

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

«29» 12 2016 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии  
филиала АО «ОБЛКОММУНЭНЕРГО» - «ТАГИЛЭНЕРГОСЕТИ»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ  
МП 175-264-2016

Екатеринбург  
2016

## ПРЕДИСЛОВИЕ

### 1 РАЗРАБОТАНА

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

### 2 ИСПОЛНИТЕЛИ

Засыпкин С.А, Розина О.Ю.

### 3 УТВЕРЖДЕНА ФГУП «УНИИМ»

«18» 12 \_\_\_\_\_ 2016 г.

### 4 ЗАРЕГИСТРИРОВАНА ФГУП «УНИИМ»

МП 175-264-2016

### 5 ВВОДИТСЯ

впервые

## СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1 Область применения .....	1
2 Нормативные ссылки .....	2
3 Операции поверки .....	2
4 Средства поверки .....	3
5 Требования к квалификации поверителей и технике безопасности .....	5
6 Условия поверки .....	5
7 Подготовка к поверке .....	5
8 Проведение поверки .....	6
8.1 Внешний осмотр .....	6
8.2 Проверка идентификационных данных метрологически значимой части программного обеспечения .....	7
8.3 Опробование .....	7
8.4 Проверка метрологических характеристик .....	9
9 Оформление результатов поверки .....	12
Приложение А (рекомендуемое). Определение относительной погрешности измерения электрической энергии и средней мощности .....	13

Государственная система обеспечения единства измерений. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Облкоммунэнерго» - «Тагилэнергосети». Методика поверки	МП 175-264-2016
--	-----------------

Дата введения \_\_\_\_\_

## 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Облкоммунэнерго» - «Тагилэнергосети» (в дальнейшем – АИИС КУЭ) и устанавливает методику поверки измерительных каналов (ИК) системы.

Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ в целях утверждения типа.

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

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, входящие в состав ИК АИИС КУЭ, поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа.

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта АИИС КУЭ, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались.

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ. Поверка ИК АИИС КУЭ в рамках настоящей методики проводится расчетно-экспериментальным методом. При этом экспериментально проверяется соответствие нормативным требованиям значений составляющих погрешности ИК. Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывается в соответствии с Приложением А на основе информации о значениях составляющих погрешности и дополнительных погрешностей, соответствующих условиям эксплуатации АИИС КУЭ.

## 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:  
ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;  
ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;  
ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;  
ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия;  
ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;  
ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности;  
ГОСТ 8.567-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения времени и частоты. Термины и определения.  
Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;  
Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;  
РД 34.11.333-97 «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;  
РД 34.11.334-97 «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности»;  
ГОСТ Р МЭК 61107-2001 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными»;  
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».

## 3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки АИИС КУЭ должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.

В случае невыполнения хотя бы одной операции поверка соответствующего ИК прекращается, ИК снимается с поверки до устранения обнаруженных недостатков.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта МП	Проведение операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1 Внешний осмотр	8.1	Да	Да
2 Проверка идентификационных данных метрологически значимой части программного обеспечения АИИС КУЭ	8.2	Да	Да
3 Опробование:	8.3		
3.1 Проверка функционирования счетчиков электрической энергии	8.3.1	Да	Да
3.2 Проверка функционирования сервера баз данных АИИС КУЭ	8.3.2	Да	Да
3.3 Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.3.3	Да	Да
3.4 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.3.4	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
3.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.3.5	Да	Да
3.6 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой измерительных трансформаторов напряжения и счетчиков электрической энергии	8.3.6	Да	Да
4 Проверка метрологических характеристик	8.4	Да	Да
4.1 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ*: счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения	8.4.1	Да	Да
4.2 Определение относительной погрешности передачи и обработки данных	8.4.2	Да	Да
4.3 Определение относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии	8.4.3	Да	Да
4.4 Определение относительной погрешности вычисления средней мощности	8.4.4	Да	Да
4.5 Определение отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в национальной шкале времени UTC(SU)** при работающей системе коррекции времени	8.4.5	Да	Да
4.6 Определение относительной погрешности измерения электрической энергии и средней мощности	8.4.6	Да	Нет
* Периодичность поверки – в соответствии с методикой поверки на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ.			
** UTC(SU) – национальная шкала координированного времени Российской Федерации (см. 3.1.15 ГОСТ 8.567-2014).			

