



«Утверждаю»

Зам. директор ФБУ «Самарский ЦСМ»


В.А. Якунин

«02» февраля 2017 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО
«Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
МП 4222-03-7730035496-2017**

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	4
2 Назначение	4
3 Условия проведения поверки	4
4 Требования к квалификации поверителей	4
5 Требования по безопасности	5
6 Средства поверки и вспомогательные устройства	5
7 Операции поверки	6
8 Подготовка к поверке	7
9 Проведение поверки	7
10 Оформление результатов поверки	13

Список принятых сокращений

АИИС КУЭ - Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электроэнергии

АРМ - автоматизированное рабочее место

ИК - измерительный канал

МХ - метрологические характеристики

НТД - нормативно-техническая документация

ПЭВМ - персональная электронно-вычислительная машина

ПО - программное обеспечение

СИ - средства измерения

ТН - трансформатор напряжения

ТТ - трансформатор тока

ЭД - эксплуатационная документация

ИВК - измерительно-вычислительный комплекс

1 Введение

1.1 Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Белоярская атомная станция» (далее- АИИС КУЭ), а также измерительных каналов дополнительно вводимых в систему. Поверке подлежат измерительные каналы (далее-ИК) АИИС КУЭ, по которым производится расчетный (коммерческий) учет электрической энергии.

1.2 Методика разработана в соответствии с требованиями нормативных документов (НД): МИ 3290-2010, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ Р 52323-2005. (МЭК 62053-22:2003) при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) при измерении реактивной электроэнергии, Приказом Минпромторга России №1815 от 02.07.2015г «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержания свидетельства о поверке» и эксплуатационной документации (ЭД) на компоненты АИИС КУЭ.

1.3 Рекомендуемый межповерочный интервал системы - 4 года.

2. Назначение

АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения информации, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

3. Условия проведения поверки

При проведении поверки должны соблюдаться рабочие условия эксплуатации компонентов, входящих в состав АИИС КУЭ, в соответствии с НД на эти компоненты.

4. Требования к квалификации поверителей

4.1 К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в порядке, установленном Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в соответствии с ПР 50.2.012-94 «Порядок аттестации поверителей средств измерений», изучившие настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации АИИС КУЭ, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и имеющие группу по технике электробезопасности не ниже III.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным

трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

5. Требования по безопасности.

5.1. При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (издание 3-е), «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 22261-94 и указаниями по безопасности, оговоренными в технических описаниях, руководствах по эксплуатации на измерительные компоненты системы, в соответствующей документации на эталоны и другие средства поверки.

5.2 Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения в эксплуатации должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Один из выводов вторичных обмоток ТТ и ТН должен быть заземлен.

5.3 Счетчики электроэнергии в эксплуатации должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 22261-94, ГОСТ 12.1.038-82 и ГОСТ Р 51350-99. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007-75.

5.4 Металлический цоколь счетчика должен быть заземлен. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации счетчика.

5.5 Все клеммы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для пломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

5.6 Требования безопасности сервера должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-74 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Технические требования в части безопасности должны соответствовать ГОСТ Р 51350-99 (МЭК 61010-1-90) классу защиты не ниже 1.

5.7 Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ПЭВМ.

6. Средства поверки и вспомогательные устройства.

При проведении поверки применяются средства и вспомогательные устройства, указанные в таблице 2

таблица 2- Средства поверки и вспомогательные устройства

Наименование и назначение средств поверки и вспомогательного оборудования	Номер пункта
Термогигрометр CENTER 314, ГРН№22129-04	п.3
Прибор комбинированный Testo-608-N1, ГР №53505-13	
Радиочасы МИР РЧ-01 , ГР № 27008-04	п.9.6

Продолжение таблицы 1

мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», ГР № 33750-12	п.9.3-9.5
Наименование аппаратных и программных средств	
Персональный компьютер, оптический преобразователь в комплекте с ПО «АльфаЦЕНТР»	Обработка информации снятой со счетчиков.
ПО «MeterCat»	Сбор данных со счетчиков

Примечание:

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне таблицы 1, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью

7. Операции поверки.

При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 2. таблица 2- Операции поверки.

