

УТВЕРЖДАЮ

Директор

ООО «Энергокомплекс»

Э.Л. Лазарева



« 08 сентября » 2017 г.

**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ
ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
(АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» ДЛЯ
ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ ПАО «КАМАЗ»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП-312235-013-2017

**г. Москва
2017 г.**

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ» (далее АИИС КУЭ) и устанавливает методы и средства её первичной и периодической поверок.

1.2 Поверке подлежит каждый измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ в соответствии с перечнем, приведенным в описании типа АИИС КУЭ. На основании письменного заявления собственника АИИС КУЭ допускается проведение поверки отдельных измерительных каналов из перечня, приведённого в описании типа АИИС КУЭ, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации о количестве и составе поверенных ИК.

1.3 Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют перед вводом в эксплуатацию.

Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками. Проведение поверки целесообразно совмещать с ежегодными регламентными работами по техническому обслуживанию АИИС КУЭ.

1.4 Периодичность поверки (интервал между поверками) АИИС КУЭ – 4 года.

1.5 Измерительные каналы АИИС КУЭ подвергают покомпонентной поверке согласно ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения». Измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, устройство сбора и передачи данных, входящие в состав АИИС КУЭ, поверяют согласно утвержденным методикам поверки с интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки средства измерений наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится.

1.6 В случае непригодности измерительных трансформаторов, УСПД, счетчиков электрической энергии, допускается их замена на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у заменяемых. Замена оформляется актом в установленном на (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителя ПАО «КАМАЗ» порядке. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1.7 В случае неисправности компонентов ИК АИИС КУЭ их направляют в ремонт. При этом на время ремонта в составе ИК допускается использовать однотипные компоненты, прошедшие поверку. После ремонта выполняют поверку каждого отказавшего средства измерений и внеочередную поверку ИК, в который входит этот компонент. Внеочередную поверку проводят в случае повреждения пломб счетчика электрической энергии, испытательной коробки, при повторной настройке параметров счетчика для тех ИК АИИС КУЭ, в состав которых входят эти компоненты.

1.8 При модернизации АИИС КУЭ путем введения новых измерительных каналов должны быть проведены их испытания в целях утверждения типа.

1.9 В случае замены сервера или компьютеров автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора, при обновлении и расширении функций программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ, установленного на сервере, проводят анализ изменений. Если внесённые изменения влияют на метрологически значимую часть программного обеспечения (изменение идентификационных данных), то проводят испытания АИИС КУЭ в целях утверждения типа.

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта МП	Проведение операции при поверке					
		первичной	периодической	после поверки, ремонта (замены) ТТ, ТН	после поверки, ремонта (замены) счётчика	после ремонта (замены) ИВКЭ	после переустановки ПО
1 Внешний осмотр	8.1	да	да	да*	да*	да*	нет
2 Проверка условий эксплуатации АИИС КУЭ	8.2	да	да	да*	да*	да*	нет
3 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТН	8.3	да	да	да*	да*	нет	нет
4 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ	8.4	да	да	да*	да*	нет	нет
5 Проверка падения напряжения в линиях соединения счетчиков с измерительными ТН	8.5	да	да	да*	да*	нет	нет
6 Проверка системы обеспечения единого времени	8.6	да	да	нет	да*	да	да
7 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.7	да	да	да*	да*	да*	да
8 Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ	8.8	да	да	да*	да*	нет	нет
9 Подтверждение соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ	8.9	да	да	нет	да*	да*	да*
Примечание – В таблице приняты следующие сокращения: ТТ – трансформатор тока, ТН – трансформатор напряжения, ИВК – информационно-вычислительный комплекс; * – в объеме вносимых изменений							

3 Средства поверки

3.1 При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства в соответствии с методиками поверки на средства измерений ИК АИИС КУЭ, а также приведённые в таблице 2. Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых измерительных каналов АИИС КУЭ с требуемой точностью.

