

**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ  
ВНИИМС**

**УТВЕРЖДАЮ:**

**Заместитель директора  
ФГУП «ВНИИМС»**



**В. Н. Яншин**

**«16» ноября 2015 г.**

**Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
ОАО «Уралкалий» с Изменением № 1, № 2**

**Методика поверки**

*и.р. 37635-16*

**Москва  
2015**

**Содержание**

	Стр.
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3
2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	3
3. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ .....	5
4. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	6
5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	6
6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	8
7. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ .....	8
8. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	8
9. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	9
10. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ .....	12
11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	13
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ).....	14
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	21

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уралкалий» с Изменениями № 1, № 2 (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 001, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами ПАО «Уралкалий», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Перечень ИК приведен в Приложении А.

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит каждый измерительный канал (далее – ИК) АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (позлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа. Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ. Интервал между поверками АИИС КУЭ - раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, 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. В этом случае оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

## 2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения»;

Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержден Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815;

ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений»;

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

ГОСТ Р 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей»;

- ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;  
МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;  
ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;  
ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;  
ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;  
ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)»;  
ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»;  
ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;  
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 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности»;  
«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» 2014 г.

### 3. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1. Подготовка к проведению поверки	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ и УСПД	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.7	Да	Да
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.8	Да	Да
10. Проверка погрешности часов компонентов системы	9.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.10	Да	Да
12. Подтверждение соответствия программного обеспечения	10	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	11	Да	Да

#### 4. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют основные средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а так же следующие средства поверки:

- средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ»;
- средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- средства поверки УСПД RTU-325 и RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, ( $\Delta = \pm 0,7^\circ\text{C}$ ); диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 % ( $\delta = \pm 2,5\%$ );
- измеритель магнитного поля «ИМП-04», диапазон измерений 70 нТл ... 5000 нТл ( $\Delta = \pm (0,1 \cdot V_{\text{изм}} + 30)$ );
- Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

Примечания:

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.
2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь действующие свидетельства о поверке.

#### 5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

5.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

5.2 Определение погрешности системного времени и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и

прошедшим обучение работы с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.4 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 Поверка счетчиков СЭТ-4ТМ.03, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы по поверке счетчиков и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.6 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 МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей» 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.7 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 МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей» 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.8 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 параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

#### **ВНИМАНИЕ.**

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств

измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой выполнения измерений.

## 6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-75.

6.3 Все оперативные отключения и включения должны проводиться руководителем работ в соответствии с программой проведения работ, утвержденной в установленном порядке.

## 7. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

## 8. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельств 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 интервал между поверками (только при периодической поверке);
- акты, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ;
- акты, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.2 Перед проведением поверки на месте эксплуатации АИИС КУЭ выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.6, 9.7, 9.8.



## **9. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

### **9.1 Внешний осмотр**

9.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений компонентов АИИС КУЭ, наличие поверительных пломб и клейм на измерительных компонентах.

9.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, наличие шильдиков и маркировку компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

9.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ.

9.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

При обнаружении несоответствий по п. 9.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **9.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ**

9.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» и напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки», счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ.

При обнаружении несоответствий по п. 9.2.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **9.3 Проверка счетчиков электрической энергии**

9.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз.

9.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

9.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

9.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

При обнаружении несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ и УСПД**

9.4.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) 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.

9.4.2 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

9.4.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.4.4 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ.

9.4.5 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

9.4.6 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

9.4.7 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

9.4.8 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора УСПД.

При обнаружении несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

### **9.5.1 Проверка функционирования модемов**

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

### **9.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса**

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО.

При обнаружении несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

9.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

9.6.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения**

9.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков**

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения  $U_{\text{л}}$  в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

При обнаружении несоответствий по п. 9.8 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.9 Проверка погрешности часов ИК АИИС КУЭ**

### **9.9.1 Проверка СОЕВ**

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов УСПД, получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени УССВ. Расхождение показаний радиочасов с часами УСПД не должно превышать  $\pm 1$  с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.9.2 Распечатывают журнал событий УСПД, выделив события, соответствующие сличению часов УСПД и сервера. Расхождение времени часов корректируемого и корректирующего компонента в момент предшествующий коррекции не должно превышать  $\pm 2$  с.

