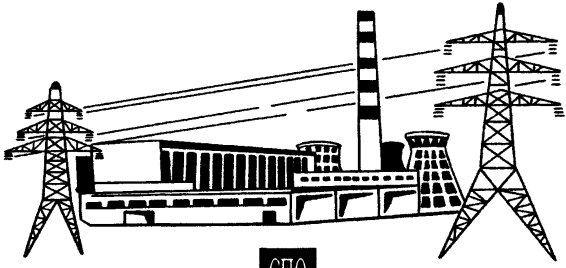
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПОДАВАЕМОГО В КОТЕЛ, НА ТЭС

РД 153-34.1-11.315-99



СПО

ОРГРЭС
Москва 2000

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА, ПОДАВАЕМОГО В КОТЕЛ, НА ТЭС

РД 153-34.1-11.315-99

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 2000

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *Б.Г. ТИМИНСКИЙ, А.Г. АЖИКИН, В.И. ОСИПОВА, Л.В. СОЛОВЬЕВА*

Аттестовано Метрологической службой Открытого акционерного общества "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС" (Свидетельство об аттестации МВИ от 27 сентября 1999 г.)

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 14.11.99

Первый заместитель начальника *А.П. БЕРСЕНЕВ*

© СПО ОРГРЭС, 2000

Вводится в действие
с 20.04.2000

1. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящая Методика разработана в соответствии с ГОСТ Р 8.563-96 [2], РД 34.11.303-97 [14], МИ 2377-96 [7], ГОСТ 8.563.1-97 [3], ГОСТ 8.563.2-97 [4] и ГОСТ 8.563.3-97 [5].

1.2. Методика регламентирует порядок выполнения измерений расхода природного газа, подаваемого в котел, на ТЭС и устанавливает требования к методу и средствам измерений (СИ), подготовке, проведению измерений и обработке результатов измерений.

1.3. Методика обеспечивает получение достоверных характеристик погрешности измерений расхода природного газа, подаваемого в котел, при принятой доверительной вероятности, равной 0,95, и устанавливает формы их представления.

1.4. Методика предназначена для персонала проектных, наладочных и эксплуатирующих оборудование предприятий электроэнергетической отрасли для использования при организации и выполнении измерений расхода природного газа, подаваемого в котел, на ТЭС с энергоблоками мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт.

1.5. С выходом настоящей Методики утрачивает силу "Методика выполнения измерений расхода природного газа,

подаваемого в котел, на тепловых электростанциях: РД 34.11.315-92" (М.: СПО ОРГРЭС, 1994).

1.6. В настоящей Методике приняты следующие сокращения:

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом

БИК — блок извлечения корня

БЩУ — блочный щит управления

ИВК — информационно-вычислительный комплекс

ИИС — информационная измерительная система

ИК — измерительный комплекс

ИТ — измерительный трубопровод

ПИП — первичный измерительный преобразователь

ПТО — производственно-технический отдел

РСИ — регистрирующее средство измерений

СИ — средство измерений

СУ — сужающее устройство

ТП — технологический процесс

ТЭП — технико-экономические показатели

ТЭС — тепловая электростанция

ЭЛИ — электронно-лучевой индикатор

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЯЕМОМ ПАРАМЕТРЕ

2.1. Номинальное значение расхода природного газа, подаваемого в котел, для энергоблоков различной мощности находится в диапазоне 20-320000 $м^3/ч$.

2.2. Место и форма представления и использования информации определяются по [13], согласно которому требуются постоянные измерение и регистрация на приборах, установленных на БЩУ, общего расхода природного газа, подаваемого в котел. Результаты измерений расхода природного газа используются для расчета ТЭП и контроля работы технологического оборудования.

3. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

3.1. Условия измерений должны соответствовать основным положениям разд. 1 и 5-7 ГОСТ 8.563.1-97 [3].

3.2. Климатические условия эксплуатации СИ должны соответствовать условиям их применения, установленным изготовителем этих средств.

3.3. Диапазоны измерений применяемых СИ должны соответствовать диапазонам изменений контролируемых параметров.

3.4. Измерение расхода природного газа осуществляется рассредоточенной измерительной системой, составные элементы которой находятся в разных внешних условиях.

