

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

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора
ФЕУП «ВНИИМС»



В. Н. Яншин

» 11 2014 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ООО «Гарантэнергосервис»**

Методика поверки

**Москва
2014**

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.....	7
7. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	8
8. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	8
9. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	8
10. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	12
11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	12
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ).....	13
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	21

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Гарантэнергосервис», (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 006/2014, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Гарантэнергосервис», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит каждый измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) 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»;

ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения»;

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 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;
- 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 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S).
- ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие техни-ческие условия.
- ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
- ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- ИЛГШ.411152.145 ТУ «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М. 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 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности»;
- ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) «Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

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	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 8.216-88 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства измерений в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %;
- 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 Проверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-88 «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 Проверка счетчиков, 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 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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», «Межотраслевых правил по

охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), 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 8.216-88 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки», счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1»; СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки.

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

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.

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, имеющихся 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 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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, имеющихся 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 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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_d 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 компонентов системы

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 сервера, получающего сигналы точного времени от УССВ. Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов корректируемого счетчика и корректирующего сервера БД. Расхождение времени часов корректируемого и корректирующего компонента в момент предшествующий коррекции не должно превышать ± 1 с.

9.9.3 СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ 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

10.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения указанных в описании типа:

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

10.2 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией – разработчиком СИ (ПО СИ);
- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. 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 ПР 50.2.006 с указанием причин.

Приложение А

(обязательное)

Таблица А.1 - Состав 1-го уровня АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня				К _{тг} , К _{тн} , К _{сч}	Наименование измеряемой вели- чины	Вид энергии	Метрологические ха- рактеристики				
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформа- ции, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	Основная Погреш- ность ИК, ± %				Погреш- ность ИК в рабочих ус- ловиях экс- плуатации, ± %				
1	ПС 110/35/6 "Выпозово", ВЛ-110 кВ "Валдайская-1"	ТТ	К _т = 0,5 К _{тг} = 300/5 № 2793-71	4		66000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7			
				ТН-1	К _т = 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05						A	ТФНД-110М	5
											B	ТФНД-110М	
		C	ТФНД-110М										
		ТН-2	К _т = 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	A	НКФ-110-57У1						942285		
				B	НКФ-110-57У1								
				C	НКФ-110-57У1								
		Счетчик	К _т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03							0108051171		
				A	ТВИ-110							61	
				B	ТВИ-110								
		2	ПС 110/35/10 кВ "Выпозово", ОБ-110 кВ	ТТ	К _т = 0,5 К _{тг} = 300/1 № 30559-05						4		330000
ТН-1	К _т = 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05					A	ТВИ-110	63					
						B	ТВИ-110						
				C	ТВИ-110								
ТН-2	К _т = 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 № 14205-05			A	НКФ-110-57У1	932909							
				B	НКФ-110-57У1								
				C	НКФ-110-57У1								
Счетчик	К _т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03		0109053019							
				A	НКФ-110-57У1		942512						
				B	НКФ-110-57У1								

