителей тепловой энергии, рекомендации таблицы 2 могут быть расширены и на потребителей тепловой энергии.

Теплосчетчики и системы учета тепла должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара на источниках теплоты и у потребителей тепловой энергии в зависимости от удельного количества тепловой энергии, отпускаемого источником теплоты, в пересчете на один паропровод с относительной погрешностью, не превышающей значений в соответствии с табл. 3

Таблица 3

№ п/п	Средний удельный отпуск (потребление) тепловой энергии на один паропровод источника теплоты (потребителя) ГДж/ч	Относительная погрешность, %	Диапазон расхода пара, %
1	Более 50	4	от 10 до 30
		3	от 30 до 100
2	Менее 50	5	от 10 до 30
		4	от 30 до 100

Для обеспечения таких показателей погрешности измерения тепловой энергии все входящие в систему приборы так же должны иметь нормируемые погрешности

Водосчетчики должны обеспечивать измерение массы (объема) теплоносителя в зависимости от удельного количества тепловой энергии, отпускаемой от источника теплоты в пересчете на одну магистраль, с относительной погрешностью не превышающей значение в соответствии с табл.4.

Таблица 4

№ п/п	Средний удельный отпуск тепловой энергии на одну магистраль источника теплоты (потребителя) ГДж/ч	Относительная погрешность водосчетчика, %	Диапазон измерения, %
1	более 250	0,5	от 5 до 100
2	75 ... 250	1,0	от 8 до 100
3	14 ... 75	2,0	от 8 до 100
4	Менее 14	2,0	от 8 до 100
		3,0	от 4 до 8

Счетчики пара должны обеспечивать измерение массы теплоносителя в зависимости от удельного количества тепловой энергии отпускаемого на один паропровод с относительной погрешностью не превышающей значений в соответствии с таблицей 5.

Таблица 5.

№ п/п	Средний удельный отпуск (потребление) тепловой энергии на один паропровод источника теплоты (потребителя) ГДж/ч	Относительная погрешность измерения массы пара, %	Диапазон измерений, %
1	Более 50	2,5	от 10 до 30
		2	от 30 до 100
2	Менее 50	3	от 10 до 30
		2,5	от 30 до 100

Для приборов учета регистрирующих температуру теплоносителя в водяных системах должны применяться платиновые термопреобразователи сопротивления абсолютная погрешность измерения температуры которых Δt , °С не должна превышать значений определяемых по формуле:

$$\Delta t = \pm(0,15 + 0,002t); \quad (6)$$

где t - температура теплоносителя;

для магистралей со средним удельным отпуском (потреблением) тепловой энергии, приведенным к одной магистрали более 14 ГДж/ч, и

$$\Delta t = \pm(0,3 + 0,005t); \quad (7)$$

для магистралей со средним удельным отпуском (потреблением) тепловой энергии, приведенным к одной магистрали менее 14 ГДж/ч.

Для прибора учета, регистрирующего разность температур в подающем и обратном трубопроводах должны применяться парные платиновые термопреобразователи сопротивления классов К1 и К2, абсолютная погрешность измерения разности температур которых $\Delta \theta$, °С не должна превышать значений, определяемых по формулам:

$$\Delta \theta = \pm(0,045 + 0,003 \Delta T); \quad (8)$$

где ΔT – значения разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах;

для магистралей со средним удельным отпуском (потреблением) тепловой энергии, приведенным к одной магистрали более 14 ГДж/ч, и

$$\Delta \theta = \pm(0,075 + 0,005 \Delta T); \quad (9)$$

для магистралей со средним удельным отпуском (потреблением) тепловой энергии, приведенным к одной магистрали менее 14 ГДж/ч.

Для приборов учета, регистрирующих температуру пара должны применяться платиновые термопреобразователи сопротивления, абсолютная погрешность измерения температуры которых Δt , °С не должна превышать значений, определяемые по формуле:

$$\Delta t_{\text{п}} = \pm(0,15 + 0,002t_{\text{п}}); \quad (10)$$

$t_{\text{п}}$ - температура пара;

для паропровода со средним удельным отпуском (потреблением) тепловой энергии, приведенной к одному паропроводу более 50 ГДж/ч, и

$$\Delta t_{\text{п}} = \pm(0,3 + 0,005t_{\text{п}}); \quad (11)$$

для паропровода со средним удельным отпуском (потреблением) тепловой энергии, приведенной к одному паропроводу менее 50 ГДж/ч.

Приборы учета, регистрирующие давление воды, должны обеспечивать измерение давления с относительной погрешностью не более 2%.

Приборы учета регистрирующие давление пара, должны обеспечивать измерение давления с относительной погрешностью не более 0,25% для паропроводов с удельным отпуском (потреблением) тепловой энергии более 50 ГДж/ч и 0,5% для паропроводов с удельным отпуском (потреблением) тепловой энергии менее 50 ГДж/ч.

При выполнении систем учета тепла и теплоносителя в соответствии с данными рекомендациями удастся для каждого теплоисточника (потребителя) построить систему учета со сроком окупаемости не более 7-9 лет и с приемлемыми в каждом конкретном случае метрологическими характеристиками.

ООО «Энергопромис»

Жук Владимир Николаевич, к.т.н., ведущий научный сотрудник,