На основании [15] и анализа состояния измерений расхода природного газа можно сделать выводы, что диапазон изменения температуры окружающей среды характеризуется следующими данными:

Элементы измерительной системы	Диапазон изменения температуры окружающей среды, °С
Измерительный преобразователь расхода	5–40
Линия связи	5–35
Вторичный измерительный прибор	15–30
Агрегатные средства ИИС	15–25
Устройства представления информации ИВК	15–30

4. ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ

Норма погрешности измерений расхода природного газа, подаваемого в котел, для стационарного режима работы энергетического оборудования, установленная в [10], составляет ±1,6% для оперативного контроля и расчета ТЭП и обеспечивается СИ, приведенными в данной Методике.

5. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ И СТРУКТУРА ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

5.1. Расход природного газа определяется методом переменного перепада давления в соответствии с ГОСТ 8.563.1-97 [3], ГОСТ 8.563.2-97 [4] и ГОСТ 8.563.3-97 [5].

5.2. Уравнение объемного расхода природного газа приведено в разд. 5 ГОСТ 8.563.2-97 [4].

5.3. Порядок определения объемного расхода природного газа осуществляется в соответствии с п. 8.1 ГОСТ 8.563.2-97 [4].

5.4. Определение физических свойств контролируемой среды осуществляется в соответствии с п. 5.4 ГОСТ 8.563.1-97 [3].

5.5. Измерения расхода природного газа должны выполняться на прямолинейном участке газопровода перед отсекающим клапаном (регулирующим клапаном) и после первого запорного устройства ввода газопровода к котлу.

5.6. При измерении расхода природного газа необходимо проводить измерения параметров его состояния (давления, температуры, плотности) в соответствии с пп. 6.2.11, 6.3 и 6.4 ГОСТ 8.563.2-97 [4].

5.7. В зависимости от типа используемых на ТЭС СИ применяются два основных варианта компоновки измерительных систем:

децентрализованная измерительная система с использованием локальных вторичных приборов (рис. 1);

централизованная измерительная система с использованием средств вычислительной техники (рис. 2).

5.8. При измерениях расхода природного газа с помощью децентрализованной системы (см. рис. 1) сигнал по перепаду давления, создаваемый СУ, поступает на ПИП, где преобразуется в унифицированный выходной электрический сигнал. Электрический сигнал передается РСИ (вторичному прибору), который отградуирован в единицах измерения расхода. Для обеспечения линейной зависимости показаний вторичного прибора от перепада давления используется БИК. Для внесения поправок к показаниям РСИ на действительные параметры измеряемой среды (в отличие от принятых при

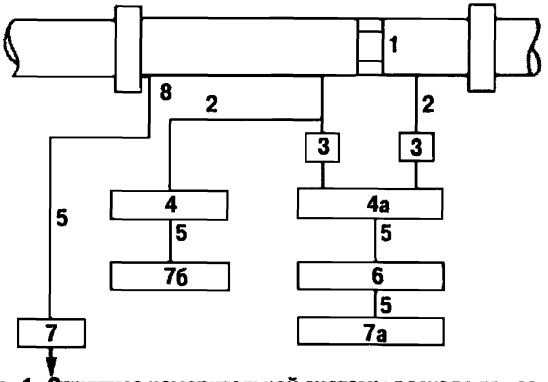


Рис. 1. Структура измерительной системы расхода природного газа с использованием РСИ (децентрализованная система):

1 – СУ в газопроводе; 2 – трубные проводки (импульсные линии); 3 – отстойные сосуды; 4 – измерительный преобразователь давления; 4а – измерительный преобразователь перепада давления; 5 – линии связи; 6 – БИК; 7 – РСИ температуры; 7а – РСИ перепада давления; 7б – РСИ давления; 8 – термопреобразователь сопротивления