#### 4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки ИК АИИС КУЭ необходимо применять средства поверки и вспомогательные средства, указанные в описаниях типа на измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, входящие в состав ИК АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки и вспомогательные средства

№ п/п	Наименование и тип основного или вспомогательного средства поверки, обозначение документа, регламентирующего технические требования и (или) метрологические и основные технические характеристики
1	2
1	Термогигрометр Center 313, диапазон измерений температуры от -20 до +60 °С, предел допускаемой погрешности ±0,7 °С, техническая документация фирмы CENTER Technology, Corp, Тайвань

Продолжение таблицы 2

1	2
2	Приемник навигационный МНП-М3, пределы допускаемой инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) формирования метки времени, выдаваемой потребителям, по отношению к шкале времени UTC(SU) $\pm 100$ нс
3	Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011
4	Средства поверки измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003
5	Средства поверки счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.02 в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ
6	Средства поверки счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.
7	Средства поверки счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.
8	Средства поверки счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.126 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2005 г.
9	Средства поверки счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.
10	Средства поверки счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.03.2011 г.
11	Средства поверки счетчиков электроэнергии СЕ 301 в соответствии с документом «Счетчики активной электрической энергии трехфазные СЕ 301. Методика поверки» ИНЕС.411152.091 Д1, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.
12	Средства поверки счетчиков электроэнергии СЕ 303 в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии трехфазные СЕ 303. Методика поверки» ИНЕС.411152.081 Д1, утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.
13	Средства поверки счетчиков электроэнергии ЦЭ6850 по документу «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки» ИНЕС.411152.034 Д1, утвержденному ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2002 г.

## Продолжение таблицы 2

1	2
14	Средства поверки счетчиков электроэнергии ЕвроАльфа в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.
15	Переносной компьютер с установленной операционной системой Windows, программным обеспечением для считывания данных со счетчика и оптическим считывающим устройством по ГОСТ Р МЭК 61107-2001 в соответствии с эксплуатационной документацией счетчика
16	Программа «MD5 Hasher» для проверки идентификационных данных программного обеспечения

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

## 5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ И ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ

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

5.2 При проведении поверки должны быть соблюдены требования ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики электроэнергии, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

## 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 на компоненты АИИС КУЭ и на АИИС КУЭ в целом;
- свидетельства о поверке измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), счетчиков электрической энергии, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, и свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы информационно-измерительных комплексов;



- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- 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 течение времени и в условиях, установленных в эксплуатационной документации 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.

7.2 Перед проведением поверки решается следующий комплекс вопросов.

Пользователь АИИС КУЭ готовит заверенные перечни поверяемых ИК с указанием наименования объекта (присоединения), вида измеряемой величины, типов, заводских номеров, классов точности счетчиков электрической энергии, типов, заводских номеров, классов точности и коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Определяется состав персонала, привлекаемого к проведению поверки, и проводится его инструктаж.

Поверитель знакомится с эксплуатационной документацией на компоненты и на АИИС КУЭ в целом.

Поверитель проверяет наличие действующих свидетельств о поверке измерительных трансформаторов тока и напряжения и счетчиков электрической энергии, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, наличие оформленных паспортов-протоколов всех информационно-измерительных комплексов.

## **8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

### **8.1 Внешний осмотр**

При проведении внешнего осмотра необходимо убедиться, что:

- фактический состав средств измерений АИИС КУЭ соответствует оборудованию, указанному в описании типа АИИС КУЭ и в эксплуатационной документации системы;

- фактический состав технических и программных средств информационно-вычислительного комплекса соответствует указанному в эксплуатационной документации системы;

- средства измерений из состава ИК: измерительные трансформаторы напряжения и тока, счетчики электроэнергии имеют действующие свидетельства о поверке. Если в результате проверки наличия действующих свидетельств о поверке указанных средств измерений получен отрицательный результат, то средство измерений поверяют в соответствии с п. 8.4.1 настоящей методики поверки;

- присутствуют необходимые для средств коммерческого учета пломбы и клейма;

- измерительные компоненты, входящие в состав ИК, исправны и на них нет видимых механических повреждений;

- в местах подключения проводных линий отсутствуют следы коррозии и нагрева;

- условия эксплуатации средств измерений и оборудование из состава ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, указанным в технической документации системы.

8.2 Проверка идентификационных данных метрологически значимой части программного обеспечения АИИС КУЭ

8.2.1 Метрологически значимая часть программного обеспечения АИИС КУЭ включает файл PSO.exe из состава программного обеспечения «Программный комплекс «Энергосфера» (далее – ПК «Энергосфера»), функционирующего на сервере баз данных АИИС КУЭ, наименование и идентификационные данные которого представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

<b>Идентификационные данные (признаки)</b>	<b>Значение</b>
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.0
Цифровой идентификатор ПО	a121f27f261ff8798132d82dcf761310
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

8.2.2 Провести проверку номера версии файла PSO.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.

