



УТВЕРЖДАЮ

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

М.М. Чухланцева

01

2018 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии
ООО «УК «Изумрудный город»**

Методика поверки

МП 324-18

Содержание

1 Общие положения	3
2 Операции поверки	4
3 Средства поверки.....	4
4 Требования к квалификации поверителей	5
5 Требования безопасности	5
6 Условия поверки.....	5
7 Подготовка к поверке.....	6
8 Проведение поверки.....	6
9 Оформление результатов поверки	11
Приложение А (обязательное) Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ.....	13
Приложение Б (обязательное) Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ	16
Приложение В (справочное) Перечень ссылочных документов	18

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ООО «УК «Изумрудный город» и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

1.2 В тексте приняты следующие сокращения и обозначения:

АИИС	– Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого
КУЭ	учета электрической энергии ООО «УК «Изумрудный город»;
АРМ	– автоматизированное рабочее место;
ИВК	– информационно-вычислительный комплекс;
ИИК	– измерительно-информационный комплекс;
ИК	– измерительный канал;
МП	– методика поверки;
ПК	– программный комплекс;
ПО	– программное обеспечение;
СОЕВ	– система обеспечения единого времени;
ТТ	– измерительный трансформатор тока.

1.3 Поверке подлежит АИИС КУЭ в соответствии с перечнем измерительных каналов, приведенным в таблице А.1 приложения А настоящей МП. На основании письменного заявления собственника АИИС КУЭ допускается проведение поверки отдельных ИК из перечня, приведённого в описании типа АИИС КУЭ, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации о количестве и составе поверенных ИК.

1.4 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.

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

1.6 Измерительные каналы АИИС КУЭ подвергают покомпонентной поверке согласно ГОСТ Р 8.596. ТТ, счетчики электрической энергии, устройство синхронизации времени УСВ-1, 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.

1.7 В случае непригодности измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии, допускается их замена на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведённых в Приложении А настоящей МП. Замена оформляется актом в установленном на ООО «УК «Изумрудный город» порядке. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1.8 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.

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

1.10 В случае замены сервера или компьютеров АРМ оператора, при обновлении и расширении функций 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

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта МП	Проведение операции при поверке				
		первичной или периодической	после поверки, ремонта (замены) ТТ	после поверки, ремонта (замены) счётчика	после ремонта (замены) ИВК	после переустановки ПО
1 Внешний осмотр	8.1	да	да*	да*	да*	нет
2 Проверка условий эксплуатации АИИС КУЭ	8.2	да	да*	да*	да*	нет
3 Проверка нагрузки вторичных цепей ТТ	8.3	да	да*	да*	нет	нет
4 Проверка системы обеспечения единого времени	8.4	да	нет	да*	да	да
5 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.5	да	да*	да*	да*	да
6 Проверка метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ	8.6	да	да*	да*	нет	нет
7 Подтверждение соответствия ПО АИИС КУЭ	8.7	да	нет	да*	да*	да*
* – 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 средства поверки	Основные метрологические характеристики	
	диапазон измерений	погрешность
Термогигрометр ИВА-6А-Д	температуры от минус 20 до плюс 60 °С;	$\Delta = \pm 0,3 \text{ } ^\circ\text{C}$
	влажности от 0 до 90 %;	$\Delta = \pm 2 \text{ } \%$
	атмосферного давления от 70 до 110 кПа	$\Delta = \pm 2,5 \text{ кПа}$
Мультиметр «Ресурс-ПЭ»	действующего значения напряжения переменного тока от 15 до 300 В	$\delta = \pm 0,2 \text{ } \%$
	действующего значения силы переменного тока от 0,05 до 7,5 А	$\delta = \pm 0,3 \text{ } \%$
	частоты от 49 до 51 Гц	$\Delta = \pm 0,02 \text{ Гц}$
	угла сдвига фаз от 0 до 60°	$\Delta = \pm 0,1^\circ$
	мощности нагрузки ТТ от $3,75 \cdot 10^{-3}$ до 2250 В·А	$\delta = \pm (1,0 - 4,0) \text{ } \%$

Наименование средства поверки	Основные метрологические характеристики	
	диапазон измерений	погрешность
Миллитесламетр портативный универсальный ТП2-2У	магнитной индукции от 0,01 до 199,9 мТл	$\delta = \pm 7,5 \%$
Радиочасы МИР РЧ-02	Период формирования импульса PPS и последовательного временного кода 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации переднего фронта выходного импульса PPS со шкалой координированного времени UTC ± 1 мкс	
Переносной компьютер с установленным программным обеспечением для настройки / конфигурирования параметров счетчиков электрической энергии		
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: Δ – абсолютная погрешность средства измерений, единица величины; δ – относительная погрешность средства измерений, %		

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, 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 12.1.038;
- ГОСТ 12.2.007.0;
- ГОСТ 12.2.007.3;
- ГОСТ 12.3.019;
- ГОСТ ИЕС 60950-1;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены Приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н);
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (утверждены Приказом Минэнерго России от 13.01.2003 № 6).