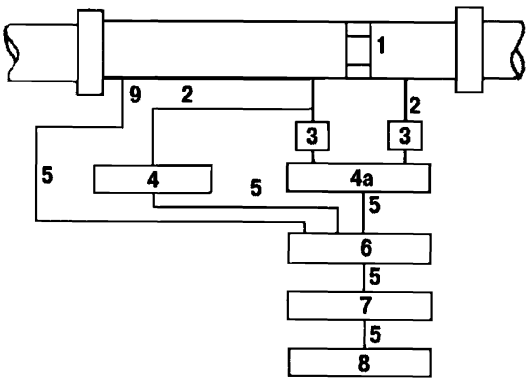


Рис. 2. Структура измерительной системы с использованием ИИС и ИВК АСУ ТП (централизованная система):

1 – СУ в газопроводе; 2 – трубные проводки (импульсные линии); 3 – отстойные сосуды; 4 –измерительный преобразователь давления; 4а – измерительный преобразователь перепада давления; 5 – линии связи; 6 – измерительная подсистема; 7 – вычислительная подсистема (ИВК АСУ ТП); 8 – средство представления информации; 9 – термопреобразователь сопротивления

расчете СУ) необходимо предусмотреть регистрацию температуры и давления природного газа в соответствии с требованиями [12].

5.9. При централизованной измерительной системе с использованием ИИС (см. рис. 2) выходная информация от ПИП перепада давления на СУ и температуры среды перед СУ преобразуется в измерительной подсистеме и в виде кодовых сигналов поступает в вычислительный комплекс для автоматической обработки результатов измерений (извлечение корня из численного значения перепада давления, внесение поправки на действительную плотность среды в отличие от расчетной по действительной температуре), расчета ТЭП и управления ТП. Обработка и расчет производятся по специальной программе с использованием табличной аппроксимации на действительную плотность измеряемой среды.

5.10. Номенклатура рекомендуемых СИ приведена в приложении.

6. ОПЕРАЦИИ ПРИ ПОДГОТОВКЕ И ВЫПОЛНЕНИИ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1. Подготовка к измерениям проводится в соответствии с п. 7.1 ГОСТ 8.563.2-97 [4].

Перед измерениями проверяется соответствие:

прямых участков ИТ требованиям разд. 7 ГОСТ 8.563.1-97 [3] (эта проверка проводится один раз перед пуском в эксплуатацию ИК);

монтажа соединительных и заборных трубок требованиям разд. 6 ГОСТ 8.563.2-97 [4] (эта проверка проводится один раз перед пуском в эксплуатацию ИК);

конструкции СУ одному из разд. 8, 9 и 10 ГОСТ 8.563.1-97 [3] (эта проверка проводится периодически через установленные межповерочные интервалы времени);

монтажа СИ параметров потока требованиям разд. 6 ГОСТ 8.563.2-97 [4] и монтажно-эксплуатационной документации (эта проверка проводится один раз перед пуском в эксплуатацию);

условий проведения измерений требованиям разд. 4 ГОСТ 8.563.2-97 [4] (эта проверка проводится не реже одного раза в год);

применения СУ граничным условиям, приведенным в ГОСТ 8.563.1-97 [3] (эта проверка проводится не реже одного раза в год).

6.2. По результатам проверки и в соответствии с требованиями к обеспечению необходимой точности измерений (см. пп. 5.2.3 и 9.5 ГОСТ 8.563.2-97 [4]) определяются условно-постоянные параметры, а по ним и различные постоянные коэффициенты (см. приложение А.1 ГОСТ 8.563.2-97 [4]).

6.3. После проверки приводятся в рабочее состояние все СИ и измеряются действительные значения параметров, по которым определяется расход газа (см. приложение А ГОСТ 8.563.2-97 [4]):

значение абсолютного давления в соответствии с п. 6.2.11 ГОСТ 8.563.2-97 [4];

значение температуры газа в соответствии с п. 6.3 ГОСТ 8.563.2-97 [4].

6.4. При обнаружении несоответствия ИК требованиям, указанным в п. 6.1 настоящей Методики, принимаются меры, направленные на его устранение.

7. ОПЕРАЦИИ ОБРАБОТКИ И ВЫЧИСЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТА ИЗМЕРЕНИЙ

7.1. Расчет расхода среды в общем случае производится в соответствии с п. 8.1 ГОСТ 8.563.2-97 [4].

