

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Уральский научно-исследовательский институт метрологии»
(ФГУП «УНИИМ»)

УТВЕРЖДАЮ
Директор ФГУП «УНИИМ»
С.В. Медведевских
_____ 2019 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ
ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (МОЩНОСТИ) ООО «УРАЛЬСКИЕ ЛОКОМОТИВЫ»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
С ИЗМЕНЕНИЕМ № 1
МП 57-263-2013**

Екатеринбург
2019

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАНА

Федеральным государственным унитарным
предприятием «Уральский научно-
исследовательский институт метрологии»
(ФГУП «УНИИМ»)

2 ИСПОЛНИТЕЛИ:

Засыпкин С.А., Розина О.Ю.
(ФГУП «УНИИМ»)

3 УТВЕРЖДЕНА ФГУП «УНИИМ»

« 13 » 03 _____ 2019 г.

4 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФГУП «УНИИМ» № МП 57-263-2013

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Введение	1
1 Нормативные ссылки	2
2 Операции поверки	2
3 Средства поверки	4
4 Требования к квалификации поверителей	4
5 Требования безопасности	5
6 Условия поверки	5
7 Подготовка к поверке	5
8 Проведение поверки	6
9 Оформление результатов поверки	12
Приложение А (обязательное). Определение относительной погрешности измерения электрической энергии и средней мощности	13

Государственная система обеспечения единства измерений.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы». Методика поверки с Изменением № 1

МП 57-263-2013

Дата введения

Введение

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «Уральские локомотивы» (в дальнейшем – АИИС КУЭ) и устанавливает методику поверки измерительных каналов (ИК) системы.

ИК АИИС КУЭ подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом в соответствии с ГОСТ Р 8.596. Поверке подлежит каждый ИК.

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ в части отдельных ИК, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Первичную поверку системы (до ввода в эксплуатацию) проводят после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом свидетельство о поверке оформляется только после утверждения типа АИИС КУЭ.

Периодическую поверку системы проводят в процессе ее эксплуатации. Рекомендуемый интервал между поверками АИИС КУЭ – 4 года.

Внеочередную поверку АИИС КУЭ в объеме первичной поверки проводят после ремонта системы, замены ее измерительных компонентов, оформленной по МИ 2999, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались.

Средства измерений (измерительные компоненты) ИК АИИС КУЭ должны быть утвержденных типов, и поверяются в соответствии с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки средства измерений (измерительного компонента) наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент, а поверка всей АИИС КУЭ не проводится. После поверки средства измерений (измерительного компонента) и восстановления ИК выполняется проверка ИК, той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой средства измерений (измерительного компонента), не нарушили метрологических характеристик ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

(Измененная редакция, Изм. № 1).

1 Нормативные ссылки

В настоящей методике использовались ссылки на следующие документы:

Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»;

Приказ Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с изменениями, утвержденными приказом Минпромторга России от 28 декабря 2018 г. № 5329;

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения;

ГОСТ 8.567-2014 ГСИ. Измерения времени и частоты. Термины и определения;

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

ГОСТ 7746-2015 Трансформаторы тока. Общие технические условия;

ГОСТ 1983-2015 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;

ГОСТ 12.2.007.3-75 Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности;

ГОСТ 28498-90 Термометры жидкостные стеклянные. Общие технические требования. Методы испытаний;

МИ 2999-2018 ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа;

РД 34.11.333-97 Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии;

РД 34.11.334-97 Типовая методика выполнения измерений электрической мощности.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки выполняются операции, указанные в таблице 1.