5.2 При проведении поверки необходимо также соблюдать требования безопасности, установленные в эксплуатационных документах 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 климатические условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- температура окружающего воздуха, °С:
 - а) для ТТ и счетчиков от минус 40 до плюс 35;
 - б) для ИВК от плюс 18 до плюс 27;
- относительная влажность окружающего воздуха при 25 °С, % от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7.

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 $1,2 \cdot I_n$;
- сила тока, в долях от базового значения I_b от $0,05 \cdot I_b$ до I_{max} ;
- частота, в долях от номинального значения f_n от $0,99 \cdot f_n$ до $1,01 \cdot f_n$;
- коэффициент мощности ($\cos\phi$) от 0,5 до 1,0;
- индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл не более 0,5.

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

- температура окружающего воздуха, °С от плюс 10 до плюс 30;
- относительная влажность окружающего воздуха при 25 °С, % от 30 до 80;
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,7.

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 ИИК АИИС КУЭ;
- документы, удостоверяющие поверку средств измерений ИК АИИС КУЭ (действующие свидетельства и (или) знаки поверки (отметки в паспортах) ТТ, счётчиков электрической энергии и устройства синхронизации времени УСВ-1);
- эксплуатационную и техническую документацию на АИИС КУЭ, её компоненты и применяемые средства поверки.

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

Внешний осмотр проводят в местах установки компонентов ИК АИИС КУЭ. При внешнем осмотре проверяют:

- соответствие комплектности АИИС КУЭ перечню, приведенному в формуляре и таблице А.1 приложения А настоящей МП;
- 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 настоящей МП;
 - 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. 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, или $0,05 \cdot I_{\text{б}}$ до $I_{\text{мах}}$, где $I_{\text{мах}}$ – максимальное значение силы электрического тока (для ИК № 17).

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 тока

8.3.1 Проверку нагрузки вторичных цепей ТТ проводят в соответствии с МИ 3196.

8.3.2 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на ИИК.

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

Результаты проверки положительные, если нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока находится в пределах:

- от 3,75 В·А до 100 % от номинального для ТТ с номинальной вторичной нагрузкой 5 В·А или 10 В·А;
- от 25 до 100 % от номинального значения для ТТ с номинальной вторичной нагрузкой 15 В·А.

8.4 Проверка системы обеспечения единого времени

8.4.1 Проверку 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.

8.4.2 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).

8.4.3 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 УСВ-1, 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.

8.5 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

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

8.5.2 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 ТТ.

8.5.3 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 устранившимся отказом какого-либо компонента ИК), коэффициенты трансформации соответствуют данным, приведенным в Приложении А настоящей МП.

8.5.4 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 8.5.3 настоящей МП. Сравнивают значения тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности), хранящихся в памяти счетчика и базе данных (с учетом коэффициентов трансформации ТТ). 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.

8.5.5 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.

8.5.6 Проверку передачи информации на верхний уровень осуществляют с помощью ПК «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.

8.6 Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ

8.6.1 Измерительные каналы АИИС КУЭ обеспечивают метрологические характеристики, нормированные в описании типа АИИС КУЭ и приведенные в Приложении Б настоящей МП, 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.

8.6.2 Границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии δ_{w_0} , %, при доверительной вероятности, равной 0,95, вычисляют по формуле:

$$\delta_{w_0} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_{COEB}^2}, \quad (1)$$

где δ_I - относительная токовая погрешность ТТ, % (определяют по описанию типа ТТ);

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

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \theta_I \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}; \quad (2)$$

- для реактивной электрической энергии

$$\delta_{\theta_q} = 0,029 \cdot \theta_I \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi} \quad (3)$$

θ_I - угловая погрешность ТТ, минуты (определяют по описанию типа ТТ);

- $\cos \varphi$ - коэффициент мощности по активной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 мин;
- $\sin \varphi$ - коэффициент мощности по реактивной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 мин;
- $\delta_{с.о}$ - основная относительная погрешность счетчика, %;
- $\delta_{СОЕВ}$ - относительная погрешность системы обеспечения единого времени.