9.9.3 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и УСПД. Расхождение времени часов корректируемого и корректирующего компонента в момент предшествующий коррекции не должно превышать  $\pm 2$  с.

9.9.3 Погрешность часов ИК АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.10 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена**

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

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

9.10.1 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом и профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

9.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютеров (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.10.3 Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального компьютера (сервера БД) полученные по п. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

9.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 в реальном режиме времени сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

При обнаружении несоответствий по п. 9.10 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **10. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ**

Проверка выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.564-2009 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

Операции проверки идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) предусматривают экспериментальное подтверждение соответствия идентификационных данных ПО заявленным.

10.1 Убедиться что идентификационное наименование и номер версии ПО соответствуют заявленным.

10.2 Проверка цифрового идентификатора ПО.

На выделенных модулях ПО проверить Цифровые идентификаторы. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО. Для чего нужно запустить менеджер файлов, позволяющих производить хэширование файлов. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить необходимые файлы. Далее в закладке Файл Главного меню выбрать команду – Просчитать хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выде-

ленным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Сведения об идентификационных данных (признаках) ПО СИ и методах его идентификации фиксируют в виде, представленном в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационное наименование программного обеспечения	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения

## 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

11.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 с указанием причин.

**Приложение А**  
(обязательное)

Таблица А.1 – Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ

1	2	3			4	5			6	7	8	9												
		Канал измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Гореистра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип	Заводской номер	Кт. Ктн. Ксч				УСПД	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики ИК										
37	ВТЭЦ-10 ГРУ-6 кв. яч. 4 6 кв. ВКПРУ-1	Счетчик	KT=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03	0104062026	4800	RTU-325 Гореистр 37288-08, зав. № 1814	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	Активная Реактивная	± 0,9 ± 2,0	± 5,4 ± 2,7	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>	УСПД	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК (± δ), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (± δ), %							
																		ТН	КТ=0,2 Ктн=6000/√3/100/√3 № 3344-04	ТТФМ-10	1569	2047	2067	2065
		ТТ	КТ=0,5 Ктн=400/5 № 814-53	ТТФМ-10	1566	-	-	-																
									А	ТТФМ-10	1566	-	-	-										

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
38	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кв яч. 5 6 кв БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 518-50	А	ТПОФ	34150	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 0,9 ± 2,0	± 5,4 ± 2,7
				В	-	-				
				С	ТПОФ	34185				
		А	ЗНОЛ.06-6	2047						
		В	ЗНОЛ.06-6	2067						
		С	ЗНОЛ.06-6	2065						
39	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кв яч. 6 6 кв БКПРУ-1	Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062034	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 0,9 ± 2,0	± 5,4 ± 2,7
				А	ТПОЛ-10	18426				
				В	-	-				
		С	ТПОЛ 10	18403						
		А	ЗНОЛ.06-6	2047						
		В	ЗНОЛ.06-6	2067						
40	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кв яч. 7 6 кв БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5S Ктт=600/5 № 1261-02	А	ТПОЛ-10 УЗ	5096	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 0,9 ± 2,0	± 4,7 ± 2,9
				В	-	-				
				С	ТПОЛ-10 УЗ	5095				
		А	ЗНОЛ.06-6	2047						
		В	ЗНОЛ.06-6	2067						
		С	ЗНОЛ.06-6	2065						