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4			6	7	8	9	10
6	ПС 35/10 кВ "Насикино", ВЛ-10 кВ "Валдай" КРУН 10 кВ, яч. №2,	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 30/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	34432	600	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
		ТН	Кт = 0,5 Ктн = 10000/100 № 831-53	В	ТПЛ-10	34433					
		Счетчик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	С	ТПЛ-10	34434					
				А	НТМИ-10	815	СЭТ-4ТМ.03	0109067137			
				В							
7	ПС 110/35/10 кВ "Елисеево", Ввод ВЛ-110 кВ "Труд-Елисеево"	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 100/5 № 2793-71	А	ТФНД-110М	15	22000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
		ТН	Кт = 0,5 Ктн = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	В	ТФНД-110М	49					
		Счетчик	Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	С	ТФНД-110М	952996					
				А	НКФ-110-57У1	952841	СЭТ-4ТМ.03.01	0109052102			
				В	НКФ-110-57У1	952831					
8	ПС 110/35/10 "Труд", ВЛ-110 кВ "Труд-Елисеево"	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 300/5 № 26422-06	А	ТФ3М 110Б-IV	2830	66000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
		ТН	Кт = 0,5 Ктн = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	В	ТФ3М 110Б-IV	2829					
		Счетчик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	С	ТФ3М 110Б-IV	2831					
				А	НКФ-110-57У1	1047612	СЭТ-4ТМ.03	0109056154			
				В	НКФ-110-57У1	1047577					
				С	НКФ-110-57У1	1047529					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ВЛ-110 кВ "Валдайская-1" ПС 110/10 "Газовая", ввод	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 300/5 № 26420-04	А ТФЗМ 110Б-I В ТФЗМ 110Б-I С ТФЗМ 110Б-I	28291 27791 27773	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 14205-05	А НКФ-110-57У1 В НКФ-110-57У1 С НКФ-110-57У1	9701 9737 9707				
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	0109054087				
		ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 150/5 № 3690-73	А ТФН-35М В - С ТФЗМ 35А-У1	16013 - 50132				
		ТН-1	КТ = 0,5 КТН = 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 187-49	А НОМ-35 В НОМ-35 С НОМ-35	693514 701453 557013				
		ТН-2	КТ = 0,5 КТН = 35000/100 № 187-49	А НОМ-35 В НОМ-35 С НОМ-35	360001 593671 701399				
10	ПС 110/35/6 "Рогавка", ОРУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Тесовская-6	Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	0109054052	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 110/10 кВ "Киприя", ВЛ 110 кВ "Киприя-1" ская-1"	ТТ	ф. А, В КТ=0,5 ф. С КТ=0,2S КТТ = 300/5 ф. А, В № 2793-71 ф. С № 16023-97	А ТФНД-110М	6779	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
		ТН-1	КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	В ТФНД-110М	0704				
		ТН-2	КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	С ТФМ-110	7692				
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	А НКФ-110-57У1	1024490				
				В НКФ-110-57У1	1024538				
				С НКФ-110-57У1	1101288				
				А НКФ-110-83	53110				
				В НКФ-110-83	53108				
				С НКФ-110-83	53158				
				СЭТ-4ТМ.03.01	0109054079				
					66000				
12	ПС 110/10 кВ "Киприя", ОБ 110 кВ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 600/5 № 16023-97	А ТФМ-110	8378	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
		ТН-1	КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	В ТФМ-110	8379				
		ТН-2	КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 № 14205-05	С ТФМ-110	8377				
		Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	А НКФ-110-83	53110				
				В НКФ-110-83	53108				
				С НКФ-110-83	53158				
				А НКФ-110-57У1	1024490				
				В НКФ-110-57У1	1024538				
				С НКФ-110-57У1	1101288				
				СЭТ-4ТМ.03.01	0109054110				
					132000				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10						
16	ПС 35/6 кВ "Тесово-2", Т-26 кВ	ТТ	К _т = 0,5 К _{тт} = 200/5 № 517-50	А	ТПФ-10	115102	2400	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5						
		ТН	К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 № 323-49	В	ТПФ-10	115129											
				С	ТПФ-10	115149											
				А	НТМК-6	526											
				В													
		С															
17	ПС 110/35/10 кВ "Батецкая", ВЛ 110 кВ "Мирная-2"	Счетчик	К _т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		0108059229	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,3 2,5	5,7 4,2						
		ТТ	К _т = 0,5 К _{тт} = 600/5 ф. А № 26422-06 ф. В, С № 26420-04	А	ТФ3М 110Б-IV	8260											
				В	ТФ3М 110Б-I	33152											
		ТН-1	К _т = 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	С	ТФ3М 110Б-I	33158											
				А	НКФ 110-83	49584											
				В	НКФ 110-83	48165											
				С	НКФ 110-83	49564											
		ТН-2	К _т = 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	А	НКФ 110-83	49807											
				В	НКФ 110-83	49489											
				С	НКФ 110-83	49808											
				Счетчик	К _т = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01						0810127108					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	ПС 110/10 кВ "Неболич", ВЛ 110 кВ "Неболичская-2"	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 300/5 № 26421-04	А	ТФЗМ 110Б-І	27774	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5 5,7 3,5
				В	ТФЗМ 110Б-І	4657			
				С	ТФЗМ 110Б-І	4648			
		ТН-1	КТН = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛІ	918			
				В	НАМИ-110 УХЛІ	912			
				С	НАМИ-110 УХЛІ	924			
		ТН-2	КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	А	НКФ 110-83	15238			
				В	НКФ 110-83	53156			
				С	НКФ 110-83	53102			
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	0109054065	66000			
19	ПС 35/10 кВ "Оскуй", ВЛ 35 кВ "Будогощская-1"	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 50/5 № 3690-73	А	ТФН-35М	20218	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5 5,7 3,5
				В	-	-			
				С	ТФЗМ 35А-У1	23934			
		ТН	КТН = 35000/√3/100/√3 № 912-05	А	ЗНОМ-35-65	1164442			
				В	ЗНОМ-35-65	1164414			
				С	ЗНОМ-35-65	1164413			
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01	0109052024	3500			

Таблица Б.1 - Лист регистрации изменений ИК системы

[illegible]