3.2 Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

Таблица 2 – Средства поверки

Наименование эталонов и испытательного оборудования	Основные метрологические характеристики эталонов и испытательного оборудования	Сведения о поверке и метрологической аттестации
Энергомонитор 3.3Т, зав. № 508	Действующее значение напряжения от $0,01 \cdot U_n$ до $1,5 \cdot U_n$, относительная погрешность $\pm[0,1+0,01((U_n/U) - 1)] \%$; Действующее значение переменного тока от $0,005 \cdot I_n$ до $1,5 \cdot I_n$, относительная погрешность $\pm[0,1+0,01((I_n/I) - 1)] \%$; Частота переменного тока от 45 до 75 Гц, абсолютная погрешность $\pm 0,01$ Гц;	Свидетельство о поверке № 06-0080 действительно до 12.02.2019 г.; Свидетельство об аттестации эталона № 034-0021.17; действительно до 05.04.2019 г.
Вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А, зав. № 0000071	Действующее значение напряжения от 0 до 460 В, относительная погрешность $\pm[1+0,01((U_n/U) - 1)] \%$; Действующее значение силы переменного тока от 0 до 10 А, относительная погрешность $\pm[1+0,01((I_n/I) - 1)] \%$; Частота переменного тока от 45 до 65 Гц, относительная погрешность $\pm 0,1 \%$; Угол сдвига фаз от -180 до +180 градусов, абсолютная погрешность $\pm 3,6$ градусов	Поверено ФБУ «Магнитогорский ЦСМ»; знак поверки: ГМС 080631467 действительно до 08.02.2018 г.
Прибор комбинированный Testo 622 зав. № 39509029	Диапазон измерений: температуры от -10 °С до +60 °С, абсолютная погрешность $\pm 0,4$ °С; относительной влажности от 0 % до 100 %, относительная погрешность $\pm 3 \%$, атмосферного давления от 300 до 1200 гПа, относительная погрешность ± 5 гПа;	Свидетельство № 207/17-10167п действительно до 17.05.2018 г.
Секундомер механический СОСпр, зав. № 5305	Пределы измерений (0 - 60) с.; (0 - 30) мин.; класс точности 3	Свидетельство № 06-0318 действительно до 27.04.2018 г.
Радиочасы «МИР РЧ-02-01» зав. № 07001	Абсолютная погрешность привязки к шкале UTC ± 35 мкс	Свидетельство № 24361/1 действительно до 05.06.2021 г.
Переносной компьютер с установленным программным обеспечением для настройки/конфигурирования параметров счетчиков электрической энергии		

4 Требования к квалификации поверителей

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают лиц, достигших 18 лет и аттестованных в установленном порядке, прошедших инструктаж по технике безопасности на рабочем месте, изучивших настоящую МП, эксплуатационную документацию на АИИС КУЭ, используемые средства измерений и вспомогательные устройства.

4.2 Проверку нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, и падения напряжения в линиях соединения счетчиков с измерительными трансформаторами напряжения должны выполнять специалисты, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее одного года. Измерения проводят не менее двух специалистов,

один из которых должен иметь документ, подтверждающий право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, установленные в следующих документах:

- ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). 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 ИЕС 60950-1-2011 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования;
- РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ.

5.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования разделов «Меры безопасности» эксплуатационных документов на средства поверки и компоненты АИИС КУЭ.

6 Условия поверки

6.1 Поверку АИИС КУЭ проводят при условиях, соответствующих рабочим условиям эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ, приведенным в технической документации.