7.2. Расчет расхода природного газа по результатам планиметрирования диаграмм или по показаниям СИ при использовании регистрирующих приборов выполняется в соответствии с п. 8.3 ГОСТ 8.563.2-97 [4] и в такой последовательности:

7.2.1. Текущее значение расхода природного газа определяется по показаниям измерительного прибора.

7.2.2. Среднесуточные значения объемного расхода природного газа q_o (м^3/ч) определяются по результатам обработки суточных диаграмм регистрирующих приборов планиметрами в соответствии с приложением Г ГОСТ 8.563.2-97 [4] по формуле

$$q_o = \frac{q_в}{l_q \, l_ш} N_п, \qquad (1)$$

где $q_в$ — верхнее значение расхода, м^3/ч;

$N_п$ — показание полярного планиметра, см^2;

l_q — длина ленты с записью значения расхода, см;

$l_ш$ — длина шкалы регистрирующего прибора, см.

7.3. Среднесуточные значения температуры и давления определяются по результатам обработки суточных диаграмм РСИ планиметрами в соответствии с [12] и [11], в них вносятся поправки в соответствии с п. 5.8 настоящей Методики.

7.4. Расчет объемного расхода природного газа при использовании агрегатных СИ ИВК выполняется в соответствии с п. 8.2 ГОСТ 8.563.2-97 [4] в такой последовательности:

7.4.1. Текущее значение расхода природного газа определяется путем опроса измерительной системы с интервалом не более 15 с.

7.4.2. Среднесуточное значение объемного расхода (м^3/ч) природного газа определяется по формуле:

$$q_o = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} q_{oi}, \qquad (2)$$

где n — число циклов опроса датчика расхода за интервал усреднения;

q_{oi} — текущее значение объемного расхода в i-м цикле опроса, м^3/ч.

7.4.3. Среднесуточные значения температуры и давления определяются в соответствии с [12] и [11].

7.5. Обработка результатов измерений, представление измерительной информации по расходу, температуре и дав-

лению природного газа и внесение поправок производятся агрегатными СИ ИИС автоматически.

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

Результаты измерения расхода природного газа должны быть оформлены следующим образом.

8.1. При использовании РСИ:

носитель измерительной информации по расходу, температуре и давлению природного газа — лента (диаграмма) регистрирующих приборов;

результаты измерений расхода природного газа представляются в виде выходных форм на бумажном носителе.

8.2. При использовании ИИС:

носителем измерительной информации по значениям расхода природного газа и результатам обработки данных является электронная память агрегатных СИ ИИС;

результаты обработки измерительной информации и расчеты индицируются на средствах представления информации (ЭЛИ, индикаторах) и представляются в виде выходных форм на бумажном носителе.

9. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

К выполнению измерений и обработке их результатов могут быть допущены лица, прошедшие специальное обучение и имеющие квалификацию:

при выполнении измерений — электрослесарь не ниже 3-го разряда;

при обработке результатов измерений — техник или инженер, занимающийся расчетом ТЭП.

10. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При эксплуатации системы измерения расхода природного газа необходимо соблюдать требования [8] и [9].

Приложение
Рекомендуемое

СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ПРИ ИЗМЕРЕНИИ РАСХОДА, ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Наименование	Тип	Предел основной допустимой погрешности, %	Завод-изготовитель	Примечание
1. Для децентрализованной измерительной си стемы				
Преобразователи разности давления с блоком питания БП36	Сапфир-22М-ДД, модель 2410 2420	±0,25; ±0,5	ЗАО "Манометр", г. Москва	Измерение расхода
Блок извлечения корня	БИК-1	±0,5		
Миллиамперметры и вольтметры автоматические показывающие и регистрирующие	КСУ-2 КСУ-4	±0,5 (по показаниям) ±1,0 (по регистрации) ±0,25 (по показаниям) ±0,5 (по регистрации)	Завод "Электроавтоматика", г. Йошкар-Ола	
Термопреобразователь сопротивления медный	ТСМ	Для класса допуска В, °С ±[0,25 + 0,0035 | t |]	Фирма "Навигатор", г. Москва Завод "Электротермометрия", г. Луцк	Контроль температуры измеряемой среды
Мосты автоматические показывающие и самопишущие	КСМ-2	±0,5 (по показаниям) ±1,0 (по регистрации)	ПО "Львовприбор", г. Львов	
Преобразователи избыточного давления с блоком питания БП36	САПФИР-22М-ДИ	±0,25; ±0,5	ЗАО "Манометр", г. Москва	Контроль давления измеряемой среды
Миллиамперметры и вольтметры автоматические показывающие и регистрирующие	КСУ-2	±0,5 (по показаниям) ±1,0 (по регистрации)	Завод "Электроавтоматика", г. Йошкар-Ола	
Сужающее устройство	Вварная диафрагма с угловым способом отбора	–	–	–

