РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ.

РАЗРАБОТКА И АТТЕСТАЦИЯ МЕТОДИК ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, НЕ ПОДЛЕЖАЩИХ ГОСУДАРСТВЕННОМУ МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ

РД 34.11.303-97

СПО

ОРГРЭС
Москва 1999

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

ДЕПАРТАМЕНТ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ.

РАЗРАБОТКА И АТТЕСТАЦИЯ МЕТОДИК ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, НЕ ПОДЛЕЖАЩИХ ГОСУДАРСТВЕННОМУ МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ

РД 34.11.303-97

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС
Москва 1999

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

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

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России» 27.10.97 г.

Первый заместитель начальника *А.П. БЕРСЕНЕВ*

©СПО ОРГРЭС, 1999

УДК 621.311

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ. РАЗРАБОТКА И АТТЕСТАЦИЯ МЕТОДИК ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ, НЕ ПОДЛЕЖАЩИХ ГОСУДАРСТВЕННОМУ МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ

РД 34.11.303-97

Вводится в действие с 01.03.99 г.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Методические указания (МУ) распространяются на методики выполнения измерений (МВИ) параметров технологического процесса на предприятиях электроэнергетики, не подлежащих государственному метрологическому надзору, и устанавливают требования к порядку их разработки и аттестации.

Методические указания предназначены для метрологических служб организаций и энергопредприятий электроэнергетической отрасли.

Настоящие МУ разработаны в соответствии с [1], на основе [2] и [6].

С выходом настоящих МУ утрачивают силу «Методические указания по разработке и аттестации методик выполнения измерений параметров технологического процесса: РД 34.11.303-88» (М.: СПО Союзтехэнерго, 1988).

2. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Методика выполнения измерений — совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с известной погрешностью.

2.2. Методика выполнения измерений является основным руководящим документом, регламентирующим процесс получения измерительной информации о конкретном параметре технологического процесса.

2.3. Методика выполнения измерений разрабатывается и применяется в целях получения результатов измерений с погрешностью, характеристики которой не хуже установленных норм точности измерений (при их наличии). Если же средствами измерений (СИ), выпускаемыми промышленностью, и применяемыми методами измерений не удается достичь установленных норм, а также в случае отсутствия норм в МВИ должны быть приписаны (установлены) характеристики погрешности измерений параметра.

2.4. Не для всех видов измерений требуется разработка МВИ. Для систем измерений, состоящих из одного СИ (показывающего манометра; электроизмерительного прибора прямого измерения тока, напряжения, частоты, мощности; средства измерений линейно-угловых параметров; стеклянного термометра; показывающего манометрического термометра и др.) и не имеющих методических погрешностей, как правило, разработка МВИ не требуется.

2.5. Для обеспечения выполнения измерений параметров с погрешностью, не превышающей требуемой или приписанной характеристики, на энергопредприятиях отрасли могут применяться МВИ, разработанные и аттестованные государственными научными метрологическими центрами Госстандарта России, метрологическими службами организаций РАО «ЕЭС России», метрологическими службами АО-энерго и метрологическими службами энергопредприятий, разрабатывающих и применяющих МВИ.

2.6. Методика выполнения измерений в зависимости от сложности и области применения излагается в отдельном документе (стандарте, рекомендации и т.п.), разделе или части документа (разделе стандарта, технических условий, инструкции по эксплуатации и т.п.).

3. РАЗРАБОТКА МВИ

3.1. Разработка МВИ осуществляется на основе технического задания или исходных данных.

Техническое задание включает в себя:

назначение и область применения МВИ;

наименование и характеристики измеряемой величины;

нормы погрешности измерений;

условия измерений;

характеристики объекта измерений (если они могут влиять на погрешность измерений).

Техническое задание на отраслевую МВИ утверждается Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России», на МВИ энергопредприятия — главным инженером энергопредприятия.

3.2. Разработка МВИ включает в себя следующие этапы:

выбор метода и средств измерений, вспомогательных технических средств, необходимых для выполнения измерений;

установление последовательности и содержания операций при подготовке и выполнении измерений;

установление приписанных характеристик погрешности измерений;

разработку алгоритмов обработки результатов измерений (пример аналитического определения погрешности — приложение 1);

проведение (при необходимости) экспериментальных исследований (приложение 2);

разработку проекта документа на МВИ;

аттестацию МВИ.