8.2.3 Определение цифрового идентификатора ПО.

Установить на выбранном в соответствии с 8.2.1 компьютере программу «MD5 Hasher.exe», входящую в комплект средств поверки. 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 программы «MD5 Hasher.exe» 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.

### 8.3 Опробование

#### 8.3.1 Проверка функционирования счетчиков электрической энергии

При проверке выполняют следующие операции:

- проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике. При отсутствии или нарушении таких пломб дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ выполняют после исправления обнаруженных недостатков;

- проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности;

- проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Оптический порт подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком;

- проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год).

### 8.3.2 Проверка функционирования сервера баз данных АИИС КУЭ

При проверке выполняют следующие операции:

- проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии;
- проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере АИИС КУЭ;
- проверяют защиту программного обеспечения, установленного на компьютерах 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.

### 8.3.3 Проверка функционирования вспомогательных устройств

Убеждаются в исправности преобразователей интерфейсов по состоянию их световой индикации. Вспомогательные устройства считаются исправными, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

### 8.3.4 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

При проверке выполняют следующие операции:

- проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи измерительных трансформаторов напряжения со счетчиком электрической энергии. При отсутствии или нарушении таких пломб дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ выполняют после исправления обнаруженных недостатков;
- проверяют мощность нагрузки измерительных ТН. Проверка считается успешной, если согласно паспортам-протоколам, утвержденным в установленном порядке, мощность нагрузки вторичных цепей измерительных ТН соответствует требованиям ГОСТ 1983-2001.

### 8.3.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

При проверке выполняют следующие операции:

- проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи измерительных трансформаторов тока со счетчиком электрической энергии. При отсутствии или нарушении таких пломб дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ выполняют после исправления обнаруженных недостатков;
- проверяют мощность нагрузки измерительных трансформаторов тока. Проверка считается успешной, если согласно паспортам-протоколам, утвержденным в установленном порядке, мощность нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ соответствует требованиям ГОСТ 7746-2001.

### 8.3.6 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой измерительных трансформаторов напряжения и счетчиком электрической энергии

Проверка считается успешной, если согласно паспортам-протоколам, утвержденным в установленном порядке, падение напряжения в линии связи между вторичной обмоткой измерительных трансформаторов напряжения и счетчиком электрической энергии не превышает 0,25 % от номинального значения напряжения на вторичной обмотке измерительных трансформаторов напряжения.

## 8.4 Проверка метрологических характеристик

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

- пределы допускаемой относительной погрешности напряжения  $\delta_U$ , %, и угловой погрешности  $\Theta_U$ , угл.мин., измерительного трансформатора напряжения, определяемые классом точности трансформатора;
- пределы допускаемой относительной токовой погрешности  $\delta_I$ , %, и угловой погрешности  $\Theta_I$ , угл.мин., измерительного трансформатора тока, определяемые классом точности трансформатора ;
- пределы допускаемой относительной погрешности измерения электрической энергии счетчиком, определяемые классом точности счетчика,  $\delta_{сч}$ , %;
- пределы допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных  $\delta_1$  составляют  $\pm 0,01$  %;
- пределы допускаемой относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии  $\delta_2$  составляют  $\pm 0,01$  %;
- пределы допускаемой относительной погрешности вычисления средней мощности  $\delta_3$  составляют  $\pm 0,01$  %;
- пределы допускаемого отклонения показаний часов любого компонента системы от действительного времени в национальной шкале времени UTC(SU) при работающей системе коррекции времени  $\Delta_4 \pm 5$  с.

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

### 8.4.1 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ: счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

#### 8.4.1.1 Поверка измерительных трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения из состава ИК АИИС КУЭ поверяют по ГОСТ 8.216-2011 с периодичностью, установленной при утверждении типа трансформатора напряжения. В ходе поверки проверяется соответствие фактических значений погрешности напряжения и угловой погрешности трансформатора напряжения нормативным требованиям.

#### 8.4.1.2 Поверка измерительных трансформаторов тока.

Трансформаторы тока из состава ИК АИИС КУЭ поверяют по ГОСТ 8.217-2003 с периодичностью, установленной при утверждении типа трансформатора тока. В ходе поверки проверяется соответствие токовой и угловой погрешностей трансформатора тока нормативным требованиям.

#### 8.4.1.3 Поверка счетчиков электрической энергии.

Счетчики электрической энергии поверяют по методике поверки, установленной при утверждении типа средства измерений. Документы на поверку применяемых в АИИС КУЭ типов счетчиков электрической энергии указаны в таблице 2 настоящей методики поверки.

В ходе поверки проверяется соответствие метрологических характеристик счетчиков нормативным требованиям.

