

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТРАНСНЕФТЬЭНЕРГО»

Башня «Эволюция», Пресненская наб., д. 4, стр. 2, г. Москва, Россия, 123112; тел.: (499) 799-86-88; факс: (499) 799-86-91

e-mail: info@tne.transneft.ru; ОГРН 1057747096990; ИНН 7703552167; КПП 770301001; ОКПО 77359488

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора

по покупке электроэнергии

ООО «Транснефтьэнерго»

М.И. Филипенко



«30» июня 2025 г.

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА
ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ
ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ КОММЕРЧЕСКОГО
УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (АИИС КУЭ) ООО «ХЭСК»
ПО ОБЪЕКТУ ВОДОЗАБОР Г. КИРОВСК**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП ТНЭ-088-2025

Москва
2025

Содержание

Стр.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ АИИС КУЭ	5
3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	6
4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ	6
5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ	7
ПОВЕРКИ	7
6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ	9
7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ.....	9
8 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.....	10
9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	10
10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА	11
ИЗМЕРЕНИЙ.....	11
11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	12
МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ	12
12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	15

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ХЭСК» по объекту Водозабор г. Кировск (далее – АИИС КУЭ, система), заводской номер 497, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

1.2 Выполнение всех требований настоящей методики поверки обеспечивает прослеживаемость к государственным первичным эталонам единиц величин:

- ГЭТ 1-2022. ГПЭ единиц времени, частоты и национальной шкалы времени.

1.3 Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002. Допускается проведение поверки отдельных ИК, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации об объеме проведенной поверки.

1.4 Измерительные компоненты системы поверяют с интервалом между поверками, установленными при утверждении типа на данный тип измерительного компонента. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки системы, поверяется только указанный компонент, и поверка системы не проводится.

1.5 Первичную поверку системы выполняют после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом свидетельство о поверке оформляется только после утверждения типа АИИС КУЭ.

1.6 Периодическую поверку системы проводят в процессе ее эксплуатации.

1.7 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 характеристик ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

1.8 После ремонта системы, аварий в энергосистеме (в случае, если указанные события могли повлиять на метрологические характеристики АИИС КУЭ), проводится периодическая поверка системы. В случае замены измерительных компонентов допускается проведение поверки только тех ИК, в составе которых производились замены компонентов.

1.9 В случае, если замененные измерительные компоненты в составе ИК не соответствуют описанию типа АИИС КУЭ, срок действия свидетельства о поверке в части указанных ИК устанавливается равным сроку действия свидетельства о поверке АИИС КУЭ. При этом оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным лицом.

1.10 Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в описании типа и формуляре АИИС КУЭ.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Номер раздела (пункта) методики поверки	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр средства измерений	7	Да	Да
Подготовка к поверке и опробование средств измерений	8	Да	Да
Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.2	Да	Да
Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	8.4	Да	Да
Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.5	Да	Да
Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.6	Да	Да
Проверка программного обеспечения	9	Да	Да
Определение метрологических характеристик средства измерений	10	Да	Да
Проверка сведений о поверке средств измерений (измерительных компонентов)	10.2	Да	Да
Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	10.3	Да	Да
Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	10.4	Да	Да
Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения	10.5	Да	Да
Проверка пределов допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU)	10.6	Да	Да
Подтверждение соответствия средств измерений метрологическим требованиям	11	Да	Да
Оформление результатов поверки	12	Да	Да

2.2 В случае получения отрицательных результатов в процессе выполнения любой из операций, указанных в таблице 1, поверка прекращается до устранения выявленных несоответствий. При повторном получении отрицательного результата в процессе выполнения любой из операций поверки оформляется извещение о непригодности.

2.3 Последовательность проведения операций поверки обязательна.