6.2 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- | | |
|---|-------------------------|
| – температура окружающего воздуха трансформаторов, °С | от минус 45 до плюс 40; |
| – температура окружающего воздуха счетчиков электрической энергии, °С | от плюс 10 до плюс 35; |
| – температура окружающего воздуха УСПД, °С | от плюс 10 до плюс 30; |
| – температура окружающего воздуха ИВК, °С | от плюс 15 до плюс 30; |
| – относительная влажность воздуха при 30 °С, %, не более | 90; |
| – атмосферное давление, кПа | от 84,0 до 106,0. |

Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ – параметры сети:

- | | |
|--|---|
| – напряжение, в долях от номинального значения U_n | от $0,9 \cdot U_n$ до $1,1 \cdot U_n$; |
| – сила тока, в долях от номинального значения I_n | от $0,05 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$; |
| – частота, в долях от номинального значения f_n | от $0,98 \cdot f_n$ до $1,02 \cdot f_n$; |
| – коэффициент мощности ($\cos\phi$) ($\sin\phi$) | от 0,5 до 1,0
(от 0,6 до 0,87); |
| – индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл | не более 0,5. |

6.3 Средствам измерений, используемым при проведении поверки, должны быть обеспечены следующие условия:

- | | |
|--|------------------------|
| – диапазон температуры окружающего воздуха, °С | от плюс 10 до плюс 30; |
| – относительная влажность окружающего воздуха при 25 °С, % | от 30 до 80; |
| – атмосферное давление, кПа | от 84 до 106,0. |

7 Подготовка к поверке

7.1 Перед выполнением операций поверки необходимо изучить настоящую МП, эксплуатационную документацию на поверяемую АИИС КУЭ. Непосредственно перед

выполнением поверки необходимо подготовить средства поверки к работе в соответствии с их эксплуатационной документацией.

7.2 На поверку АИИС КУЭ представляют следующие документы:

- описание типа АИИС КУЭ;
- формуляр;
- свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической поверке);
- актуализированные паспорта-протоколы измерительно-информационных комплексов (ИИК) АИИС КУЭ;
- документы, удостоверяющие поверку средств измерений ИК АИИС КУЭ (действующие свидетельства и (или) знаки поверки (отметки в паспортах) измерительных трансформаторов тока и напряжения, счётчиков электрической энергии и УСПД);
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками;
- эксплуатационную и техническую документацию на АИИС КУЭ, её компоненты и применяемые средства поверки;
- комплект документации на установленное программное обеспечение АИИС КУЭ – ПО «Энергосфера»

7.3 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу специалистов к местам установки компонентов ИК АИИС КУЭ, размещению средств поверки, отключению в необходимых случаях средств измерений ИК АИИС КУЭ от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности проводимых работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки и вспомогательное оборудование выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в распространяющейся на них документации;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

8 Проведение поверки

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 Внешний осмотр проводят в местах установки компонентов ИК АИИС КУЭ, включая счетчики электрической энергии и линии связи. При внешнем осмотре проверяют:

- соответствие комплектности АИИС КУЭ перечню, приведенному в таблице А.1 приложения А формуляра на АИИС КУЭ;
- целостность корпусов компонентов АИИС КУЭ и отсутствие видимых механических повреждений, загрязнений, обрывов и нарушения изоляции проводников кабелей и жгутов, влияющих на функционирование АИИС КУЭ;
- правильность маркировки и четкость нанесения обозначений на компоненты АИИС КУЭ согласно эксплуатационной документации;
- соответствие количества измерительных каналов АИИС КУЭ перечню, приведенному в таблице А.1 приложения А формуляра на АИИС КУЭ;
- соответствие типов и заводских номеров фактически используемых средств измерений ИК АИИС КУЭ данным, указанным в формуляре АИИС КУЭ;
- наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки и срок их действия для всех средств измерений ИК АИИС КУЭ;
- размещение и правильность соединения компонентов ИК АИИС КУЭ;
- наличие и прочность крепления разъемов и других элементов АИИС КУЭ;
- отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

Результаты проверки положительные, если выполняются все вышеперечисленные требования.

8.2 Проверка условий эксплуатации АИИС КУЭ

8.2.1 В ходе выполнения проверки условий эксплуатации АИИС КУЭ проверяют климатические условия в помещениях, где размещены компоненты ИК АИИС КУЭ, а также – параметры сети их питания.

8.2.2 Измеряют температуру окружающей среды в местах установки средств измерений ИК АИИС КУЭ. По рабочим журналам климатических условий эксплуатации АИИС КУЭ проверяют значение температуры в течение всех сезонов года.

