МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ СВЕЖЕГО ПАРА ЗА КОТЛОМ И ПЕРЕД СТОПОРНЫМИ КЛАПАНАМИ ТУРБИНЫ *НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ*

МТ 34-70-041-87

СОЮЗТЕХЭНЕРГО
Москва 1987

gost.e-ecolog.ru

Р А З Р А Б О Т А Н О предприятием Донтехэнерго Производственного объединения по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей "Союзтехэнерго"

И С П О Л Н И Т Е Л Ь А.Д.КОКОЕВ

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным техническим управлением энергетики и электрификации 07.01.87 г.

Заместитель начальника А.П.БЕРСЕНЕВ

© СПО Союзтехэнерго, 1987.

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ
ДАВЛЕНИЯ СВЕЖЕГО ПАРА ЗА КОТЛОМ
И ПЕРЕД СТОПОРНЫМИ КЛАПАНАМИ
ТУРБИНЫ НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

МТ 34-70-041-87

Срок действия установлен
с 01.01.88 г.
по 01.01.93 г.

Настоящая Методика разработана в соответствии с "Методическими указаниями по разработке и аттестации методик выполнения измерений основных параметров теплоэнергетического оборудования: МУ 34-70-014-82 (М.: СПО Союзтехэнерго, 1982) . Методика устанавливает порядок выполнения измерений давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины на тепловых электростанциях (ТЭС) и является обязательной для персонала электростанций и проектных организаций.

I. НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

I.I. Настоящая Методика предназначена для использования при организации и выполнении измерений давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины на ТЭС с энергоблоками 250, 300, 500, 800 и 1200 МВт.

I.2. Методика устанавливает требования к методам и средствам измерений, алгоритмы подготовки, проведения измерений и обработки результатов измерений.

I.3. Методика обеспечивает получение достоверных количественных показателей точности измерений в базисном режиме работы энергооборудования при принятой доверительной вероятности $P = 0,95$ и устанавливает способы их выражения.

I.4. Норма точности измерений при контроле и управлении технологическим оборудованием в базисном режиме и при расчетах технико-экономических показателей установлена $\pm 1,0\%$.

Для маневренного режима работы норма точности измерений не устанавливается.

Указанная норма установлена исходя из условий ее достижения в реальных условиях эксплуатации при использовании наиболее современных методов и технических средств измерений с лучшими метрологическими характеристиками.

Экономически обоснованная норма точности измерений давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины составляет $\pm 0,6\%$.

При выпуске промышленностью новых технических средств с лучшими метрологическими характеристиками следует стремиться к обеспечению экономически обоснованной нормы точности измерений.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗМЕРЯЕМЫХ ПАРАМЕТРАХ

2.1. Начальные параметры свежего пара (абсолютное давление): номинальное давление за котлом 25,0 МПа (255 кгс/см^2); номинальное давление перед стопорными клапанами турбины 23,5 МПа (235 кгс/см^2); предельное отклонение давления $\pm 0,49$ МПа (5 кгс/см^2) (ГОСТ 3618-82. Турбины паровые стационарные для привода турбогенераторов).

2.2. При подводе пара к турбине несколькими паропроводами (потоками) измерение давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины производится на каждом из паропроводов.

3. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ

3.1. Метод измерений давления пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины основан на принципе преобразования измеряемой величины (избыточного давления) в электрическую величину (например, в унифицированный токовый сигнал 0-5 мА). Дальнейшие преобразования выходного сигнала первичного измерительного преобразования (ПИП) производятся в зависимости от типов агрегатных средств измерений и средств представления информации, входящих в состав измерительного канала давления.

3.2. Структурные схемы измерительных каналов давления могут отличаться количеством агрегатных средств измерений, принципом передачи и представления информации.

В качестве измерительных применяются показывающие самопишущие приборы.

На энергооборудовании, оснащенном информационно-измерительными системами на базе средств вычислительной техники, измерительные каналы давления состоят из: ПИП, устройств размножения, преобразователей аналогового сигнала в цифровой сигнал (посредством аналого-цифровых преобразователей) и устройств представления информации (электронно-лучевой трубки, показывающего многошкального прибора ШМ, цифрового табло или цифропечатающего устройства).

3.3. Рекомендуемые средства измерений приведены в рекомендуемом приложении I.