2.2 При получении отрицательных результатов на любом этапе процедуры поверки соответствующий ИК АИИС КУЭ снимается с поверки до устранения обнаруженных недостатков.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта МП	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1 Внешний осмотр	8.1	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
2 Опробование	8.2	Да	Да
- Проверка идентификационных данных метрологически значимой части программного обеспечения системы	8.2.1	Да	Да
- Проверка функционирования счетчиков электрической энергии	8.2.2	Да	Да
- Проверка функционирования сервера баз данных и компьютера АРМ АИИС КУЭ	8.2.3	Да	Да
- Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.2.4	Да	Да
- Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.2.5	Да	Да
- Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.2.6	Да	Да
- Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой трансформаторов напряжения и счетчиком	8.2.7	Да	Да
3 Проверка метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ	8.3	Да	Да
- Поверка измерительных трансформаторов напряжения*	8.3.1	Да	Да
- Поверка измерительных трансформаторов тока*	8.3.2	Да	Да
- Поверка счетчиков электрической энергии*	8.3.3	Да	Да
- Определение отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в шкале времени UTC(SU)** при работающей системе коррекции времени	8.3.4	Да	Да
- Определение относительной погрешности передачи и обработки данных	8.3.5	Да	Да
- Определение относительной погрешности вычисления приращения энергии	8.3.6	Да	Да
- Определение относительной погрешности вычисления средней мощности	8.3.7	Да	Да
- Определение относительной погрешности измерения электрической энергии и средней мощности	8.3.8	Да	Нет
<p>* Периодичность поверки – в соответствии с методикой поверки на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ.</p> <p>** UTC(SU) – шкала всемирного координированного времени Российской Федерации (см. 3.2.16 ГОСТ 8.567-2014).</p>			

(Измененная редакция, Изм. № 1).

3 Средства поверки

3.1 При проведении поверки применяют средства поверки, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

№ п/п	Наименование и тип основного или вспомогательного средства поверки, обозначение документа, регламентирующего технические требования и (или) метрологические и основные технические характеристики
1	Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216
2	Средства поверки измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217
3	Средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки. ИЛГШ.411152.145 РЭ1»
4	Средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124 РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки»
5	Средства поверки счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Методика поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1»
6	Навигационный приемник МНП-М3 для приема и обработки сигналов спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС и GPS; пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU) ± 100 нс
7	Секундомер механический СОСпр-26-2, диапазоны 0-60 с, 0-60 мин, класс точности второй, ТУ 25-1894.003-90
8	Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до 60 °С, цена деления 1 °С, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 1 °С
9	Переносной компьютер типа «NoteBook» с программным обеспечением (ПО) «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», устройство сопряжения оптическое УСО-2
10	Программа «MD5 Hasher.exe» для проверки идентификационных данных программного обеспечения

(Измененная редакция, Изм. № 1).

3.2 Допускается применение средств поверки, отличающихся от приведенных в таблице 2, но обеспечивающих определение метрологических характеристик ИК с требуемой точностью.

Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа и иметь действующие свидетельства о поверке, а эталоны должны быть аттестованы и иметь действующие свидетельства об аттестации.

(Введен дополнительно, Изм. №1).

4 Требования к квалификации поверителей

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускаются лица, работающие в метрологической службе организации, аккредитованной на право поверки средств измерений электрических величин, и имеющие квалификационную группу по безопасности не ниже III.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

4.2 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ.

(Введен дополнительно, Изм. №1).

5 Требования безопасности

При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы, счетчики электроэнергии, изложенные в их эксплуатационных документах.

Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.0.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

6 Условия поверки

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

7 Подготовка к поверке

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- эксплуатационную документацию АИИС КУЭ;
- заверенный перечень поверяемых ИК АИИС КУЭ с указанием типов и заводских номеров счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока и напряжения, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов;
- 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).

7.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- определяется состав персонала, участвующего в поверке, в который должен входить администратор системы, имеющий права доступа ко всем компонентам системы;
- проводят технические и организационные 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 нормативных документах 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.

8 Проведение поверки

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 Проверяют соответствие фактической структуры и состава АИИС КУЭ описанию типа и формуляру АИИС КУЭ, перечню поверяемых ИК АИИС КУЭ.

ИК АИИС КУЭ, в которых обнаружены несоответствия, снимают с поверки до устранения в соответствии с МИ 2999 обнаруженных недостатков.

8.1.2 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов, ИК, в который они входят, поверяют после поверки этих измерительных компонентов.