Окончание приложения

Наименование	Тип	Предел основной допустимой погрешности, %	Завод-изготовитель	Примечание
2. Для централизованной системы				
Преобразователи разности давления с блоком питания БП36	Сапфир-22М-ДД, модель 2410 2420	 ±0,25; ±0,5	ЗАО "Манометр", г. Москва	Измерение расхода
Термопреобразователь сопротивления медный	ТСМ	Для класса допуска В, °С ±[0,25 + 0,0035 | t |]	Фирма "Навигатор", г. Москва Завод "Электротермометрия", г. Луцк	Контроль температуры измеряемой среды
Преобразователи избыточного давления с блоком питания БП36	Сапфир-22М-ДИ	±0,25; ±0,5	ЗАО "Манометр", г. Москва	Контроль давления измеряемой среды
Агрегатные средства измерений ИИС (УСО, ЦП, ЭЛИ УР)	–	0,3 (канал)	–	–
Сужающее устройство	Вварная диафрагма с угловым способом отбора	–	–	–

Список использованной литературы

1. ГОСТ 8.207-76. ГСИ. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения.

2. ГОСТ Р 8.563-96. ГСИ. Методики выполнения измерений.

3. ГОСТ 8.563.1-97. ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Диафрагмы, сопла ИСА 1932 и трубы Вентури, установленные в заполненных трубопроводах круглого сечения. Технические условия.

4. ГОСТ 8.563.2-97. ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Методика выполнения измерений с помощью сужающих устройств.

5. ГОСТ 8.563.3-97. ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления. Процедура и модуль расчетов Программное обеспечение.

6. МИ 1317-86. ГСИ. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров.

7. МИ 2377-96. ГСИ. Рекомендация. Разработка и аттестация методик выполнения измерений.

8. Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей: РД 34.03.201-97.– М:. НЦ ЭНАС, 1997.

9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1991.

10. Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций: РД 34.11.321-96.— М:. Ротапринт ВТИ, 1997.

11. Методика выполнения измерений давления отработавшего пара в конденсаторах паровых турбин: РД 34.11.304-90.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.

12. Методика выполнения измерений температуры питательной воды на тепловых электростанциях: МТ 34.70.040-87.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

13. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на тепловых электростанциях: РД 34.35.101-88.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1988.

14. Методические указания. Разработка и аттестация методик выполнения измерений параметров технологического процесса: РД 34.11.303-97.— М.: СПО Союзтехэнерго, 1999.

15. Анализ значений параметров окружающей среды в местах расположения приборов, необходимых для измерения основных технологических параметров ТЭС: Технический отчет.— Екатеринбург: Уралтехэнерго, 1995.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Назначение и область применения 3
2. Сведения об измеряемом параметре 4
3. Условия измерений 5
4. Требования к погрешности измерения 5
5. Метод измерений и структура измерительной системы 6
6. Операции при подготовке и выполнении измерений 8
7. Операции обработки и вычисления результата измерений 9
8. Оформление результатов измерений 11
9. Требования к квалификации операторов 11
10. Требования безопасности 11
Приложение. Средства измерений, применяемые при измерении расхода, температуры и давления природного газа 12
Список использованной литературы 14

Подписано к печати 30.05.2000 Формат 60 × 84 1/16
Печать ризография Усл.печ.л. 0,93 Уч.-изд. л. 0,9 Тираж 250 экз.
Заказ № 226 Издат. № 00-81

Лицензия № 040998 от 27.08.99 г.

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер., д. 15

gost.e-ecolog.ru