4. АЛГОРИТМ ПОДГОТОВКИ И ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

4.I. При организации измерений давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины следует соблюдать следующие требования:

- отборное устройство давления свежего пара за котлом устанавливается на прямолинейном участке паропровода на выходе из котла после паросборной камеры до расходомерной шайбы;

- отборное устройство давления свежего пара перед стопорным клапаном турбины устанавливается на прямолинейном участке паропровода на расстоянии не менее 200 мм от стопорного клапана;

- отборные устройства для измерения давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины на горизонтальных и наклонных паропроводах располагаются сбоку (перпендикулярно вертикальной оси паропровода). Отборные устройства давления свежего пара (конструкция, технические требования, технология монтажа и др.) должны соответствовать сборнику "Отраслевые стандарты. Детали их хромамолибденованадиевых сталей для паропроводов тепловых электростанций. Типы, конструкции и технические требования. Часть I" (Л.: НПО ЦКТИ, I983);

- при установке ПИП ниже места отбора давления соединительную (импульсную) линию прокладывать вертикально или с уклоном не менее I:I0 в сторону ПИП - "Преобразователь измерительный "Сапфир 22". Техническое описание и инструкция по эксплуатации" (089I903OT0);

- погрешность измерений, обусловленная высотой столба жидкости в соединительной линии от места отбора давления до места установки ПИП, является систематической и ее исключают путем введения поправок к попаданиям средств представления информации. Значение давления, обусловленное высотой столба жидкости в соединительной линии, определяется по формуле

$$\rho_{ст} = hg\rho , \qquad (I)$$

где $\rho_{ст}$ - давление столба жидкости, МПа (кгс/см^2);

h - высота столба жидкости, м;

ρ - плотность жидкости в импульсной линии, кг/м^3;

g - местное ускорение свободного падения, м/с^2;

- температура окружающего воздуха, влажность, вибрация, внешние электрические и магнитные поля, напряжение питания, запыленность в местах установки средств измерений не должны превышать значений, указанных в технических описаниях и инструкциях по монтажу и эксплуатации средств измерений;

- места установки средств измерений должны быть удобны для обслуживания и демонтажа.

4.2. Все средства измерений, входящие в измерительные каналы давления, должны иметь действующее клеймо или свидетельство о поверке.

5. ПОКАЗАТЕЛИ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ, СПОСОБЫ И ФОРМЫ ИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ

5.I. В качестве показателя точности измерений давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины согласно МИ I3I7-86 "Методические указания. Государственная система обеспечения единства измерений. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров" принимается интервал, в котором с доверительной вероятностью $P = 0,95$ находится суммарная погрешность измерений давления.

5.2. Устанавливается следующая форма представления результата измерений:

$$\rho_{ср}; \Delta p \text{ от } \Delta\ell \text{ до } \Delta h; \rho, \qquad (2)$$

где p_{cp} - результат измерений давления, МПа (кгс/см^2);

Δp $\Delta\ell, \Delta h$ - соответственно погрешность измерения давления, нижняя и верхняя ее границы, МПа (кгс/см^2);

$P = 0{,}95$ - установленная доверительная вероятность, с которой суммарная погрешность измерений находится в этих границах.

6. ОБРАБОТКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ТОЧНОСТИ

6.1. Усредненное давление свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины по потокам определяется следующим образом:

$$p_{cp} = \frac{\sum_{j=1}^{K} p_{cpj}}{K}, \qquad (3)$$

где p_{cp} - результат измерений давления свежего пара по j-му потоку, МПа (кгс/см^2);

K - число потоков (каналов измерений);

j - 1,2 ... К.

6.2. Среднее значение результата измерений давления свежего пара (при обработке диаграмм, снятых с самопишущих измерительных приборов) при использовании полярного планиметра определяется по формуле

$$p_{cpj} = \frac{F m_p m_\tau}{\tau} \qquad (4)$$

где F - площадь планиметрируемой части диаграммы, см^2;

m_p - масштаб давления, МПа/см $\left(\frac{\text{кгс/см}^2}{\text{см}}\right)$;

m_τ - масштаб времени, ч/см;

τ - интервал усреднения (1ч, 8ч, 24ч).

При использовании информационно-измерительной системы, прошедшей метрологическую аттестацию, среднее значение результатов измерений давления свежего пара определяется по формуле

$$p_{cpj} = \frac{1}{n\, t_0} \sum_{i=1}^{n} p_i, \qquad (5)$$

где t_0 – период опроса, с;

n – число циклов опроса за данный интервал усреднения, изм/с;

P_i – значение давления в i-м цикле опроса, МПа (кгс/см^2).

6.3. Оценка показателей точности измерений давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины проводится при метрологической аттестации методики выполнения измерений на конкретной электрической станции в реальных условиях эксплуатации.