Наименование операции	Номер пункта МП	Обязательность проведения операции при		
		Первичной поверке	Периодической поверке	После замены компоне
1. Подготовка к поверке	8	Да	Да	Да
2. Внешний осмотр и проверка комплектности	9.1	Да	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.2.1	Да	Да	Да
5. Проверка функционирования серверов	9.2.2	Да	Да	Да
6. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	9.3	Да	Да	Да
7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	9.4	Да	Да	Да
8. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	9.5	Да	Да	Да
9. Определение суточной погрешности системного времени	9.6	Да	Да	Да
10. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.7	Да	Да	
11. Идентификация ПО	10	Да	Да	Да
12. Определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электроэнергии	11	Да	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	12	Да	Да	Да

8. Подготовка к поверке.

8.1. Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

8.2. Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, по размещению средств поверки, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение - после всех отсоединений.

9. Проведение поверки.

9.1 Внешний осмотр и проверка комплектности.

Методика поверки.

При проведении проверки внешнего вида и комплектности проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов АИИС КУЭ паспортным;
- наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
- внешний вид каждого компонента системы с целью выявления возможных механических повреждений, загрязнения и следов коррозии;
- наличие напряжения питания на счетчиках (должен работать жидкокристаллический индикатор счетчика);
- наличие напряжения питания на мультиплексорах (должен светиться светодиод сигнализирующий о наличии питания);
- наличие напряжения питания и отсутствие ошибки на сервере (должен светиться светодиод, сигнализирующий о наличии питания и не светиться светодиод, сигнализирующий о наличии ошибки);
- наличие напряжения питания на модемах (должны светиться светодиоды на лицевой панели модема);
- наличие напряжения питания на преобразователях интерфейсов (должен светиться светодиод, сигнализирующий о наличии питания);
- функционирование (должна функционировать операционная система необходимая для работы программы сбора данных);
- маркировка технических средств должна быть нанесена четко и должна

соответствовать ГОСТ 22261 – 94;

- соединительные информационные провода не должны иметь каких-либо повреждений («оголений»), которые могли бы свидетельствовать о несанкционированном вмешательстве в АИИС КУЭ.

Проверка считается успешной:

Если перечисленные операции настоящего пункта МП полностью выполнены

9.2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

При проведении проверки измерительных компонентов АИИС КУЭ необходимо проверить:

- наличие действующих свидетельств (записей в паспортах) о проверке измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии.

При обнаружении просроченных свидетельств о проверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по проверке ИК, в который они входят, выполняют после их проверки.

9.2.1. Проверка счетчиков электрической энергии.

При проведении проверки счетчиков электрической энергии необходимо проверить:

- наличие и сохранность пломб поверительных организаций на счетчике;
- соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год),
- работоспособность оптического порта счетчик,

Проверка работоспособности оптического порта счетчика

Методика проверки

Проверка работоспособности оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера, оптического преобразователя и установленного ПО «MeterCat».

Для счетчиков типа Альфа переносном компьютере после его включения должна быть активировано ПО "MeterCat".

После загрузки ПО " MeterCat " на экране монитора компьютера появляется генеральная форма программы, приведенная на рисунке 1, содержащая рабочий стол, панель инструментов и меню для вызова подчиненных форм.