8.1.3 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм. Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

8.1.4 Проверяют соответствие рабочей температуры эксплуатации счетчиков электрической энергии АИИС КУЭ значениям, представленным в технической документации на счетчики.

8.2 Опробование

8.2.1 Проверка идентификационных данных метрологически значимой части программного обеспечения системы

8.2.1.1 Метрологически значимая часть программного обеспечения АИИС КУЭ включает файлы eServer.exe, eManager.exe из состава специализированного программного обеспечения (СПО) «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ», функционирующего на сервере баз данных АИИС КУЭ. Идентификационные данные этих файлов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения АИИС КУЭ

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	eServer.exe	eManager.exe
Идентификационное наименование ПО	eServer.exe	eManager.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2013.3.1	1.2013.3.1
Цифровой идентификатор ПО	D3062D8919C3F220 77D822DF4AE1EF4C	5FA735FE9154FDD6 15929F221A342C16
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD-5	MD-5

(Измененная редакция, Изм. № 1).

8.2.1.2 Провести проверку номеров версий файлов eServer.exe, eManager.exe.

Проверку проводить с использованием стандартных средств ПО системы. Проверка считается успешной, если отображаемый на экране компьютера номер версии контролируемого файла совпадает с приведенным в таблице 3. При обнаружении несоответствия проверка прекращается до устранения обнаруженного несоответствия.

8.2.1.3 Определение цифрового идентификатора ПО

Установить на выбранном в соответствии с 8.2.1.2 компьютере программу «MD5 Hasher.exe», входящую в комплект средств проверки. Запустить программу с помощью двойного щелчка мыши на иконке программы. В открывшемся главном окне программы «MD5 Hasher.exe» нажать кнопку «Обзор», после чего в открывшемся окне найти каталог, в котором находится рассматриваемый файл. Выбрать этот файл, кликнув на нем левой кнопкой мыши и нажать кнопку «Открыть». Сразу после этого в окне «MD5 хэш» появится цифровой идентификатор рассматриваемого файла. Убедиться, что отображаемый на экране компьютера цифровой идентификатор файла совпадает с приведенным в таблице 3. При обнаружении несоответствия проверка прекращается до устранения обнаруженного несоответствия.

8.2.2 Проверка функционирования счетчиков электрической энергии

Проверяют работу всех сегментов индикаторов счетчиков, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности. Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год) текущему времени. Проверяют функционирование оптических портов счетчиков с помощью переносного компьютера с ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и оптической считывающей головки. Проверку считают успешной, если результаты опроса содержат данные счетчиков.

8.2.3 Проверка функционирования сервера баз данных и компьютера АРМ АИИС КУЭ

8.2.3.1 Проводят опрос всех счетчиков электрической энергии, входящих в АИИС КУЭ с помощью сервера баз данных, оснащенного СПО «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ».

Опробование считать успешным, если по завершению опроса всех счетчиков в отчетах, представленных в СПО «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ», функционирующего на сервере баз данных и компьютере АРМ, присутствуют показания по нагрузке и энергопотреблению с указанием текущей даты и времени.

8.2.3.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере баз данных АИИС КУЭ. Проверку считают успешной, если глубина хранения результатов измерений, состояний объектов и средств измерений не менее 3,5 лет.

8.2.3.3 Проверяют защиту ПО на сервере баз данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «Пароль» вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.2.4 Проверка функционирования вспомогательных устройств

Преобразователи интерфейсов из состава АИИС КУЭ считают исправными, если отсутствует сигнализация неисправностей этих средств и опрос счетчиков системы по 8.2.3.1 прошел успешно.

8.2.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

Проверка считается успешной, если клеммные соединения в линии связи ТН-счетчик электрической энергии опломбированы и мощность нагрузки ТН согласно паспортам-протоколам и проектной документации на АИИС КУЭ соответствует требованиям ГОСТ 1983.

8.2.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

Проверка считается успешной, если клеммные соединения в линии связи ТТ-счетчик электрической энергии опломбированы и мощность нагрузки ТТ согласно паспортам-протоколам и проектной документации на АИИС КУЭ соответствует требованиям ГОСТ 7746.