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

8.4.2.1 Проверка хода 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 любого часа по показаниям приемника МНП-МЗ проверяют показания часов сервера баз данных. Расхождение показаний часов сервера баз данных с показаниями приемника по абсолютной величине не должно превышать 1 с.

8.4.2.2 Проверка коррекции времени 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 2 с.

8.4.2.3 Определение отклонения показаний часов счетчиков системы от действительного времени в национальной шкале времени UTC(SU) при работающей системе коррекции времени

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

Зафиксировать показания используемого в соответствии с п.8.4.2.1 источника точного времени  $t_0$ . Вызвать на экран индикаторного табло и зафиксировать показания счетчика по времени  $t_{сч}$ .

Вычислить отклонение показаний встроенных часов счетчика системы  $\Delta t$ , с, по формуле

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

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

8.4.3 Определение относительной погрешности передачи и обработки данных

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Выводят на экран сервера баз данных с помощью ПК «Энергосфера» 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,  $i = 1, 2, 3, \dots, 48$ .

---

\* 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.

С помощью установленного на переносном компьютере ПО для считывания данных со счетчика и оптического считывающего устройства, указанных в технической документации счетчика, считывают значения из регистров 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

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

где  $N(i)$  – значение из регистров профиля мощности 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  $\delta_1'$ , %, рассчитать по формуле

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

Результат поверки считают положительным, если полученное значение погрешности  $\delta_1'$  по абсолютной величине не превышает 0,01 %.

#### 8.4.4 Определение относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Выводят на экран сервера баз данных с помощью ПК «Энергосфера» следующие данные по поверяемому ИК: значение приращения энергии за рассматриваемые 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 электрической энергии  $\delta_2'$ , %, рассчитать по формуле

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

Результат поверки считают положительным, если полученное значение погрешности  $\delta_2'$  по абсолютной величине не превышает 0,01 %.

#### 8.4.5 Определение относительной погрешности вычисления средней мощности.

Погрешность определять для каждого ИК АИИС КУЭ.

Вывести на экран сервера баз данных с помощью ПК «Энергосфера» 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 за 30-ти минутный интервал времени  $P$ , кВт (квар), по формуле

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

где  $\tau_{\text{час}} = 0,5$  ч – значение длительности 30-минутного интервала времени;  
 $i$  – номер текущего 30-минутного интервала времени.

Относительную погрешность вычисления средней мощности  $\delta_3'$ , %, рассчитать по формуле

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

Результат поверки считают положительным, если полученное значение погрешности  $\delta_3'$  по абсолютной величине не превышает 0,01 %.

8.4.6 Определение относительной погрешности измерения электрической энергии и средней мощности

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

## 9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 По результатам поверки оформляют протокол поверки произвольной формы, в котором приводят результаты определения метрологических характеристик и заключение по результатам поверки.

9.2 На основании положительных результатов поверки выписывают 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».

Заведующий лабораторией 264 ФГУП «УНИИМ»



Засыпкин С.А.

Н.с. лаб. 264 ФГУП «УНИИМ»



Розина О.Ю.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(рекомендуемое)

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И СРЕДНЕЙ МОЩНОСТИ

Погрешность ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности рассчитывают в соответствии с РД 34.11.333-97 и РД 34.11.334-97 на основе информации о значениях составляющих погрешностей ИК АИИС КУЭ.

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

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

$$\delta_E = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_n^2 + \delta_{сч}^2 + \delta_1^2 + \delta_2^2}, \quad (\text{A.1})$$

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, %;

$\delta_I$  и  $\delta_U$  – пределы допускаемых значений токовой погрешности измерительного трансформатора тока и погрешности напряжения измерительного трансформатора напряжения соответственно, %;

$\theta_I$  и  $\theta_U$  – пределы допускаемых значений угловых погрешностей измерительных трансформаторов тока и напряжения соответственно, угловые минуты;

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

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

$\delta_{сч}$  – предел допускаемой погрешности счетчика в рабочих условиях применения, %.

Верхняя граница  $+\delta_P$ , %, и нижняя граница  $-\delta_P$ , %, интервала, в котором с доверительной вероятностью  $P = 0,95$  находится относительная погрешность измерения средней мощности, усредненной за интервал времени  $\tau$ , кратный периоду профиля мощности счетчика, рассчитывается на основании соотношения:

$$\delta_P = 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_n^2 + \delta_{сч}^2 + \delta_1^2 + \delta_3^2 + \delta_\tau^2}, \quad (\text{A.2})$$

где  $\delta_\tau = 100 \cdot \Delta \neq / \tau$ , %;  $\tau$  – длительность рассматриваемого интервала времени, с.