3.3. В документах на МВИ указываются:

назначение МВИ;

сведения об объекте контроля;

условия измерений;

требования к характеристикам погрешности измерений (нормативным или приписанным);

метод (методы) измерений;

требования к СИ, вспомогательным устройствам, необходимым для выполнения измерений, или типы СИ и обозначения нормативных документов, где эти требования изложены;

операции подготовки к выполнению измерений;

порядок выполнения измерений;

алгоритм обработки (вычисления) результатов измерений;

требования к обеспечению безопасности;

требования к квалификации персонала.

При изложении материала в МВИ следует руководствоваться рекомендациями приложения 3.

4. АТТЕСТАЦИЯ МВИ

4.1. Аттестация МВИ осуществляется путем метрологической экспертизы документов и при необходимости экспериментальными исследованиями в целях подтверждения правильности выбора

метода и СИ и полноты требований, указанных в МВИ, соблюдение которых гарантирует получение результатов измерений с погрешностью, не превышающей указанной в документе, регламентирующем МВИ.

4.2. На аттестацию МВИ представляются следующие документы:

техническое задание или исходные данные на разработку МВИ;

методика выполнения измерений (проект документа, раздела документа, в котором изложена МВИ);

программа проведения экспериментальных исследований (при необходимости);

данные экспериментальных исследований и результаты их обработки (или результаты расчетного оценивания погрешности измерений), необходимые для определения характеристик погрешности измерения параметра.

4.3. Аттестация МВИ осуществляется метрологическими службами энергопредприятий, энергосистемы, БОМС по видам измерений, ГОМС РАО «ЕЭС России» и его региональными подразделениями.

Отраслевые документы на МВИ утверждаются Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО «ЕЭС России».

Документ на МВИ энергопредприятия утверждается главным инженером энергопредприятия.

4.4. Аттестация МВИ производится в соответствии с [2], [3], настоящими МУ и заканчивается оформлением свидетельства (приложение 3).

4.5. Обязательным условием для применения на конкретном энергопредприятии МВИ, разработанных и аттестованных другой организацией, является необходимость аттестации МВИ энергопредприятием, применяющим эту МВИ в конкретных условиях эксплуатации этого энергопредприятия.

4.6. Конечной целью аттестации применяемой МВИ является установление погрешности измерений параметра с учетом реальных условий эксплуатации, конкретных типов СИ и других особенностей данного энергопредприятия.

4.7. Операции по аттестации применяемой МВИ должны сводиться к подтверждению соответствия:

назначения применяемой МВИ технологического параметра задаче контроля объекта на энергопредприятии, применяющем МВИ;

типов СИ, приведенных в применяемой МВИ, типам СИ, используемых энергопредприятием. При несовпадении типов СИ энерго-

предприятие, применяющее МВИ, должно провести расчет погрешности измерений с учетом метрологических характеристик применяемых СИ;

условий измерений, приведенных в применяемой МВИ, условиям измерений на данном энергопредприятии.

В случае расхождения условий энергопредприятие, применяющее МВИ, должно провести расчетную или расчетно-экспериментальную процедуру оценивания погрешности с учетом реальных условий эксплуатации.

Если рассчитанная погрешность равна или меньше установленной в применяемой МВИ, то аттестация применяемой МВИ заканчивается оформлением свидетельства об аттестации МВИ, разработанной другой организацией на данном энергопредприятии.

Если рассчитанная погрешность больше установленной в применяемой МВИ, то МВИ аттестуется с этой погрешностью и теми условиями измерения и СИ, которые имеют место на энергопредприятии. При этом устанавливается срок приведения условий измерения и СИ в соответствие с требуемыми в применяемой МВИ.

В свидетельстве об аттестации МВИ кроме сведений об области применения и объекте измерений, требований к погрешности измерений должны быть приведены результаты экспериментальных процедур, если таковые проводились.

4.8. Метрологический надзор за аттестованными МВИ осуществляется в соответствии с [11].

Приложение 1
Обязательное

ОЦЕНИВАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

1.Оценивание погрешности измерений проводится расчетным методом в соответствии с [4].