Результаты проверки положительные, если значения температуры в условиях эксплуатации не выходят за границы допускаемых значений (принятых в качестве рабочих условий), регламентированных в технической документации на АИИС КУЭ и ее компоненты.

8.2.3 Измеряют параметры сети: напряжение, частоту и коэффициент мощности. Напряжение и коэффициент мощности измеряют во всех точках измерений АИИС КУЭ.

Результаты проверки положительные, если значения указанных параметров сети и коэффициента мощности в условиях эксплуатации не выходят за границы допускаемых значений (принятых в качестве рабочих условий), регламентированных в технической документации на АИИС КУЭ и ее компоненты.

8.2.4 Для каждой точки измерений АИИС КУЭ определяют диапазон силы электрического тока нагрузки, который должен включать все возможные значения силы тока. Результаты проверки положительные, если указанный диапазон находится в пределах от $0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$, где $I_{\text{ном}}$ – номинальное значение силы электрического тока.

8.2.5 Измеряют магнитную индукцию внешнего поля в непосредственной близости от счетчиков. Результаты проверки положительные, если значение магнитной индукции не превышает 0,5 мТл.

8.2.6 В качестве результатов проверок, выполненных по 8.2.2-8.2.5 настоящей МП, могут быть использованы результаты ранее выполненных измерений при условии, что с момента их получения не произошли изменения, которые могли бы изменить эти данные.

Результаты проверки положительные, если условия эксплуатации АИИС КУЭ и ее компонентов удовлетворяют рабочим условиям применения, регламентированным в распространяющейся на них документации.

8.3 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.3.1 Проверку нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения проводят в соответствии с рекомендациями МИ 3195. Измеренная мощность нагрузки трансформаторов напряжения для каждого ИК АИИС КУЭ должна находиться в пределах от 25 до 100 % от номинального значения.

8.3.2 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на информационно-измерительные комплексы.

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

Результаты проверки положительные, если нагрузка вторичных цепей трансформаторов напряжения находится в пределах от 25 до 100 % от номинального значения.

8.4 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

8.4.1 Проверку нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока проводят в соответствии с рекомендациями МИ 3196. Измеренная вторичная нагрузка трансформаторов тока для каждого ИК АИИС КУЭ должна находиться в пределах от 25 до 100 % от номинального значения, либо по требованиям ГОСТ 7746 при номинальной нагрузке ТТ равной или меньшей 10 ВА..

8.4.2 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на информационно-измерительные комплексы.

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

Результаты проверки положительные, если нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока находится в пределах от 25 до 100 % от номинального значения.

8.5 Проверка падения напряжения в линиях соединения счетчиков с измерительными трансформаторами напряжения

8.5.1 Допускается проверку падения напряжения в линиях соединения счетчиков с ТН (погрешность из-за потерь в линиях присоединения ТН к счетчикам) не проводить, если такие проверки проводились при составлении паспортов-протоколов на информационно-измерительные комплексы.

8.5.2 Допускается проверку падения напряжения в линиях соединения счетчиков с измерительными трансформаторами напряжения определять расчетным путем, если известны параметры линии соединения и сила электрического тока, протекающего через линию соединения.

Результаты проверки положительные, если значение падения напряжения в линиях соединения счетчиков с измерительными трансформаторами напряжения для каждого ИИК не превышает допустимого значения 0,25 %.

8.6 Проверка системы обеспечения единого времени

8.6.1 Проверку системы обеспечения единого времени (СОЕВ) проводят с использованием радиочасов МИР РЧ-02, хранящих шкалу времени, синхронизированную с метками шкалы координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU). В соответствии с эксплуатационной документацией подключают радиочасы МИР РЧ-02 к переносному компьютеру и выполняют их настройку с использованием программы «Конфигуратор радиочасов МИР РЧ-02» (конфигуратор). В качестве сигналов точного времени допускается использовать эталонные сигналы времени, передаваемые по сети Интернет.