6.4. Доверительный интервал погрешности измерений усредненного давления свежего пара за котлом и перед стопорными клапанами турбины $\Delta P_{ср}$ определяется по формуле

$$\Delta \ell = \Delta h = \pm \frac{\sum_{j=1}^{K} \Delta \rho_j}{K\sqrt{K}}, \qquad (6)$$

где $\Delta \rho_j$ – суммарная погрешность измерений давления свежего пара по j-му потоку (каналу измерения), МПа (кгс/см^2);

K – число каналов измерения давления свежего пара.

6.5. Суммарная погрешность измерения давления свежего пара определяется расчетным путем с использованием данных, приведенных в нормативно-технической документации (НТД) на средства измерений, по формуле

$$\Delta \rho_j = \pm \frac{\delta_{jэс} P_N}{100\%}, \qquad (7)$$

где $\delta_{jэс}$ – суммарная относительная погрешность измерений давления свежего пара по j-му потоку в эксплуатационных условиях;

P_N – нормирующее значение давления (диапазоны измерения), МПа (кгс/см^2).

6.5.1. Суммарная относительная погрешность измерений давления свежего пара по j-му потоку в эксплуатационных условиях определяется по формуле

$$\delta_{jэс} = \pm \sqrt{\delta_{jн.у}^2 + \delta_{jд}^2}, \qquad (8)$$

где $\delta_{jн.у}$ – суммарная погрешность измерения давления свежего пара по j –му потоку при нормальных условиях,%;

$\delta_{jд}$ – суммарная дополнительная погрешность давления по j –му потоку за счет изменения внешних влияющих факторов, %.

$$\delta_{jн.у} = \pm\sqrt{\delta^2_{пип} + \delta^2_{и.п} + \delta^2_{л.с} + \delta^2_{обр}} \qquad (9)$$

где $\delta_{пип}$ – основная допустимая погрешность измерений ПИП,%, определяется по 089I903OT0;

$\delta_{и.п}$ – основная допустимая погрешность измерений измерительного прибора,%;

$\delta_{л.с}$ – погрешность линии связи, %, принимаем $\delta_{л.с}$=0,I%;

$\delta_{обр}$ – погрешность обработки диаграммной ленты, %.

При обработке с помощью полярного планиметра $\delta_{обр} = \pm$I,I%. (Погрешность планиметрирования / Войнич Е.В., Лебедев А.Т., Новиков В.А., Тропин Л.П., Баранов Л.А. - Измерительная техника, I982, № 8).

$$\delta_{jд} = \pm\sqrt{\delta^2_{jд_1} + \delta_{jд_2} + \ldots + \delta_{jд_n}}\ , \qquad (10)$$

где $\delta_{jд_1} \ldots \delta_{jд_n}$ – составляющие суммарной дополнительной погрешности измерений за счет изменения влияющих величин.

Для определения составляющих суммарной дополнительной погрешности следует вычислить математическое ожидание M каждой влияющей величины по формуле

$$M = \frac{1}{\ell} \sum_{i=1}^{k} \psi_i\ , \qquad (11)$$

где ψ_i – значение влияющей величины i–го измерения.

Значения влияющих величин определяются путем проведения экспериментальных исследований или принимаются по среднегодовым эксплуатационным статистическим данным.

ℓ – число измерений величины влияющего фактора за интервал усреднения.

По полученным значениям математического ожидания каждой влияющей величины определяют значения составляющих погрешностей по НТД.

6.6. Пример расчета суммарной относительной погрешности измерений давления свежего пара приведен в справочном приложении 2.

6.7. Приведенный метод является упрощенным способом расчета оценки погрешности измерений в эксплуатационных условиях.

7. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

7.I. К выполнению измерений по настоящей Методике допускаются лица, прошедшие специальное обучение, знающие монтажные и электрические схемы измерительных каналов давления свежего пара:

- при работах во внешних связях информационно-измерительных систем - электрослесарь 3-го разряда;
- при работах в устройствах информационно-измерительных систем и вычислительной подсистемы - инженерно-технические работники.

8. ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

8.I. При проведении измерений давления свежего пара должны соблюдаться:

"Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок (М.: Энергоатомиздат, I987);

"Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей: (М.: Энергоатомиздат, I985).

Приложение I
Рекомендуемое

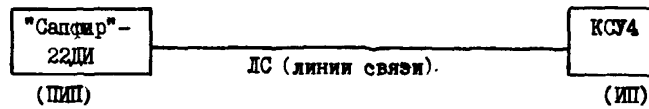
Средства изменений

Наименование	Тип, модель	НТД	Пределы измерений давления МПа (кгс/см^2)	Основная допустимая погрешность, %
I. Преобразователь измерительный избыточного давления	"Сапфир"-22ДИ, модель 2I70	089I90T0	0-40 МПа (400 кгс/см^2)	±0,25
2. Миллиамперметр самопишущий	КСУ 4 модель 48.340.50.005	ТУ 25.05.I290-73	0-40 МПа (400 кгс/см^2)	±0,5 (по записи)

Примечание. Указанные средства измерений могут быть других типов, у которых основная допустимая погрешность не превышает приведенных в настоящем приложении.