2. При оценивании погрешности принимаются следующие допущения:

составляющие погрешности измерений давления отработавшего пара не имеют корреляционной связи и считаются независимыми друг от друга;

закон распределения не исключенных систематических составляющих погрешности измерений параметра принимается равномерным;

закон распределения случайных составляющих погрешности измерений параметра принимается нормальным;

систематическая и случайная составляющие единичного измерения параметра, как показали экспериментальные исследования погрешностей измерений технологических параметров на ТЭС, равны между собой, поэтому принимается, что они равны половине предельного значения погрешности измерений параметра;

систематическая составляющая погрешности среднего значения параметра равна систематической составляющей погрешности единичного измерения;

среднее квадратическое отклонение (СКО) случайной составляющей погрешности измерений текущего значения параметра равно половине случайной составляющей погрешности измерений;

среднее квадратическое отклонение случайной составляющей погрешности среднего значения параметра определяется следующим соотношением:

$$\delta_{сл}^{ср} = \delta_{сл} / \left(m\right)^{0,5}, \qquad (1)$$

где m - количество единичных измерений за интервал усреднения;

$\delta_{сл}$ - СКО случайной составляющей погрешности единичного измерения параметра.

3. С учетом принятых допущений и в соответствии с [4] погрешность измерений и ее составляющие определяются по расчетным формулам:

3.1. Относительная погрешность результата измерений

$$\delta = \pm K\delta_{\Sigma} \quad (2)$$

где К - коэффициент, зависящий от соотношения случайной и не исключенной систематической погрешности при принятых допущениях (К = 1,9);

δ_{Σ} - суммарное СКО погрешности измерений.

3.2. Суммарное СКО погрешности измерений

$$\delta_{\Sigma} = \left(\delta_{сист}^2 + \delta_{сл}^2\right)^{0,5} \quad (3)$$

где $\delta_{сист}$ - СКО не исключенной систематической составляющей погрешности результата измерений;

$\delta_{сл}$ - СКО случайной составляющей погрешности результата измерений.

3.3. Относительная погрешность результата измерений [см. формулу (1)] преобразуется:

$$\delta = \pm 1,9\left(\delta_{сист}^2 + \delta_{сл}^2\right)^{0,5} \quad (4)$$

3.4. Среднее квадратическое отклонение неисключенной систематической составляющей погрешности результата измерений:

$$\delta_{сист} = \left[\frac{\sum_{i=1}^{m}\delta_i^2}{3}\right]^{0,5}, \quad (5)$$

где δ_i – *i*-я не исключенная систематическая составляющая погрешности результата измерений;

i – число не исключенных систематических составляющих погрешности результата измерений (*i* = 1,2…m).

3.5. Среднее квадратическое отклонение случайной составляющей погрешности результата измерений:

$$\delta_{сл} = \left[\sum_{i=1}^{m}\left(\frac{\delta_{oi}}{4}\right)^2\right]^{0,5}, \quad (6)$$

δ_{oi} - предел допускаемой основной погрешности *i* -го СИ, входящего в состав измерительной системы;

i - число случайных составляющих погрешности результата измерений, равное количеству СИ, входящих в измерительную систему *(i = 1, 2...m)*.

Примечание. АО «Фирма ОРГРЭС» на основании хозяйственного договора проводит оценивание погрешности измерения технологических параметров по исходным данным энергопредприятий.

Приложение 2
Рекомендуемое

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗЛОЖЕНИЮ ДОКУМЕНТОВ НА МВИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

В целях достижения требуемой полноты и определенного единообразия в изложении документов на МВИ в их разделах должны быть указаны следующие сведения.

1. Назначение и область применения

Указываются назначение, область применения и использования МВИ (объект измерения, технологическое оборудование, область использования измерительной информации и МВИ).

Например:

«Методика предназначена для использования при организации и выполнении измерений температуры свежего пара на паровых котлах давлением 9,0 МПа и выше.

Измерительная информация по температуре свежего пара используется оператором-технологом при ведении технологического режима работы котла и расчетах технико-экономических показателей работы оборудования.

Настоящая МВИ предназначена для использования на тепловых электростанциях электроэнергетической отрасли».

2. Сведения об измеряемом параметре

Указываются сведения об измеряемом параметре.

Например:

«Измерение температуры пара промперегрева производится на каждом паропроводе за котлом, перед стопорным клапаном ЦСД и на выходе из ЦВД турбины.