8.6.2 Проверку расхождения между шкалами времени внутренних часов компонентов СОЕВ и радиочасов проводят для счетчиков и сервера следующим образом:

- счетчик (сервер) переводят в режим отображения текущего времени;
- одновременно фиксируют показания «ВРЕМЯ UTC» во вкладке «Синхронизация» конфигуратора и текущее время, отображаемое на индикаторах счетчиков (сервере);
- определяют разницу (без учёта количества часов) между шкалами времени часов компонентов СОЕВ и временем UTC (SU).

8.6.3 Проверку синхронизации шкал времени внутренних часов компонентов СОЕВ проводят сравнением показаний текущего времени. Определяют различие показаний текущего времени между шкалами сервера и устройства синхронизации времени, счетчиков и сервера. Проверку правильности работы системы коррекции времени выполняют также по журналам событий, определяя расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов СОЕВ в момент, непосредственно предшествующий коррекции.

Результаты проверки положительные, если:

- расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает ± 5 с;

– синхронизация времени осуществляется успешно, коррекция выполняется согласно алгоритму, приведённому в описании типа и формуляре АИИС КУЭ.

8.7 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

8.7.1 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение подлинности измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация) и базе данных сервера.

8.7.2 Проверяют функционирование АРМ оператора, сервера и связующих компонентов, в том числе вспомогательных устройств: проводят опрос текущих показаний со всех счетчиков электрической энергии, с АРМ оператора проверяют глубину хранения измерительной информации, хранящейся в базе данных сервера, проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

8.7.3 На компьютере АРМ оператора распечатывают профиль нагрузки по всем ИК АИИС КУЭ (измеренные значения тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности)) за полные сутки, предшествующие дню проверки. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому тридцатиминутному интервалу времени.

Результаты проверки положительные, если опрошены все счетчики, отсутствует пропуск данных (за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента ИК), коэффициенты трансформации соответствуют данным, приведенным в формуляре на АИИС КУЭ.

8.7.4 Проверяют работоспособность счетчиков: правильность работы всех сегментов индикатора, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, «прокрутку» параметров в заданной последовательности, соответствие индикации текущей даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год).

Подключают счетчик к переносному компьютеру с установленным программным обеспечением конфигурации счетчиков, считывают результаты измерений электрической энергии (мощности) за установленный интервал времени и журналов событий с отметками коррекции времени. Профиль нагрузки со счетчика считывают за те же сутки, что и в проверке по 8.7.3 настоящей МП. Сравнивают значения тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности), хранящихся в памяти счетчика и базе данных (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов). Проверку расхождений значений электрической энергии допускается проводить выборочно для двух ИК АИИС КУЭ.

Результаты проверки положительные, если подтверждена работоспособность счетчиков и расхождение результатов измерений счетчика и значений электрической энергии (мощности) на АРМ оператора не превышает одной единицы младшего разряда измеренных значений.

8.7.5 Распечатывают журналы событий счетчика и отмечают моменты времени, соответствующие нарушению связи между компонентами ИК АИИС КУЭ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти счетчиков и базе данных АРМ оператора на тех интервалах времени, в течение которых была нарушена связь.

Результаты проверки положительные, если обеспечивается сохранность измерительной информации при нарушении связи между компонентами ИК АИИС КУЭ.

8.7.6 Проверку передачи информации на верхний уровень осуществляют с помощью ПО «Энергосфера», установленного на сервере и компьютерах АРМ оператора. Проверяют, что данные формируются и передаются в центры сбора информации в автоматическом режиме.

Результаты проверки положительные, если имеется информация (электронное письмо), подтверждающая получение данных.

8.8 Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ

8.8.1 Измерительные каналы АИИС КУЭ обеспечивают метрологические характеристики, нормированные в описании типа АИИС КУЭ, при использовании поверенных средств измерений

ИК АИИС КУЭ и соблюдении рабочих условий применения АИИС КУЭ и ее компонентов, установленных в технической документации и пункте 6.2 настоящей МП.