8.2.7 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой измерительных трансформаторов напряжения и счетчиком

Проверка считается успешной, если согласно паспортам-протоколам и проектной документации на АИИС КУЭ для всех ТН системы падение напряжения в линии связи между вторичной обмоткой измерительных трансформаторов напряжения и счетчиком не превышает 0,25 % от номинального значения напряжения на вторичной обмотке ТН.

8.3 Проверка метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ

ИК АИИС КУЭ характеризуется следующими составляющими погрешности измерения электрической энергии и мощности:

- предел допускаемой относительной погрешности напряжения δ_U , %, и угловой погрешности Θ_U , мин, измерительного трансформатора напряжения, определяемый классом точности трансформатора;

- предел допускаемой относительной токовой погрешности δ_I , % и угловой погрешности Θ_I , мин, измерительного трансформатора тока, определяемый классом точности трансформатора ;

- предел допускаемой относительной погрешности измерения электрической энергии счетчиком, определяемый классом точности счетчика, $\delta_{сч}$, %;

- пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных δ_1 равны $\pm 0,01$ %;

- пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения энергии δ_2 равны $\pm 0,01$ %;

- пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности δ_3 равны $\pm 0,01$ %;

- пределы допускаемого отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени, определяемого в шкале времени UTC(SU) при работающей системе коррекции времени ± 5 с.

Относительная погрешность измерения электрической энергии и средней мощности определяется расчетным путем согласно Приложению А на основе приведенных выше составляющих погрешности ИК.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

8.3.1 Поверка измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения из состава ИК АИИС КУЭ поверяют по ГОСТ 8.216 с периодичностью, установленной при утверждении типа трансформатора напряжения. В ходе поверки проверяется соответствие фактических значений погрешности напряжения и угловой погрешности трансформатора напряжения нормативным требованиям.

8.3.2 Поверка измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока из состава ИК АИИС КУЭ поверяют по ГОСТ 8.217 с периодичностью, установленной при утверждении типа трансформатора тока. В ходе поверки проверяется соответствие токовой и угловой погрешностей трансформатора тока нормативным требованиям.

8.3.3 Поверка счетчиков электрической энергии

Счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03М поверяют с периодичностью 12 лет согласно документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки. ИЛГШ.411152.145 РЭ1».

Счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 поверяют с периодичностью 10 лет согласно документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1».

Счетчики электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М поверяют с периодичностью 12 лет согласно документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Методика поверки». ИЛГШ.411152.146 РЭ1».

В ходе поверки проверяется соответствие метрологических характеристик счетчиков нормативным требованиям.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

8.3.4 Определение отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в шкале времени UTC(SU) при работающей системе коррекции времени

8.3.4.1 Проверка часов сервера баз данных.

Готовят к работе и включают в соответствии с п.2 Руководства по эксплуатации ЦВИЯ.468157.080 РЭ навигационный приемник МНП-МЗ. В конце любой минуты по показаниям приемника МНП-МЗ* t_0 производят пуск секундомера. В конце любой минуты по показаниям часов сервера баз данных $t_{сер}$ остановить секундомер. Расхождение показаний часов сервера баз данных $t_{сер}$ с показаниями приемника МНП-МЗ t_0 с учетом показаний секундомера $t_{сек}$ по абсолютной величине не должно превышать 1 с.

* В качестве источников точного времени могут использоваться тайм-сервера первого уровня (Stratum 1) ФГУП «ВНИИФТРИ», работающие в сети Интернет от сигналов рабочей шкалы Государственного первичного эталона времени и частоты РФ (см. Бюллетень В 13/2010). При этом смещение (offset) часов используемого компьютера относительно эталонного времени, контролируемое с помощью интерпретатора команд CMD.EXE, входящего в состав ОС «Windows XP», не должно превышать 0,1 с.

8.3.4.2 Проверка коррекции показаний встроенных часов счетчиков АИИС КУЭ.