Номинальные значения измеряемого параметра в зависимости от типов котлов и турбин по ГОСТ 3618-82 и ГОСТ 3619-89 находятся в диапазоне:

температура пара промперегрева за котлом и перед стопорным клапаном ЦСД турбины 510-570 °С;

давление пара промперегрева за котлом и перед стопорным клапаном ЦСД турбины 2,45-3,9 МПа (25-40 кгс/см^2);

температура пара промперегрева на выходе из ЦВД турбины 250-380 °С;

давление пара промперегрева на выходе из ЦВД турбины 2,9-4,4 МПа (30-45 кгс/см^2)».

3. Условия измерений

Указываются условия измерений (диапазон возможных значений влияющих величин). Для рассредоточенных измерительных систем условия измерений указываются для всех средств измерений, входящих в систему.

Например:

«Измерение температуры пара промперегрева производится рассредоточенной измерительной системой, составные элементы которой находятся в разных внешних условиях.

Диапазон изменения внешних влияющих факторов:

Элементы измерительной системы	Диапазон изменения температуры окружающей среды, °С
Термоэлектрический преобразователь	5-80
Линии связи	5-80
Вторичный измерительный прибор	15-35
Агрегатные средства ИИС	15-35
Устройства представления информации ИВК	15-35

4. Характеристики погрешности измерений

Указываются требуемые характеристики погрешности измерений или приписанные характеристики погрешности измерений, гарантированные данной МВИ в заданных условиях измерений, форма представления результатов измерений из числа приведенных в [7].

Например:

«Настоящая методика обеспечивает измерение температуры свежего пара в стационарном режиме работы котла с абсолютной погрешностью $\Delta = \pm 7$ °С во всем диапазоне изменений влияющих величин по п.3.

Результат измерений температуры свежего пара представляются в форме:

545°С; Δ от -7,0 до +7,0°С; $P = 0,95$.

Для нестационарного режима котла погрешность измерения температуры свежего пара не нормируется».

5. Метод измерений и структура измерительной системы

Дается описание используемого метода измерений; структуры измерительных систем с использованием различных технических средств (измерительных приборов, информационно-измерительных систем), перечень рекомендуемых СИ, вспомогательных устройств, их метрологические и технические характеристики (таблица).

Наименование и тип СИ	Пределы измерения давления, кПа ($кгс/см^2$)	Предел допускаемой основной погрешности, %	Завод-изготовитель
Расчет технико-экономических показателей и ведение технологического режима			
1 Измерительный преобразователь абсолютного давления «Сапфир- 22М-ДА», модель 2030	0-6,0 (0-0,06) 0-10,0 (0-0,1) 0-16,0 (0-0,16)	0,5	ЗАО «Манометр», г. Москва
2. Потенциометр КСУ4 без регулирующего устройства	0-6,0 (0-0,06) 0-10,0 (0-0,1) 0-16,0 (0-0,16)	0,5 (регистрация) 0,25 (показания)	Завод «Электроавтоматика», г. Йошкар-Ола
3. Агрегатные средства ИИС (УСО, ЭЛИ, УР)	-	-	
Режим пуска и останова оборудования			
4. Вакуумметр с дистанционной электрической передачей МЭД, модель 22364	0-100(0-1,0)	1,0	ЗАО «Манометр» г. Москва
5. Автоматический измерительный прибор с дифференциально-трансформаторной измерительной схемой КСД	0-100(0-1,0)	0,5	ПО «Львов-прибор», г. Львов

Примечание. Допускается применение других СИ с основными допускаемыми погрешностями, не превышающими указанных.

Например:

«При измерениях давления отработавшего пара в конденсаторах паровых турбин, результаты которых используются при расче-

тах паровых турбин, результаты которых используются при расчетах технико-экономических показателей работы оборудования и ведении технологического режима в рабочем диапазоне нагрузок, следует применять метод непосредственного измерения абсолютного давления.

В режимах пуска и останова энергооборудования следует применять метод измерения вакуумметрического давления и использовать в качестве первичных измерительных преобразователей вакуумметры».

«В зависимости от типа технических средств, принятых при проектировании информационных систем конкретного энергетического оборудования, могут быть использованы измерительные каналы на основе измерительных приборов в соответствии с рис. 1 или измерительные каналы на основе агрегатных средств информационно-измерительных систем в соответствии с рис. 2.