3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Влияющие величины, определяющие условия поверки АИИС КУЭ, должны находиться в пределах, указанных в описании типа и формуляре АИИС КУЭ, описаниях типа и технической документации на измерительные компоненты и средства поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую методику поверки и эксплуатационную документацию АИИС КУЭ, а так же эксплуатационные документы средств поверки в соответствии с таблицей 2.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с ПОТЭЭ и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока. К измерениям допускают не менее двух специалистов, имеющих допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с ПОТЭЭ и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения. К измерениям допускают не менее двух специалистов, имеющих допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.4 Измерение потерь напряжения в линиях соединения счетчиков с измерительными трансформаторами напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с ПОТЭЭ и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока. К измерениям допускают не менее двух специалистов, имеющих допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV

5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также следующие средства поверки, приведенные в Таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки и вспомогательные устройства

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
8.1 Подготовка к поверке (контроль условий поверки)	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от минус 10 до плюс 60 °С; пределы допускаемой основной погрешности $\pm 0,3$ °С Средства измерений относительной влажности воздуха в диапазоне	Прибор комбинированный Testo 622, рег.№ 53505-13 Миллитесламетр портативный универсальный ТПУ-01, рег. № 28134-04

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
	измерений от 10 до 95 %; пределы допускаемой основной погрешности $\pm 3,0$ % Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 30 до 120 кПа с абсолютной погрешностью измерений не более $\pm 1,0$ кПа Средства измерений магнитной индукции постоянного магнитного поля в диапазоне от 0,001 до 199,9 мТл	
10.3 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	Средства измерений действующего значения напряжения переменного тока в диапазоне измерений от 0,6 до 260 В с относительной погрешностью не более $\pm 3,0$ %;	Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор 3.3Т1, рег. № 39952-08
10.4 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	Средства измерений действующего значения силы переменного тока в диапазоне измерений от 0,5 до 120 А с относительной погрешностью не более $\pm 6,0$ %	
8.3 Проверка счетчиков электрической энергии	Средства измерений угла фазового сдвига между напряжениями в диапазоне измерений от 0 до 180° с абсолютной погрешностью не более $\pm 1,0$ ° Средства измерений угла фазового сдвига между напряжением и током в диапазоне измерений от 0 до 180° с абсолютной погрешностью не более $\pm 1,0$ °	Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А, рег. № 22029-10
10.6 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени	Устройства формирования и хранения шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем Пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 150 нс	Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15 Переносной компьютер с ПО для работы со счетчиками и с ПО для работы с блоком коррекции времени ЭНКС-2
<i>Примечание – Допускается применение других средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.</i> <i>Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденных типов и иметь действующую поверку. Эталоны должны быть аттестованы и иметь действующие свидетельства об аттестации</i>		

6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «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.

7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

7.1 Проверяют целостность корпусов, отсутствие видимых повреждений средств измерений (измерительных компонентов).

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

7.3 Проверяют наличие заземления корпусов компонентов АИИС КУЭ и металлических шкафов, в которых они расположены.

7.4 Проверяют наличие напряжения питания на счетчиках, сервере, устройстве синхронизации системного времени, УСПД, вспомогательном оборудовании (модемы и т.д.).

7.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 7.1-7.4 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется с оформлением извещения о непригодности.

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Подготовка к поверке

8.1.1 Для проведения поверки предоставляют следующую документацию:

- формуляр АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- сведения о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК, и сведения о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на измерительно-информационные комплексы (при наличии);
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке);
- акты, подтверждающие правильность подключения счетчиков к цепям тока (при наличии);
- акты, подтверждающие правильность подключения вторичных обмоток ТТ (при наличии);
- технические акты о внесенных изменениях в АИИС КУЭ (при наличии).

8.1.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами, руководствами по эксплуатации применяемого оборудования и ПУЭ;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в нормативно-технической документации на средства поверки.
- Все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть заземлены, присоединение зажимов защитного заземления к контуру должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

8.2 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.2.1 Проверяют правильность расположения и монтаж средств измерений (измерительных компонентов), правильность схем подключения ТТ и ТН к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий связи по проектной документации на АИИС КУЭ и в соответствии с актами, подтверждающими правильность подключения счетчиков к цепям тока.