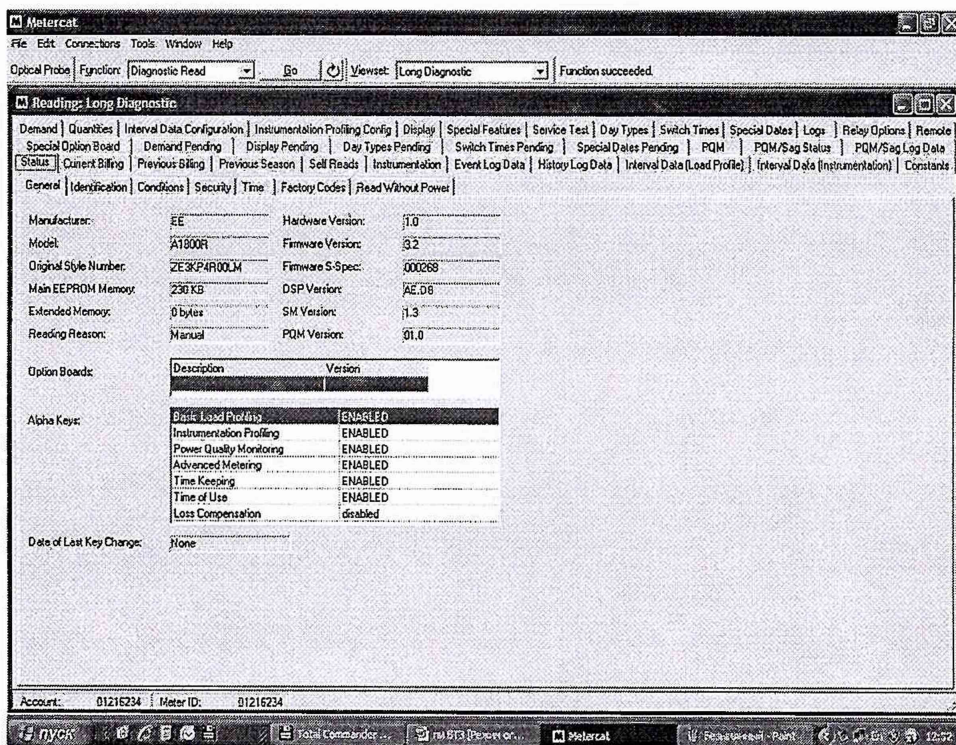


Рисунок 1 - Генеральная форма программы "MeterCat"

Затем необходимо сделать следующие установки:

- Optical Probe;
- Функция Read Diag;
- Шаблон Long Diagnostic.

Нажать кнопку "Старт".

В окне состояния обмена должно появиться сообщение «Обмен успешно завершен».

Проверка считается успешной:

Если в окне состояния обмена появилось сообщение «Обмен успешно завершен».

Проверка соответствия индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год)

Методика поверки

Перед поверкой системы необходимо проверить соответствие даты и времени счетчика календарной дате и времени. Проверка осуществляется визуально или с помощью переносного компьютера ПО «MeterCat».

С индикатора счетчика визуально снимаются показания даты, времени и сравниваются с календарными (на индикаторах всех счетчиков должны присутствовать показания текущей даты и времени) или с помощью ПО во время опроса счетчика командой " Change Time ".

Проверка считается успешной:

Если текущая дата и текущее время, полученные при визуальном осмотре и во время работы с переносным компьютером, совпадают с календарной датой и временем.

9.2.2. Проверка функционирования серверов

Проверка функционирования серверов

Для проверки функционирования сервера станции необходимо:

-проверить поступление текущих показаний всех счетчиков электрической энергии.

Методика поверки

Запустить на выполнение программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР». Проверить поступление текущих показаний об электропотреблении всех счетчиков электрической энергии

Проверка считается успешной:

Если счетчики опрошены и имеются текущие показания об электропотреблении всех счетчиков электрической энергии

Для проверки функционирования сервера ИВК необходимо :

- проверить и сравнить данные об электропотреблении на сервере станции и сервере ИВК.

Проверка считается успешной:

Если имеются данные об электропотреблении, при этом информация об электропотреблении на сервере станции и сервере ИВК совпадает с точностью до целых кВт·ч,

9.3. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения.

Методика поверки.

9.3.1 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от U ном.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) S ном.

Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей». Однако:

1. Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2. Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

Проверка считается успешной:

Если отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от U ном;

9.4. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока.

Методика поверки

9.4.1. Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) S ном.

Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей». Однако:

1. Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2. Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных к вторичным обмоткам ТТ.

Проверка считается успешной:

Если мощность нагрузки вторичных цепей ТТ находится в диапазоне (0,25-1,0) S ном.

9.5. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком.

Методика поверки

Измеряют падение напряжения в проводной линии связи для каждой фазы по Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН. Однако:

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов - протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт- протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

Проверка считается успешной:

Если падение напряжения в проводной линии связи для каждой фазы не превышает 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

9.6. Определение суточной погрешности системного времени

Методика поверки.

9.6.1 Включить радиочасы "МИР РЧ-01", принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). Сверить показания радиочасов с показаниями часов счетчиков и ИВК, и определить поправки: $\Delta t_{1счi}$ (где i – номер, счетчика), $\Delta t_{1ИВК}$.