В качестве нормальных условий эксплуатации компонентов АИИС КУЭ приняты:

- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 35 °С;
- температура окружающей среды для счетчиков и сервера от плюс 21 до плюс 25 °С;
- параметры сети: напряжение $(0,98-1,02) \cdot U_n$; сила тока $(1,0-1,2) \cdot I_n$;

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 настоящей МП, и фактические значения основной относительной погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии не превышают допускаемых границ, приведенных в Приложении Б настоящей МП.

8.7 Подтверждение соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ

8.7.1 Проверка идентификационных данных ПО АИИС КУЭ

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

- программы ПК «Энергосфера», установленные и функционирующие на сервере и компьютерах АРМ оператора, осуществляет обработку и отображение результатов измерений, формирование и передачу в центры сбора информации, отчетных документов, конфигурирование и настройку ПО;
- встроенное ПО счетчиков осуществляет вычисление приращений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

8.7.1.2 Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является библиотека «pso_metr.dll», расположенная на диске «С» сервера «C:\Program Files (x86)\Prosoft-Systems\EnergSphere 7\SO» и предназначенная для обработки информации, поступающей от счетчиков электрической энергии.

8.7.1.3 Идентификация метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ выполняется по команде оператора вычислением значения хэш-кода файла библиотеки «pso_metr.dll» следующим образом:

- запускают приложение для работы с командной строкой и переходят в папку «C:\Program Files (x86)\Prosoft-Systems\EnergSphere 7\SO»;
- вводят команду «certutil -hashfile pso_metr.dll MD5» и нажимают клавишу «Enter»;
- сравнивают полученное значение хэш-кода (рисунок 1) со значением в таблице 3;

```
c:\Program Files (x86)\Prosoft-Systems\EnergSphere 7\SO>certutil -hashfile pso_metr.dll MD5
MD5 хеш файла pso_metr.dll:
cb eb 6f 6c a6 93 18 be d9 76 e0 8a 2b b7 81 4b
CertUtil: -hashfile - команда успешно выполнена.
```

Рисунок 1 – Результат вычисления хэш-кода

Таблица 3 - Идентификационные данные метрологически значимой части

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b для файла «pso_metr.dll»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

8.7.1.4 Проверка наименования и номера версии программ ПК «Энергосфера» осуществляется на компьютере АРМ оператора с использованием программы «Менеджер программ» ПК «Энергосфера» 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 таблице 3 и описании типа средства измерений.

8.7.2 Проверка защиты ПО АИИС КУЭ и данных

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

8.7.2.2 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.

8.7.2.3 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 защищены в точках, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений, имеются пломбы и замки на шкафах, ограничен доступ в помещения, где установлены АРМ и сервер.

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 проверки 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, 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
(обязательное)
Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Таблица А.1 – Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений, входящие в состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ	Фаза	Обозначение	Регистрационный номер в ФИФОЕИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
Измерительно-информационные комплексы							
1	ТП-585 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1000/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	CE 303 R33 543-JAZ		33446-08	0,5S/0,5	-
2	ТП-585 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1000/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	CE 303 R31 543-JAYZ		33446-08	0,5S/0,5	-
3	ТП-587 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1000/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	CE 303 R33 543-JAZ		33446-08	0,5S/0,5	-
4	ТП-587 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1000/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	CE 303 R31 543-JAYZ		33446-08	0,5S/0,5	-
5	ТП-768 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1000/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	CE 303 R33 543-JAZ		33446-08	0,5S/0,5	-
6	ТП-768 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1000/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	CE 303 R33 543-JAZ		33446-08	0,5S/0,5	-
7	ТП-770 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТ	А	ТТИ-85	28139-12	0,5	1000/5
			В	ТТИ-85			
			С	ТТИ-85			
		Счетчик	CE 303 S31 543-JAVZ		33446-08	0,5S/0,5	-