8.2.2 Проверяют соответствие типов и заводских номеров, фактически используемых средств измерений (измерительных компонентов) типам, указанным в описании типа и

формуляре.

8.2.3 Проверяют наличие действующих результатов поверки на все измерительные компоненты утвержденных типов, входящих в состав АИИС КУЭ.

8.2.4 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.2.1 - 8.2.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.3 Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций (сетевых организаций), подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения – схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз.

8.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, последовательную проверку визуализации параметров.

8.3.3 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.

8.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптический порт или с помощью специализированного ПО конфигурирования счетчиков, установленного на сервере, посредством удаленного доступа.

8.3.5 В случае выявления несоответствий по п. 8.3.1-8.3.4 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

8.4 Проверка УСПД

8.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность присоединения УСПД.

8.6.2 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового ПО, поставляемого в комплекте с УСПД. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и сообщения об ошибках отсутствуют.

8.6.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа в соответствии с эксплуатационным документом на УСПД.

8.6.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение в памяти УСПД.

8.6.5 Результаты проверки считаются положительными, если проверки по пунктам 8.6.1-8.6.4 выполнены с положительными результатами.

8.6.6 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.6.1-8.6.4 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется

8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

8.5.3 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.

8.5.4 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».

8.5.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение в сервере АИИС КУЭ.

8.5.6 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.5.1-8.5.5 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 Проверка функционирования мультиплексоров (при их наличии)

Проверяют функционирование мультиплексоров с помощью переносного компьютера, подключенного к мультиплексору (группе мультиплексоров) и специальной программы, из состава ПО АИИС КУЭ, определяемой согласно руководству пользователя ПО. Мультиплексор (группу мультиплексоров) считают работоспособным, если все счетчики, подключенные к данному мультиплексору (группе мультиплексоров), были опрошены.

8.6.2 Проверка функционирования модемов (при их наличии)

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ из состава ПО АИИС КУЭ, определяемой согласно руководству пользователя ПО. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков или УСПД. Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.6.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса (при их наличии)

Подключают к адаптерам переносной компьютер с программным обеспечением. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.6.4 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.6.1-8.6.3 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется

8.7 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 сервера.

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

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

8.7.2 Выводят на экране компьютера или распечатывают журнал событий счетчика и

сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти счетчиков и сервера системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.7.3 Выводят на экране компьютера или распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер или удаленный доступ до счетчика, считывают профиль нагрузки за те же сутки, хранящиеся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального компьютера (сервера) не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

8.7.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.7.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью удаленного доступа, или с помощью переносного компьютера через оптический порт 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) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда учетного значения.

8.7.5 При выявлении несоответствий по пунктам 8.7.1-8.7.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется в части неисправных ИК.

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

9.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения (ПО), указанных в описании типа и формуляре АИИС КУЭ:

- 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.

9.2 Для проверки идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ загружают ПО и в разделе «Справка» проверяют идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения.

9.3 Проверку цифрового идентификатора ПО производят на выделенных модулях ПО. Проверка производится на сервере, где установлено ПО. Запускают менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в проекте описания типа на АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, из состава ПО АИИС КУЭ, просчитать хэш. По результатам формируются файлы, содержащие коды алгоритмов вычисления цифровых идентификаторов в текстовом формате. Наименование файлов алгоритмов вычисления цифровых идентификаторов должно соответствовать наименованию файлов, для которых проводилось хэширование.

9.4 Результаты проверки считаются положительными, если идентификационные данные ПО соответствуют указанным в описании типа. В противном случае, результаты поверки считаются отрицательными и система признается не пригодной к применению.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

10.1.1 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ определяются метрологическими характеристиками измерительных компонентов входящих в состав ИК АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчики электрической энергии и т.д.), нагрузками вторичных цепей ТН, ТТ, падением напряжения в линиях связи счетчика с ТН, пределами смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU).