Приложение 2
Справочное

Пример расчета суммарной погрешности измерений давления свежего пара, структурная схема измерительного канала которого состоит из:



I. Исходные данные

Обозначение по структурной схеме	Тип, модель	Основная допустимая погрешность, %	Верхний предел измерений, МПа (кгс/см²)	Погрешность влияющих величин, %	
				Температура, К (°С)	Напряжение питания, В
ПИП	"Сапфир"-22 ДИ, 2I70	±0,25	40(400)	3I3(40)* / 0,2	-
ЛС	КВВГ, КВВГЭ (кабель)	-	-	-	-
ИП	КСУУ	±0,5 (по записи)	40(400)	303(30) / 0,I	230В / 0,2

Примечание. Прочерки в таблице - отсутствие данных в НТД на соответствующие средства измерений.

*В числителе - значение влияющей величины в месте установки средств измерений, в знаменателе - погрешность, вносимая влияющей величиной, %.

2. Расчет предварительной оценки суммарной погрешности измерений

2.I. Определяется суммарная погрешность средств измерений при нормальных условиях по формуле (9):

$$\delta_{н.у} = \pm\sqrt{0,25^2 + 0,5^2 + 0,I^2 + I,I^2} = \pm I,24\%.$$

2.2. Определяется суммарная дополнительная погрешность средств измерений за счет изменения внешних влияющих факторов по формуле (I0):

$$\delta_{д} = \pm\sqrt{0,2^2 + 0,I^2 + 0,2^2} = \pm 0,3\%.$$

2.3. По формуле (8) определяется суммарная погрешность измерений в эксплуатационных условиях:

$$\delta_{э.с} = \pm\sqrt{I,24^2 + 0,3^2} = \pm I,27\%.$$

2.3.I. Без учета погрешности обработки диаграммной ленты погрешность измерительного канала составит:

$$\delta_{н.у} = \pm\sqrt{0,25^2 + 0,5^2 + 0,I^2} = \pm 0,6\%.$$

$$\delta_{э.с} = \pm\sqrt{0,6^2 + 0,3^2} = \pm 0,7\%.$$

3. Расчет при использовании информационно-измерительной системы

3.I. Определяется суммарная погрешность измерений при нормальных условиях:

$$\delta_{и.к._{н.у}} = \pm\sqrt{\delta_{пип}^2 + \delta_{э.т}^2},$$

где $\delta_{пип}$ - основная допустимая погрешность измерений ПИП, %;

$\delta_{э.т}$ - основная допустимая погрешность электрического тракта измерительного канала (от ПИП до средств представления информации), %. $\delta_{э.т} = \pm 0,4\%$ (определено при проведении метрологической аттестации управляющей вычислительной системы "Комплекс-Титан 2");

$$\delta_{и.к.н.у} = \pm \sqrt{0,25^2 + 0,4^2} = \pm 0,47\%.$$

3.2. Определяется суммарная дополнительная погрешность измерительного канала при отклонении внешних влияющих факторов от области нормальных значений:

$$\delta_{и.к.д} = \pm \sqrt{\sum \delta^2_{пипд} + \sum \delta^2_{э.т.д}},$$

где $\sum \delta_{пипд}$ - суммарная дополнительная погрешность ПИП, %,

$$\sum \delta_{пипд} = \pm 0,2\%;$$

$\sum \delta_{э.т.д}$ - суммарная дополнительная погрешность электрического тракта, %. $\sum \delta_{э.т.д} = 0,5\%$ (определено при проведении метрологической аттестации управляющей вычислительной системы "Комплекс-Титан-2");

$$\delta_{и.к.д} = \pm \sqrt{0,2^2 + 0,5^2} = \pm 0,53\%.$$

3.3. По формуле (8) определяется суммарная относительная погрешность измерений в эксплуатационных условиях:

$$\delta_{и.к_{э.с}} = \pm \sqrt{0,47^2 + 0,53^2} = \pm 0,7\%.$$

Подписано к печати 01.12.87 Формат 60x84 1/16
Печать офсетная Усл.печ.л.0,93 Уч.-изд.л.0,9 Тираж 1650 экз.
Заказ № 546/84 Издат. № 370/84 Цена 14 коп.

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

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д. 29, строение 6

gost.e-ecolog.ru