Распечатывают журналы событий всех счетчиков электрической энергии из состава АИИС КУЭ.

Расхождение времени часов счетчик – сервер баз данных в момент времени, предшествующий коррекции, по абсолютной величине не должно превышать 3 с.

8.3.4.3 Определение отклонения показаний часов счетчиков системы от действительного времени, определяемого в шкале времени UTC(SU).

Отклонение показаний часов определяют для всех счетчиков электрической энергии, входящих в АИИС КУЭ.

По показаниям используемого в соответствии с п.8.3.4.1 источника точного времени для момента времени t_0 произвести пуск секундомера. Вызвать на экран индикаторного табло счетчика показания по времени. Зафиксировать показания счетчика по времени $t_{сч}$ и показания секундомера $t_{сек}$ на момент снятия показаний со счетчика.

Вычислить отклонения показаний часов счетчиков системы от действительного времени, определяемого в шкале времени UTC(SU) Δt , с, по формуле

$$\Delta t = t_{сч} - (t_0 + t_{сек}). \quad (1)$$

Результат поверки считают положительным, если для каждого счетчика системы полученное отклонение показаний часов Δt по абсолютной величине не превышает 5 с.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

8.3.5 Определение относительной погрешности передачи и обработки данных

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Выводят на экран сервера баз данных с помощью СПО «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекомИнформ» данные за прошедшие полные сутки по поверяемому ИК: значения электрической энергии за 30-минутные интервалы времени $E(i)_{\text{АИИС}}$, кВт·ч (квар·ч), где «i» - номер 30-минутного интервала времени, $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

С помощью установленного на переносном компьютере типа «NoteBook» ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» считывают значения профиля мощности счетчика из состава поверяемого ИК за те же сутки $N(i)$, $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается.

Для каждого 30-минутного интервала времени вычисляют действительное значение электрической энергии $E(i)$, кВт·ч (квар·ч), по формуле

$$E(i) = N(i) \cdot K_T \cdot K_H / 2, \quad (2)$$

где $N(i)$ – значение из внутренних регистров счетчика за 30-минутный интервал времени, хранящееся в соответствующем массиве профиля мощности счетчика электрической энергии, кВт·ч (квар·ч);

K_T и K_H - коэффициенты трансформации по току и напряжению соответственно, указанные в технической документации на измерительные трансформаторы.

Относительную погрешность передачи и обработки данных δ_1' , %, вычисляют по формуле

$$\delta_1' = (E(i)_{\text{АИИС}} / E(i) - 1) \cdot 100. \quad (3)$$

Результат поверки считают положительным, если полученное значение относительной погрешности δ_1' по модулю не превышает 0,01 %.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

8.3.6 Определение относительной погрешности вычисления приращения энергии

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Выводят на экран сервера баз данных с помощью СПО «Информационно-вычислительный комплекс «ЭлекоИнформ» следующие данные по поверяемому ИК: значение приращения энергии за прошедшие сутки $E_{\text{АИИС}}$, кВт·ч (квар·ч); значения электрической энергии за 30-минутные интервалы времени рассматриваемых суток $E(i)_{\text{АИИС}}$, кВт·ч (квар·ч), $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

Относительную погрешность вычисления приращения энергии δ_2' , %, вычисляют по формуле

$$\delta_2' = \left(\frac{E_{\text{АИИС}}}{\sum_{i=1}^{48} E(i)_{\text{АИИС}}} - 1 \right) \cdot 100. \quad (4)$$

Результат поверки считают положительным, если полученное значение относительной погрешности δ_2' по модулю не превышает 0,01 %.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

8.3.7 Определение относительной погрешности вычисления средней мощности

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Вывести на экран сервера баз данных с помощью СПО «Информационно-вычислительный комплекс «Энергоинформ» значение средней мощности $P(i)_{\text{АИИС}}$, кВт (квар), и значение электрической энергии $E(i)_{\text{АИИС}}$, кВт·ч (квар·ч), за выбранный 30-минутный интервал времени рассматриваемых суток по поверяемому ИК.