10.1.2 Метрологические характеристики ТТ, ТН, счетчиков, УССВ подтверждаются при проведении поверки указанных средств измерений по методикам поверки, установленным при утверждении их типа, и учитываются при определении метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ.

10.1.3 Расчетными методами проверяют, что значения характеристик погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ не превышают указанные в описании типа на систему.

10.1.4 Границы основной погрешности ИК электроэнергии рассчитывают для доверительной вероятности $P=0,95$ для нормальных условий.

10.1.5 Расчет пределов $\pm\delta_w$ допускаемой относительной погрешности измерений (приписанной характеристики погрешности измерений) электрической энергии (для счетчиков трансформаторного включения), соответствующих вероятности 0,95 выполняют по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_A^2 + \sum_{j=1}^n \delta_{cj}^2 + \delta_{y.c}^2}, \quad (1)$$

где

δ_1 – предел допускаемой токовой погрешности ТТ, % относ.;

δ_θ – границы интервала относительной погрешности измерения активной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в, % относ.;

$\delta_{c.o}$ – предел допускаемой основной погрешности счетчика в режиме измерения активной электроэнергии, % относ.;

δ_{cj} – дополнительная погрешность счетчика от j -й влияющей величины, %;

n – общее число влияющих величин.

10.1.6 Расчет характеристик погрешности измерений реактивной электроэнергии (границы $\pm\delta_{wp}$ относительной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$) выполняют по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_1^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_A^2 + \sum_{j=1}^n \delta_{cj}^2 + \delta_{y.c}^2}, \quad (2)$$

где

$\delta_1, \delta_{c.o}, \delta_{cj}$ – те же характеристики, что в (10-1);

$\delta_{c.o}$ – предел допускаемой основной погрешности счетчика в режиме измерения реактивной электроэнергии, % относ.;

δ_θ – границы интервала относительной погрешности измерения реактивной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в, % относ.

10.1.7 Границы суммарной абсолютной угловой погрешности и границы интервала относительной погрешности в %, обусловленные угловыми погрешностями ТТ в режиме измерения активной электроэнергии, вычисляется по формуле:

$$\delta_{\theta A} = 0,029 \cdot \theta_\Sigma \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi}}{\cos \phi}, \quad (3)$$

в режиме измерения реактивной электроэнергии по формуле:

$$\delta_{\theta p} = 0,029 \cdot \theta_\Sigma \cdot \frac{\cos \phi}{\sqrt{1 - \cos^2 \phi}}, \quad (4)$$

где $\theta_{\Sigma} = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}$,
 θ_I, θ_U - пределы допускаемой угловой погрешности ТТ;

$\cos \varphi$ - среднее фактическое значение коэффициента мощности на объекте.

10.2 Проверка сведения о поверке средств измерений (измерительных компонентов)

10.2.1 проверяют наличие сведений о поверке и срок ее действия для всех средств измерений (измерительных компонентов): измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, устройства синхронизации системного времени. При выявлении неповеренных средств измерений (измерительных компонентов) дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ, в части ИК, в которые они входят, приостанавливаются и выполняются после поверки этих средств измерений (измерительных компонентов).

10.2.2 Допускается при обнаружении неповеренных средств измерений (измерительных компонентов) проводить их поверку на месте эксплуатации в процессе поверки АИИС КУЭ по методикам поверки, установленным при утверждении их типов.

10.3 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

10.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

10.3.2 При проверке нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться в том, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10 % от $U_{ном}$.

Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983-2001 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТН или проверяют наличие данных об измерениях мощности нагрузки вторичных цепей ТН в соответствии с МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» в оформленных паспортах-протоколах по форме Приложения 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка ведения реестра субъектов оптового рынка (далее – Приложение 11.3) АО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При отклонении мощности нагрузки вторичной цепи ТН от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

Примечания

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

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

3. Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

10.4 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

10.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

10.4.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2001 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ или проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации» в оформленных паспортах-протоколах по форме Приложения 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка ведения реестра субъектов оптового рынка (далее – Приложение 11.3) АО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

10.4.3 При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТТ от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

Примечания

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

3. Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

10.5 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения

10.5.1 Проводят измерение падения напряжения U_l в линии связи для каждой фазы или проверяют наличие данных измерений падения напряжения U_l в проводной линии связи для каждой фазы в соответствии с МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерения потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» в оформленных паспортах-протоколах по форме Приложения 11.3 АО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за 1 год до проведения поверки ИК.

Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

10.5.2 При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения более $\pm 0,25$ % операции проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии связи счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками

измерений.

10.6 Проверка пределов допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU)

10.6.1 Включить блок коррекции времени ЭНКС-2 и подготовить его к работе согласно руководству по эксплуатации. Поочередно сверить показания блока коррекции времени ЭНКС-2 с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от источника синхронизации (по сигналам ГНСС ГЛОНАСС от соответствующего УССВ), а также с показаниями часов счетчиков электрической энергии.

Для снятия показаний рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов сервера и эталона. При невозможности считать показания времени с дисплея счетчика электрической энергии, подключить оптический порт к его инфракрасному порту и порту USB переносного компьютера, запустить на переносном компьютере ПО для работы со счетчиком и зафиксировать показания текущего времени счетчика.

10.6.2 Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU) определяется по формуле:

$$\Delta\tau = \pm 1,1 \sqrt{\Delta\tau_{\text{ЭНКС}}^2 + \Delta\tau_{\text{Син.Сервер}}^2 + \Delta\tau_{\text{Счет}}^2 + \Delta\tau_{\text{Синх.Счет}}^2} \quad (5)$$

где

$\Delta\tau_{\text{ЭНКС}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности часов ЭНКС-2, с;

$\Delta\tau_{\text{СинхСервер}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации сервера от блока коррекции времени ЭНКС-2 с;

$\Delta\tau_{\text{СинхСчет}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации счетчика от сервера, с;

$\Delta\tau_{\text{Счет}}$ – пределы допускаемой абсолютной погрешности хода внутренних часов счетчика за период синхронизации, с.

10.6.3 Результаты поверки считать положительными, если значения разности показаний времени ЭНКС-2 и компонентов АИИС КУЭ при работе от источника синхронизации находятся в пределах ± 5 с.

10.6.4 Правильность работы СОЕВ проверяют, определяя по журналу событий разность показаний времени, корректирующего и корректируемого компонентов в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени.

При обнаружении несоответствий по п. 10.6 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 При положительных результатах проверок по пунктам разделов 7 – 10 АИИС КУЭ в части ИК, прошедших поверку (подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям), признается пригодной к применению.

11.2 При отрицательных результатах проверок по пунктам разделов 7 – 10 АИИС КУЭ в части ИК, не прошедших поверку (не подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям), признается непригодной к применению.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 Результаты поверки АИИС КУЭ оформляются в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию о поверке» с обязательным указанием перечня ИК, состава ИК (наименование и тип измерительного компонента, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, класс точности, заводской номер, для счетчиков электрической энергии, также указывается условное обозначение модификации и варианта исполнения), прошедших и не прошедших подтверждение соответствия метрологическим требованиям (оформляются раздельно). Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

12.2 Результаты первичной поверки АИИС КУЭ оформляются только после утверждения типа системы и опубликования сведений об утвержденном типе АИИС КУЭ в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

12.3 По результатам проведенной поверки оформляются протоколы поверки в форме, установленной в организации, выполняющей поверку АИИС КУЭ.

12.4 Сведения о результатах поверки передаются поверителем в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с частью 3 статьи 20 Федерального закона № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Ведущий специалист отдела метрологии КУ



Е.Е. Иванова