8.8.2 Границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии δ_o , %, при доверительной вероятности, равной 0,95, вычисляют по формуле:

$$\delta_o = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_n^2 + \delta_{c.o.}^2}, \quad (3)$$

где δ_1 – относительная токовая погрешность ТТ, % (определяют по ГОСТ 7746);

δ_U – относительная погрешность напряжения ТН, % (определяют по ГОСТ 1983);

δ_θ – относительная погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %, определяемая по формулам:

$$\delta_\theta = \pm 0,029 \cdot \sqrt{\theta_1^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad \text{– для активной электрической энергии;}$$

$$\delta_\theta = \pm 0,029 \cdot \sqrt{\theta_1^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}} \quad \text{– для реактивной электрической энергии;}$$

где θ_1 – угловая погрешность ТТ, минуты (определяют по ГОСТ 7746);

θ_U – угловая погрешность ТН, минуты (определяют по ГОСТ 1983);

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

δ_n – относительная погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения ТН к счетчику (принимают равной 0,25 %);

$\delta_{c.o.}$ – основная относительная погрешность счетчика (определяют по ГОСТ Р 52323 для расчета границ относительной погрешности измерений активной электрической энергии и средней мощности, по ГОСТ Р 52425 – для расчета границ относительной погрешности измерений реактивной энергии и средней мощности).

В качестве нормальных условий эксплуатации компонентов АИИС КУЭ приняты:

- температура окружающей среды измерительных трансформаторов от минус 45 до 40 °С;
- температура окружающей среды счетчиков, УСПД и сервера от 15 до 25 °С;
- параметры сети: напряжение $(0,9-1,1) \cdot U_n$; сила тока $(0,01-1,20) \cdot I_n$ и $(0,05-1,20) \cdot I_n$.

Действительные метрологические характеристики (классы точности) измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, принимают равными значениям, приведенным в описаниях типа средств измерений, паспортах, подтвержденных действующими свидетельствами о поверке и (или) знаками поверки.

Результаты проверки положительные, если действительные метрологические характеристики (классы точности) измерительных трансформаторов и счетчиков соответствуют значениям, приведенным в таблице А.1 приложения А формуляра на АИИС КУЭ, и фактические значения основной относительной погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии не превышают допусковых границ, приведенных в описании типа АИИС КУЭ.

8.9 Подтверждение соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ

8.9.1 Проверка идентификационных данных ПО АИИС КУЭ

8.9.1.1 Проверку соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ проводят в процессе его штатного функционирования. Структура и функции прикладного ПО АИИС КУЭ:

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия АЛЬФА 2», ПО «комплекс технических средств «Энергия+», ПО «Пирамида 2000» в состав которого входят программы, указанные в таблицах 3 - 5.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчётности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия АЛЬФА 2», ПО «комплекс технических средств «Энергия+», ПО «Пирамида 2000».

8.9.1.3 Идентификация метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ выполняется по команде оператора вычислением значения хэш-кода файла библиотеки следующим образом:

- открыть папку «DISTRIB» на диске «С» сервера в шкафу сетевого оборудования или через соединение на компьютере АРМ оператора под правами пользователя «администратор»;
- открыть папку ««Hash Calculator» и запустить программу «Hash Calculator»;
- удалить все «галочки» в поле выбора алгоритма, нажав на кнопку «Clear all»;
- выбрать алгоритм для расчета хэш-кода – MD5, установив соответствующую «галочку»;
- выбрать файл, для которого выполняется вычисление хэш-кода;
- вычислить значение хэш-кода, нажав кнопку «Calculate».

8.9.1.4 Проверяют, что идентификационные данные соответствуют значениям, приведённым в таблицах 3-5.