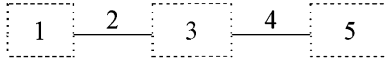

Рис. 1. Структурная схема измерения давления отработавшего пара в конденсаторе паровой турбины с использованием измерительных приборов:

1 — отборное устройство; 2 — трубные проводки; 3 — первичный измерительный преобразователь; 4 — линии связи; 5 —вторичный измерительный прибор

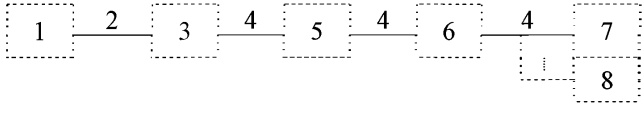

Рис. 2. Структурная схема измерения давления отработавшего пара в конденсаторе паровой турбины с использованием агрегатных средств ИИС:

1 — отборное устройство; 2 — трубные проводки; 3 — первичный измерительный преобразователь; 4 — линии связи; 5 — устройство связи с объектом (УСО); 6 — центральный процессор; 7 — средство представления информации (ЭЛИ); 8 — устройство регистрирующее (УР)»

6. Операции при подготовке выполнения измерений

Указываются требования к месту установки первичных измерительных преобразователей, отборных устройств и при необходимости специальные требования к монтажу СИ, трубным и электрическим проводкам, порядку эксплуатации СИ и систем измерений.

Например:

«При измерении температуры уходящих газов термопреобразователи сопротивления устанавливаются в балансовых сечениях газоходов. При этом на газовых, газомазутных и пылеугольных котлах с сухим золоудалением балансовые сечения за дымососом располагаются на расстоянии не менее 1 м от выходного патрубка дымососа, где неравномерность температур не превышает 2 °С. В пылеугольных котлах с мокрыми скрубберами балансовое сечение выбирается по возможности на прямом участке газохода за воздухоподогревателем на расстоянии не менее 1 м от входа в золоуловитель (за врезкой сбросов отсосных газов из шлаковых комодов). На котлах с двумя дымососами количество балансовых сечений и точек измерения уходящих газов удваивается».

«При монтаже трубных проводок к первичному измерительному преобразователю перепада давления на пароперегревателе промперегрева должны быть выполнены следующие требования:

первичные запорные вентили должны быть прямоточными с площадью сечения проходного отверстия, равной площади сечения импульсных труб;

сосуды постоянного уровня (СПУ) должны быть установлены на одном уровне;

трубные проводки от запорных вентилей до СПУ должны быть тщательно заизолированы».

«При каждом включении в работу системы измерения уровня в конденсаторе паровой турбины необходимо:

заполнить СПУ конденсатом от постороннего источника;

отрегулировать постоянную подпитку конденсатом СПУ;

открытие среднего вентиля датчика уровня при проверке прибора «на нуль» производить только при закрытом плюсовом вентиле».

7. Операции обработки и вычисления результатов измерений

Приводятся алгоритмы обработки и вычисления результатов из-

мерений для различных структурных схем измерений, порядок внесения поправок.

При использовании ИИС (АСУ ТП) следует указать: минимальное число циклов опроса за интервал усреднения, необходимую первичную обработку информации (контроль достоверности информации, фильтрация входных сигналов, линеаризация, масштабирование, внесение поправок).

Н а п р и м е р :

«Обработка результатов измерений расхода питательной воды заключается в расчете среднесуточного расхода или расхода за определенный срок с введением поправок на изменение параметров измеряемой среды от расчетных.

Среднесуточный расход питательной воды $\overline{Q}_c$ определяется по формулам (7) и (8):

при использовании расходомеров с равномерными стопроцентными шкалами:

$$\overline{Q}_c = 0,24 \cdot C_Q \cdot N_n \cdot K_t^2 \cdot K_{Re} \cdot K_p, \qquad (7)$$

C_Q - постоянная сужающего устройства;

N_n - планиметрическое число, получаемое по отсчету планиметра;

K_t - поправочный множитель на тепловое расширение материала сужающего устройства;

K_{Re} - коэффициент коррекции расхода на число Рейнольдса;

K_p - поправочный множитель на изменение плотности измеряемой среды.

Значения C_Q, K_t, K_{Re}, K_p определяются по методике, изложенной в РД 50-213-80.

при использовании ИИС (АСУ ТП)

$$Q = 1/n \sum_{i=1}^{n} Q_i, \qquad (8)$$

где n — число циклов опроса за данный интервал усреднения;

Q_i — значение расхода питательной воды в i-м цикле опроса.