Вычислить действительное значение средней мощности P , кВт(квар), за 30-минутный интервал времени по формуле

$$P = E(i)_{\text{АИИС}} / \tau, \quad (5)$$

где $\tau = 0,5$ ч – значение длительности 30-минутного интервала времени;

i – номер текущего 30-минутного интервала времени.

Относительную погрешность вычисления средней мощности δ_3' , %, вычислить по формуле

$$\delta_3' = (P(i)_{\text{АИИС}} / P - 1) \cdot 100. \quad (6)$$

Результат поверки считают положительным, если полученное значение относительной погрешности δ_3' по модулю не превышает 0,01 %.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

8.3.8 Определение относительной погрешности измерения электрической энергии и средней мощности.

Относительную погрешность измерения активной и реактивной электрической энергии и средней мощности определяют при первичной поверке расчетным путем согласно Приложению А.

Результат поверки считают положительным, если полученное значение относительной погрешности по модулю не превышает указанной в технической документации АИИС КУЭ.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

9 Оформление результатов поверки

9.1 Результаты поверки АИИС КУЭ заносят в протокол поверки произвольной формы.

9.2 На основании положительных результатов поверки оформляют свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

9.3 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается непригодной к применению, свидетельство о поверке аннулируется и выписывается извещение о непригодности к применению в соответствии с Приказом Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

(Измененная редакция, Изм. № 1).

Зав.лаб. 264
ФГУП «УНИИМ»

Научный сотрудник лаб. 264
ФГУП «УНИИМ»



С.А. Засыпкин



О.Ю. Розина

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

Относительная погрешность измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности определяется расчетным путем аналогично РД 34.11.333-97, РД 34.11.334-97 на основе приведенных выше составляющих погрешности ИК АИИС КУЭ, и дополнительных погрешностей, соответствующих условиям применения.

А.1 В качестве показателей точности измерений электрической энергии и мощности принимаются соответственно границы $\pm \delta_E$ и $\pm \delta_P$, в пределах которых находится с доверительной вероятностью $P = 0,95$ суммарная погрешность измерений электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации.

А.2 Верхняя ($+\delta_E$) и нижняя ($-\delta_E$) границы интервала, в котором с доверительной вероятностью $P = 0,95$ находится относительная погрешность измерения электрической энергии за интервал времени τ , кратный периоду профиля мощности счетчика, рассчитывается на основании соотношения:

$$\delta_E = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{СЧ}^2 + \delta_1^2 + \delta_2^2}, \%$$

где $\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi} / \cos \varphi$ – для активной энергии, %;

$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \cos \varphi / \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}$ – для реактивной энергии, %;

δ_I и δ_U – пределы допускаемых значений амплитудных погрешностей трансформаторов тока и напряжения соответственно, %;

Θ_I и Θ_U – пределы допускаемых значений угловых погрешностей трансформаторов тока и напряжения соответственно, мин;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности контролируемого присоединения;

δ_L – предел допускаемой погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения, %;

$\delta_{СЧ}$ – предел допускаемой погрешности счетчика в рабочих условиях $\cos \varphi$, %;

$\delta_1 = 0,01$ % – предел допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных;

$\delta_2 = 0,01$ % – предел допускаемой относительной погрешности вычисления приращения энергии.

(Измененная редакция, Изм. № 1).

А.3 Верхняя ($+\delta_P$) и нижняя ($-\delta_P$) границы интервала, в котором с доверительной вероятностью $P = 0,95$ находится относительная погрешность измерения средней мощности, усредненной за интервал времени τ , кратный периоду профиля мощности счетчика, рассчитывается на основании соотношения:

$$\delta_P = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{СЧ}^2 + \delta_1^2 + \delta_3^2 + \delta_\tau^2}, \%$$

где $\delta_3 = 0,01$ % – предел допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности;

$\delta_\tau = 100 \cdot \Delta t / \tau$, %, τ – рассматриваемый интервал времени, с.