КТУ-325 Госреестр 37288-08,  
зав. №1814

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
41	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 8 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	146	7200	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$	± 0,9	± 5,4			
				В	-	-							
				С	ТПОЛ-10	168							
		ТН	КТ=0,2 Ктн=6000/√3/100/√3 № 3344-04	А	ЗНОЛ.06-6	2047					Активная	± 2,0	± 5,4
				В	ЗНОЛ.06-6	2067					Реактивная	± 2,0	± 2,7
				С	ЗНОЛ.06-6	2065							
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061243									
42	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 11 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 518-50	А	ТПОФ	25759	7200	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$	± 0,9	± 5,4			
				В	-	-							
				С	ТПОФ	25762							
		ТН	КТ=0,2 Ктн=6000/√3/100/√3 № 3344-04	А	ЗНОЛ.06-6	2047					Активная	± 2,0	± 5,4
				В	ЗНОЛ.06-6	2067					Реактивная	± 2,0	± 2,7
				С	ЗНОЛ.06-6	2065							
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104061203									
43	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 12 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 518-50	А	ТПОФ	52881	7200	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$	± 0,9	± 5,4			
				В	-	-							
				С	ТПОФ	69586							
		ТН	КТ=0,2 Ктн=6000/√3/100/√3 № 3344-04	А	ЗНОЛ.06-6	2047					Активная	± 2,0	± 5,4
				В	ЗНОЛ.06-6	2067					Реактивная	± 2,0	± 2,7
				С	ЗНОЛ.06-6	2065							
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0104062011									

RTU-325 Госреестр 37288-08,  
зав. №1814



Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10	11
44	ВТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 20 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5S Ктт=600/5 № 1261-02	А	ТПОЛ-10 УЗ	5092	7200	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 4,9 ± 3,0	
				В	-	-						
				С	ТПОЛ-10 УЗ	5091						
		А	НТМИ-6	1107								
		В										
		С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03	0104064049									
45	ВТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 21 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	КТ=0,5 Ктт=600/5 № 518-50	А	ТПОФ	58610	7200	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8	
				В	-	-						
				С	ТПОФ	52609						
		А	НТМИ-6	1107								
		В										
		С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03	0103062077									
46	ВТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 22 6 кВ БКПРУ-1	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	162	7200	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8	
				В	-	-						
				С	ТПОЛ-10	145						
		А	НТМИ-6	1107								
		В										
		С										
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03	0104061175									

РТУ-325 Госреестр 37288-08,  
зав. №№ 1814



Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
50	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 34 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ КТ=0,5S Клт=600/5 № 1261-02	ТПОЛ-10	А	5093	RTU-325 Госреестр 37288-08, зав. № 1814	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 4,9 ± 3,0
				В	-					
				С	5094					
		ТН КТ=0,5 Клт=6000/100 № 380-49	НТМИ-6	А	1285					
				В						
				С						
Счетчик КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03	0104062048								
		А	25765							
		В	-							
51	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 45 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ КТ=0,5 Клт=600/5 № 518-50	ТПОФ	А	25765	7200	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8
				В	-					
				С	25776					
		ТН КТ=0,5 Клт=6000/100 № 380-49	НТМИ-6	А	1285					
				В						
				С						
Счетчик КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03	0104062041								
		А	26500							
		В	-							
52	БТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 51 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ КТ=0,5 Клт=600/5 № 1261-02	ТПОЛ-10	А	26500	7200	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8
				В	-					
				С	26506					
		ТН КТ=0,5 Клт=6000/100 № 2611-70	НТМИ-6-66	А	54					
				В						
				С						
Счетчик КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03	0103061106								

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4			5	6	7	8	9	10	11
53	ВТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 53 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 600/5 № 1261-59	А	ТПОЛ-10	30206	7200	RTU-325 Госрестр 37288-08, зав. №1814	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8	
				В	-	-							
		ТН	Ктн = 6000/100 № 2611-70	С	ТПОЛ-10	30204							54
54	ВТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 54 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 1000/5 № 1261-59	А	СЭТ-4ТМ.03	0104061036	12000	RTU-325 Госрестр 37288-08, зав. №1814	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8	
				В	-	-							
		ТН	Ктн = 6000/100 № 2611-70	С	28956	28956							7129
55	ВТЭЦ-10 ГРУ-6 кВ яч. 59 6 кВ ВКПРУ-1	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 600/5 № 1261-59	А	СЭТ-4ТМ.03	0104062046	7200	RTU-325 Госрестр 37288-08, зав. №1814	Энергия активная, W <sub>p</sub> Энергия реактивная, W <sub>q</sub>	Активная Реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 5,5 ± 2,8	
				В	-	-							
		ТН	Ктн = 6000/100 № 2611-70	С	3023	3023							54
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03			0104062032						