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО ИВК ПАО «КАМАЗ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Комплекс технических средств (КТС) «Энергия+»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Расчетное ядро Энергия+)	A8E3A0DBD0434125238D93385329A16B
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Запись в БД Энергия+)	DEC71AD31A6448DC61C49243300170F3
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Сервер устройств Энергия+)	B2D1ED05B17BC9C050C7FD914D2681A6

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Идентификационное наименование ПО	Энергия АЛЬФА 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО ИВК филиала Нижнекамские электрические сети ОАО «Сетевая компания»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида 2000
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcClients.dll)	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLeakage.dll)	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CalcLosses.dll)	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, Metrology.dll)	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseBin.dll)	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseIEC.dll)	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParseModbus.dll)	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ParsePiramida.dll)	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SynchroNSI.dll)	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, VerifyTime.dll)	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75

8.9.1.5 Проверка наименования и номера версии программ осуществляется на компьютере АРМ оператора и/или сервера с использованием программы «Менеджер программ» или через вызов окна «О программе» в меню «Справка» каждой программы.

Результаты проверки положительные, если идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ соответствуют данным, приведённым в 8.9.1.2 настоящей МП и описанию типа средства измерений.

8.9.2 Проверка защиты ПО АИИС КУЭ и данных

8.9.2.1 Проверку защиты ПО АИИС КУЭ и данных от преднамеренных и непреднамеренных изменений проводят на аппаратном и программном уровнях.

8.9.2.2 Проверку защиты ПО АИИС КУЭ на программном уровне проводят следующим образом:

- проверяют наличие средств обнаружения и фиксации событий в журналах;
- проверяют корректность реализации управления доступом к ПО АИИС КУЭ (разграничение прав посредством назначения уровней доступа для различных групп пользователей);
- проверяют соответствие полномочий пользователей, имеющих различные права доступа.

Результаты проверки положительные, если осуществляется авторизованный доступ к выполнению функций ПО АИИС КУЭ и базе данных сервера.

8.9.2.3 Проверку защиты ПО АИИС КУЭ и данных на аппаратном уровне проводят проверкой ограничения доступа к техническим средствам АИИС КУЭ (измерительным трансформаторам, счетчикам электрической энергии, серверу и компьютерам АРМ оператора), наличия средств механической защиты и опломбирования счетчиков и испытательных коробок.

Результаты проверки положительные, если средства измерений и оборудование АИИС КУЭ конструктивно защищены в точках, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений, имеются пломбы и замки на шкафах.

9 Оформление результатов поверки

9.1 При положительных результатах поверки АИИС КУЭ оформляют свидетельство о поверке. Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ приводят в Приложении к свидетельству о поверке. Каждая страница приложения к свидетельству о поверке должна быть заверена подписью поверителя. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.

9.2 При положительных результатах первичной поверки (после ремонта или замены компонентов АИИС КУЭ), проведённой в объёме поверки в части вносимых изменений, оформляют новое свидетельство о поверке АИИС КУЭ при сохранении без изменений даты очередной поверки.

9.3 Допускается на основании письменного заявления собственника АИИС КУЭ проведение поверки отдельных измерительных каналов из перечня, приведённого в описании типа АИИС КУЭ и таблице А.1 приложения А формуляра на АИИС КУЭ, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации о количестве и составе поверенных каналов.

9.4 Отрицательные результаты поверки оформляют извещением о непригодности. Измерительные каналы АИИС КУЭ, прошедшие поверку с отрицательным результатом, не допускаются к использованию.

Приложение А
Перечень ссылочных документов
(справочное)

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 3 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
- 4 ГОСТ IEC 60950-1-2011 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования.
- 5 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
- 6 ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
- 7 ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности.
- 8 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 9 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 10 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 11 РМГ 51-2002 ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения.
- 12 РМГ 133-2013 ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.
- 13 МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей.
- 14 МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей.
- 15 МС 74094123.003-2006 Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации при выводе трансформатора напряжения из работы.
- 16 РД 34.11.114-98 Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования.
- 17 РД 153-34.0-03.150-00 (ПОТ Р М-016-2001) Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
- 18 Правила устройства электроустановок (ПУЭ).
- 19 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.