9.6.2 Спустя 24 ч распечатать журнал событий всех компонентов системы, имеющих встроенные программные часы (счетчиков и ИВК) выделив события, соответствующие синхронизации часов счетчиков и ИВК. Определить поправки: $\Delta t_{2счi}$, $\Delta t_{2ИВК}$. Рассчитать суточную погрешность системного времени как разность поправок: $\Delta_{\Delta t} = \Delta t_2 - \Delta t_1$.

Проверка считается успешной:

Если погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут .

9.7. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена между компонентами АИИС КУЭ

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти сервера БД.

В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК должны быть включены.

Методика поверки

Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т. е. когда показания счетчика в ходе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются.

1. По показаниям индикаторов счетчика при отсутствии нагрузки.

Снять показания текущих коммерческих данных (показания по энергии) с индикаторов счетчиков;

С помощью программного обеспечения ПО «АльфаЦентр» провести опрос всех счетчиков и получить отчет (показания по энергии);

Сравнить показания, зафиксированные на индикаторе каждого счетчика, с показаниями по тем же счетчикам, полученными в отчете.

Проверка считается успешной:

Если разность показаний индикатора счетчика и ИВК не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

2. При наличии нагрузки на основе сравнения предыдущего, ежедневного чтения счетчика, с показаниями в ИВК.

С помощью ПО «АльфаЦентр», (либо с индикатора счетчика) снимаем показания последнего предыдущего чтения по активной и реактивной энергии.

Сравниваем показания, зафиксированные счетчиком на конец предыдущего чтения, с показаниями по тем же счетчикам, хранимых в базе данных ИВК на 0 ч. 00 м.

Проверка считается успешной:

Если разность показаний индикатора счетчика и БД ИВК не превышает двух

единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

10 Идентификация программного обеспечения

При идентификации программного обеспечения и оценки влияния на метрологические характеристики средства измерений необходимо проверить соответствие следующих заявленных идентификационных данных программного обеспечения:

- наименование программного обеспечения,
- идентификационное наименование программного обеспечения,
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения,
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода),
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения,

Методика проверки:

Для проверки идентификационного наименования ПО, версии метрологически значимого ПО, даты создания, цифрового идентификатора программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода), уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений необходимо:

запустить программу «АльфаЦЕНТР». Авторизоваться в программе путем ввода логина и пароля (по умолчанию логин - cnt, пароль – cnt). В открывшемся окне будет указана версия ПО. С помощью программы md5 определить контрольные суммы исполняемого кода метрологически значимого модуля ac_metrology.dll.

Проверка считается успешной:

Если название ПО, номер версии (идентификационный номер), контрольная сумма, полученные с помощью программы md5, совпадают с представленными в Описании типа на АИИС КУЭ, результат проверки положительный.

11. Определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях

Методика определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для рабочих условий

Относительные погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для рабочих условий, рассчитываются по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_B^2 + \delta_B^2 + \delta_n^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_{ct}^2 + \delta_{cf}^2 + \delta_{CHU}^2 + \delta_{mi}^2} \quad (1)$$

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$:

в диапазоне тока $0,01 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$

где,

δ_I - токовая погрешность ТТ, %;

δ_U - погрешность напряжения ТН, %;

δ_B - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет углов погрешностей ТТ θ_I и ТН θ_U , %;

δ_n - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %

$\delta_{c.o}$ - относительная погрешность счетчика, %;

δ_s - погрешность рассинхронизации при измерениях текущего календарного времени %;

Дополнительными погрешностями счетчиков являются:

δ_{ct} - температурная погрешность, %;

δ_{cf} - погрешность от изменения частоты, %;

$\delta_{снu}$ - погрешность от изменения напряжения ± 10 %;

δ_{mi} - погрешность от влияния магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл.

Примечание: При отсутствии в измерительном канале каких-либо измерительных компонентов, соответствующие значения погрешностей в формуле 1 не используются.

12. Оформление результатов поверки.

12.1. Результаты поверки оформляются записью в протоколе поверки произвольной формы.

12.2. При положительных результатах поверки выдается «Свидетельство о поверке» в соответствии с Приказом Минпромторга России №1815 от 02.07.2015г «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержания свидетельства о поверке».

12.3. При отрицательных результатах поверки система к эксплуатации не допускается и выписывается «Извещение о непригодности» в соответствии с Приказом №1815 от 02.07.2015г «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержания свидетельства о поверке» с указанием причин непригодности.