Измерения расхода осуществляются на аналоговом уровне по перепаду давления с последующей математической обработкой на цифровом уровне, при этом производится контроль достоверности сигнала измерительного преобразователя, внесение поправок [см. формулу (7)], линеаризация, масштабирование, определение среднесуточного расхода.

Период опроса датчика расхода питательной воды не более 0,5 с».

8. Требования к квалификации операторов

Указываются требования к квалификации персонала, производящего наладку и эксплуатационное обслуживание измерительных каналов, и персонала технологических цехов, использующего измерительную информацию для ведения технологического режима работы оборудования и принимающего участие в наладке измерительных каналов.

Например:

«Производство наладочных работ системы измерений температуры уходящих газов осуществляется электрослесарем-прибористом с квалификацией не ниже 4-го разряда, а обслуживание - дежурным электрослесарем-прибористом».

«Оператор-технолог, использующий измерения температуры уходящих газов при ведении технологического режима работы оборудования, должен иметь квалификацию машиниста энергетических котлов (энергоблока).»

«Экспериментальное определение полей скоростей и температуры уходящих газов в балансовых сечениях котла осуществляется лицами с квалификацией инженера-наладчика технологических процессов» .

«Операции по обработке и вычислению результатов измерений осуществляются лицами с квалификацией инженера ПТО».

9. Требования к обеспечению безопасности

Указываются требования к обеспечению безопасности при монтаже, наладке и эксплуатации систем измерений.

Например:

«При монтаже, наладке и эксплуатации систем измерений должны соблюдаться требования «Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудовании электростанций и тепловых сетей: РД 34.03.201-97» (М.: НЦ ЭНАС, 1997) и «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок» (М.: Энергоатомиздат, 1986)».

П р и л о ж е н и е 3
Обязательное

ФОРМА
СВИДЕТЕЛЬСТВА ОБ АТТЕСТАЦИИ МВИ

_____
наименование и реквизиты организации (предприятия), проводившей

_____
аттестацию МВИ

Свидетельство
об аттестации МВИ

Методика выполнения измерений

_____
наименование измеряемой величины,

разработанная _____
наименование организации (предприятия), разработавшей МВИ

и регламентированная в _____
обозначение и наименование документа

аттестована в соответствии с ГОСТ Р 8.563-96.

Аттестация осуществлена по результатам _____

_____
вид работ: метрологическая экспертиза материалов по разработке МВИ, теоретическое или экспериментальное исследование

В результате аттестации МВИ установлено, что МВИ соответствует предъявляемым к ней метрологическим требованиям и обладает следующими основными метрологическими характеристиками:

_____
диапазон измерений, характеристики погрешности измерений

МВИ реализуется следующими средствами измерений:_____

_____
типы и метрологические характеристики СИ

эксплуатирующимися в условиях _____

_____
значения внешних влияющих величин

Главный метролог организации (энергопредприятия) _____
подпись, ф.и.о.

печать _____
дата

Список использованной литературы

1. Закон РФ «Об обеспечении единства измерений».

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

3. ГОСТ 8.009-84. ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики.

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

5. ГОСТ 3618-82. Турбины паровые стационарные для привода турбогенераторов. Типы и основные параметры.

6. ГОСТ 3619-89. Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры.

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

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

9. РД 50-453-84. Методические указания. Характеристики погрешности средств измерений в реальных условиях эксплуатации. Методы расчета.

10. МИ 1967-89. ГСИ. Выбор методов и средств измерений при разработке методик выполнения измерений. Общие положения.

11. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами.

12. Методические указания. Метрологический контроль

и надзор, осуществляемый головными и базовыми организациями метрологических служб на энергопредприятиях электроэнергетики: РД 34.11.113-95. — М.: СПО ОРГРЭС, 1998.

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

14. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок.— М.: Энергоатомиздат, 1986.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Область применения 3
2. Общие положения 3
3. Разработка МВИ 4
4. Аттестация МВИ 5
Приложение 1. Оценивание погрешности измерений технологических параметров 8
Приложение 2. Рекомендации по изложению документов на МВИ технологических параметров энергооборудования 10
Приложение 3. Форма свидетельства об аттестации МВИ 17
Список использованной литературы.....18

Подписано к печати 16.04.99 Формат 60x84 1/16
Печать ризография Усл. печ. л. 1,3 Уч.-изд. л. 1,0 Тираж 400 экз.
Заказ № 84 Издат. № 98089

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

gost.e-ecolog.ru