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
8	ТП-770 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТ	А	ТТИ-85	28139-12	0,5	1000/5
			В	ТТИ-85			
			С	ТТИ-85			
		Счетчик	СЕ 303 R33 543-JAZ		33446-08	0,5S/0,5	-
9	ТП-784 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1000/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	СЕ 303 S31 543-JAVZ		33446-08	0,5S/0,5	-
10	ТП-784 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1500/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	СЕ 303 R33 543-JAZ		33446-08	0,5S/0,5	-
11	ТП-786 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-100	52784-13	0,5	1500/5
			В	ТТЭ-100			
			С	ТТЭ-100			
		Счетчик	СЕ 303 R33 543-JAZ		33446-08	0,5S/0,5	-
12	ТП-786 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1500/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	СЕ 303 S31 543-JAVZ		33446-08	0,5S/0,5	-
13	ТП-788 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-1 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1500/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	СЕ 303 S31 543-JAVZ		33446-08	0,5S/0,5	-
14	ТП-788 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод Т-2 0,4 кВ	ТТ	А	ТТЭ-85	52784-13	0,5	1500/5
			В	ТТЭ-85			
			С	ТТЭ-85			
		Счетчик	СЕ 303 S31 543-JAVZ		33446-08	0,5S/0,5	-
15	ТП-585 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, п.3 гр.2	ТТ	А	ТТИ-А	28139-12	0,5	300/5
			В	ТТИ-А			
			С	ТТИ-А			
		Счетчик	СЕ 303 S31 543-JAVZ		33446-08	0,5S/0,5	-
16	ТП-585 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 с.ш. 0,4 кВ, п.8 гр.1	ТТ	А	ТТИ-А	28139-12	0,5	300/5
			В	ТТИ-А			
			С	ТТИ-А			
		Счетчик	СЕ 303 S31 543-JAVZ		33446-08	0,5S/0,5	-

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
17	ТП-788 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 с.ш. 0,4 кВ, п.5 гр.1	Счетчик прямого включения					
		Счетчик	CE 303 S31 746- JAVZ		33446-08	1/1	-
Информационно-вычислительный комплекс							
1-17	Все присоединения	Устройство синхронизации времени УСВ-1			28716-05		
		Сервер			-		
		АРМ оператора			-		
Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном в ООО «УК «Изумрудный город» порядке, который хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть							

Приложение Б
(обязательное)

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ

Таблица Б.1 – Метрологические характеристики ИК №№ 1-16 при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности					
		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %
1-16 КТ ТТ 0,5; ТН нет; КТ счетчика 0,5S	1,0	1,8	2,7	1,0	2,3	0,8	2,5
	0,8	2,9	4,0	1,5	3,1	1,1	2,9
	0,5	5,4	6,4	2,7	4,4	1,9	4,0

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

Таблица Б.2 – Метрологические характеристики ИК № 17 при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности					
		для диапазона $I_5 \leq I < I_{10}$		для диапазона $I_{10} \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I \leq I_{max}$	
		δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %
17 ТТ нет; ТН нет; КТ счетчика 1	1,0	1,7	1,9	1,1	3,8	1,1	4,4
	0,8	не норм.*	не норм.*	1,7	4,5	1,1	4,3
	0,5	не норм.*	не норм.*	1,7	2,1	1,1	5,2

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: I_5 , I_{10} , I_{20} – значения первичного тока, соответствующие 5, 10 и 20 % от базового значения I_b ; I_{max} – максимальное значение первичного тока, А; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности.

* Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в данном диапазоне первичных токов и при данном коэффициенте мощности cosφ не нормируются.

Приложение Г (продолжение)

Таблица Б.3 – Метрологические характеристики ИК №№ 1-16 при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	$\sin\varphi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности					
		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-16 КТ ТТ 0,5; ТН нет; КТ счетчика 0,5	0,6	4,3	5,3	2,3	3,9	1,7	3,6
	0,87	2,4	3,4	1,4	2,8	1,1	2,7

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

Таблица Б.4 – Метрологические характеристики ИК № 17 при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	$\sin\varphi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности					
		для диапазона $I_5 \leq I < I_{10}$		для диапазона $I_{10} \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I \leq I_{max}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
17 ТТ нет; ТН нет; КТ счетчика 1	0,6	1,7	2,1	1,7	5,0	1,7	5,0
	0,87	1,7	2,0	1,7	4,3	1,7	4,3

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: I_5 , I_{10} , I_{20} – значения первичного тока, соответствующие 5, 10 и 20 % от базового значения I_b ; I_{max} – максимальное значение первичного тока, А; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

Приложение В
(справочное)
Перечень ссылочных документов

- 1 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
- 2 ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.
- 3 ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности.
- 4 ГОСТ 12.3.019-80 ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.
- 5 ГОСТ ИЕС 60950-1-2011 Оборудование информационных технологий. Требования безопасности. Часть 1. Общие требования.
- 6 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. основные положения.
- 7 МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей.