

СОГЛАСОВАНО

Директор ФБУ «Томский ЦСМ»

Н.В. Мурсалимова

07 2022 г.



**«ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс»
Методика поверки**

МП 463-2022

Томск
2022

1 Общие положения

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс» (далее - АИИС КУЭ) и устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки.

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

Первичную поверку проводят после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при первичной поверке использовать положительные результаты испытаний в целях утверждения типа АИИС КУЭ.

Средства измерений (измерительные компоненты) ИК АИИС КУЭ поверяются в соответствии с интервалами между поверками, установленными 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.

После ремонта АИИС КУЭ, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК, а также после замены средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК, проводится внеочередная поверка АИИС КУЭ. Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям. Во всех указанных случаях оформляется технических акт о внесенных изменениях.

В случае непригодности измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии, допускается их замена на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в описании типа АИИС КУЭ. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

В части смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ должна выполняться прослеживаемость к государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени (ГЭТ1-2022), в соответствии с Приказом Росстандарта от 31.07.2018 № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты».

В тексте приняты следующие сокращения и обозначения:

АРМ	– автоматизированное рабочее место;
ИВК	– информационно-вычислительный комплекс;
ИИК	– измерительно-информационный комплекс точки измерений;
ИК	– измерительный канал;
ТН	– измерительный трансформатор напряжения;
ТТ	– измерительный трансформатор тока;
МХ	– метрологические характеристики;
ОТРМО	– отдел технического регулирования и метрологического обеспечения;
ПИ	– программа испытаний;
ПО	– программное обеспечение;
СИ	– средство измерений;
СОЕВ	– система обеспечения единого времени;
ФИФОЕИ	– Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр	да	да	7
Подготовка к поверке и опробование	да	да	8
Проверка программного обеспечения	да	да	9
Определение метрологических характеристик	да	да	10
Подтверждение соответствия метрологическим требованиям	да	да	11

Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку прекращают.

3 Требования к условиям проведения поверки

Влияющие величины, определяющие условия поверки АИИС КУЭ, должны находиться в пределах, указанных в технической документации на АИИС КУЭ, ее 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 на АИИС КУЭ.

4.2 Измерения вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляются персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику измерений, регламентирующую проведение измерений мощности нагрузки трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. Измерения проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV, второй - удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.3 Измерения потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику измерений, регламентирующую проведение измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения, и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV, второй - удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют средства поверки, указанные в таблице 2. Допускается применять другие средства поверки с аналогичными или лучшими

метрологическими характеристиками, обеспечивающие требуемую точность передачи единиц величин поверяемому СИ.

Все применяемые средства поверки должны быть исправны, средства измерений должны иметь действующую поверку.

Таблица 2 - Средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки, вспомогательное оборудование	Перечень рекомендуемых средств поверки
8 Подготовка к поверке и опробование	Средства измерений температуры окружающей среды: - в диапазоне измерений от 0 до плюс 60 °С, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,3$ °С	Термогигрометр ИВА-6А-Д, рег. № 46434-11
	Средства измерений относительной влажности в диапазоне измерений от 0 до 98 %, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более ± 2 %	
	Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 70 до 110 кПа, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 2,5$ кПа	
	Средства измерений магнитной индукции в диапазоне измерений от 0,01 до 199,9 мТл, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 7,5$ %	
10 Определение метрологических характеристик	Средства измерений параметров напряжения, тока со следующими характеристиками: – диапазон измерений действующего значения напряжения переменного тока от 15 до 300 В, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 0,2$ %;	Мультиметр «Ресурс-ПЭ», рег. № 33750-07
	– диапазон измерений действующего значения силы переменного тока от 0,05 до 7,5 А, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений не более $\pm 0,3$ %;	
	– диапазон измерений частоты от 49 до 51 Гц, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,02$ Гц;	
	– диапазон измерений угла сдвига фаз от 0 до 60, с пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm 0,1^\circ$;	
	– измерение мощности нагрузки трансформаторов тока, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений от $\pm 1,0$ до $\pm 4,0$ %;	
	– измерение мощности нагрузки трансформаторов напряжения, с пределами допускаемой относительной погрешности измерений от $\pm 0,5$ до $\pm 4,0$ %	

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки, вспомогательное оборудование	Перечень рекомендуемых средств поверки
	Сигналы точного времени Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкалы времени выходного сигнала частотой 1 Гц относительно шкалы времени UTC (SU) в режиме синхронизации по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS ± 1 мкс	Источник первичного точного времени УКУС-ПИ 02ДМ, рег. № 60738-15
Переносной компьютер с установленным программным обеспечением для настройки/конфигурирования параметров счетчиков электрической энергии		

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

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

6.2 При применении эталонов, средств измерений, вспомогательных средств поверки и оборудования должны обеспечиваться требования безопасности согласно ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3.

7 Внешний осмотр средства измерений

7.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов.

7.2 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения вторичных цепей и цепей питания.

7.3 Результат проверки считается положительным, если нет замечаний по пунктам 7.1 и 7.2 или выявленные замечания устранены в процессе проведения внешнего осмотра.

В случае выявления несоответствий по пунктам 7.1 и 7.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 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.

8.2 На поверку АИИС КУЭ представляют следующие документы:

- описание типа АИИС КУЭ;
- формуляр;
- паспорта-протоколы измерительные комплексы (при наличии);
- документы, удостоверяющие поверку средств измерений ИК АИИС КУЭ (действующие свидетельства и (или) знаки поверки (отметки в паспортах), и/или ссылка на записи сведений о поверке в ФИФОЕИ, измерительных трансформаторов тока и напряжения, счётчиков электрической энергии и устройства синхронизации времени);
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками;
- технические акты о внесенных в АИИС КУЭ изменениях (при наличии).

8.3 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течении времени, установленных в нормативных документах на средства поверки;
- все СИ, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединения – после всех отсоединений.

8.4 Проверка условий эксплуатации АИИС КУЭ

8.4.1 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.

8.4.2 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.

8.4.3 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.

8.4.4 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 $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$, и $0,05 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$, где $I_{\text{ном}}$ – номинальное значение силы электрического тока.

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

8.4.6 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.

8.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.5.1 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.

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

8.5.3 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.

8.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

8.6.1 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.

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

8.6.3 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.

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

8.7.1 Проверку падения напряжения в линиях соединения счетчиков с измерительными трансформаторами напряжения проводят для каждой фазы ИК АИИС КУЭ. Измерения напряжения при четырёхпроводной схеме подключения ТН проводят для фазных напряжений, при трёхпроводной схеме подключения – для линейных напряжений. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения напряжения на вторичной обмотке ТН.

8.7.2 Для каждого ИК, подлежащего испытаниям, выполняют следующие действия.

8.7.2.1 Подключают средства измерений в соответствии со схемой, изображенной на рисунке 1. На данной схеме под ТН понимаются три однофазных измерительных трансформатора напряжения (могут присутствовать выводы 02 и 03 и контактные элементы 5 и 6 с соответствующими связями).

8.7.2.2 Значения падения напряжения и погрешности, возникающей из-за падения напряжения во вторичных цепях измерительных ТН, определяют путём одновременного измерения напряжений на вторичной обмотке ТН и на входе счётчика с использованием двух мультиметров «Ресурс ПЭ».

8.7.2.3 Используя руководство по эксплуатации на мультиметр «Ресурс ПЭ», проводят синхронизацию результатов измерений напряжения и времени.

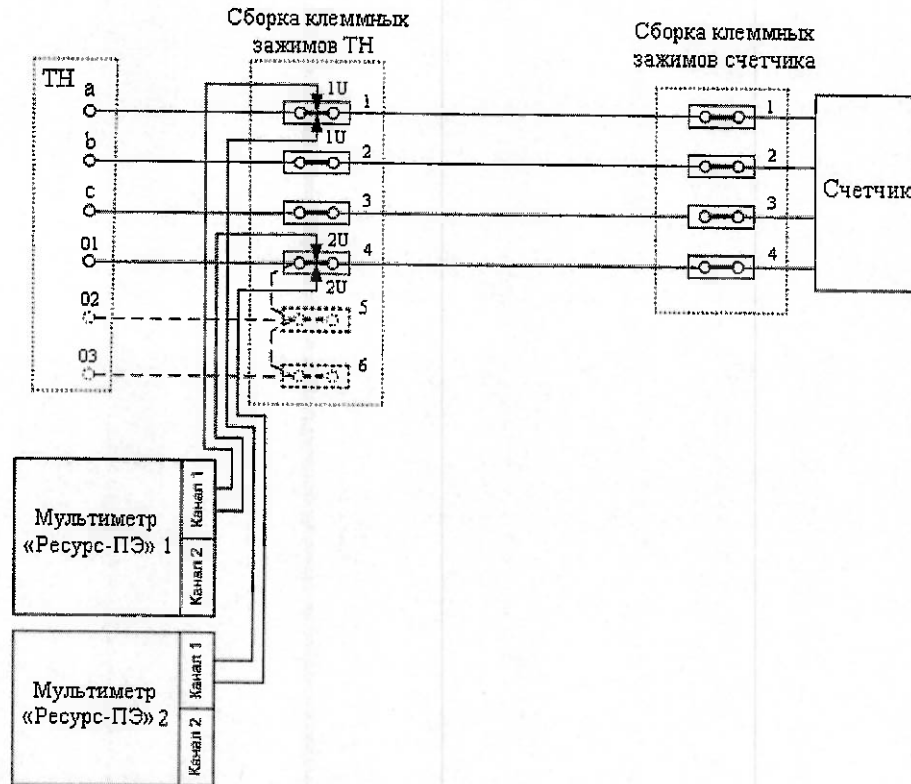


Рисунок 1

8.7.2.4 Подключают средства измерений в соответствии со схемой, изображенной на рисунке 2.

8.7.2.5 Используя руководство по эксплуатации на мультиметр «Ресурс ПЭ», проводят измерения напряжений: U_1 – результат измерений напряжения мультиметром «Ресурс ПЭ» 1, U_2 – результат измерений напряжения мультиметром «Ресурс ПЭ» 2.

8.7.2.6 Вычисляют значение погрешности из-за потерь в линиях присоединения трансформаторов напряжения к счетчику, δU , %, по формуле

$$\delta U = (U_1 - U_2) / U_1 \cdot 100 \% \quad (1)$$

8.7.2.7 Переносят выводы «1U» обоих мультиметров на клеммные контакты 2 (схема рисунка 2) и выполняют операции по 8.5.2.4 – 8.5.2.6 настоящей МП.

8.7.2.8 Переносят выводы «1U» обоих мультиметров на клеммные контакты 3 (схема рисунка 2) и выполняют операции по 8.5.2.4 – 8.5.2.6 настоящей МП.

8.7.2.9 Результаты проверки положительные, если выполняется следующее условие

$$\delta U < 0,25 \% \quad (2)$$

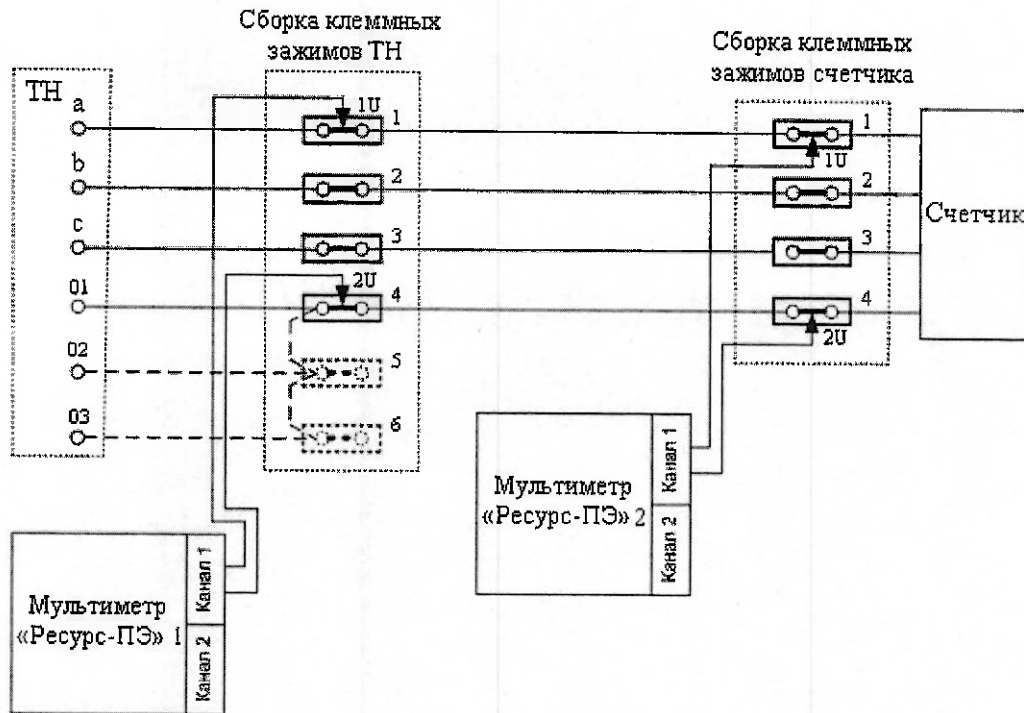


Рисунок 2

8.7.3 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.

8.7.4 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.

8.7.5 В случае отсутствия измерительного трансформатора напряжения падение напряжения от точки измерений до счетчика электрической энергии не должно превышать 0,25 % от номинального значения напряжения.

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

8.8 Проверка системы обеспечения единого времени

8.8.1 Проверку системы обеспечения единого времени проводят с использованием источника первичного точного времени, хранящих шкалу времени, синхронизированную с метками шкалы координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU). В качестве сигналов точного времени допускается использовать эталонные сигналы времени, передаваемые по сети Интернет.

8.8.2 Проверку расхождения между шкалами времени внутренних часов компонентов СОЕВ и источника первичного точного времени проводят для счетчиков, АРМ оператора и сервера.

8.8.3 Одновременно фиксируют показания «ВРЕМЯ UTC» во вкладке «Синхронизация» конфигуратора и текущее время, отображаемое на индикаторах счетчиков, мониторе компьютера АРМ оператора и сервере. Определяют разницу (без учёта количества часов) между шкалами времени часов компонентов СОЕВ и временем UTC (SU).

8.8.4 Проверку синхронизации шкал времени внутренних часов компонентов СОЕВ проводят сравнением показаний текущего времени. Определяют различие показаний текущего времени между шкалами счетчиков и сервера, компьютера АРМ оператора и сервера, сервера и устройства синхронизации времени. Проверку правильности работы

системы коррекции времени выполняют также по журналам событий, определяя расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов СОЕВ в момент, непосредственно предшествующий коррекции.

8.8.5 Результаты проверки положительные, если: расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ АИИС КУЭ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает 5 с.

8.9 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

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

8.9.2 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.

8.9.3 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 и описании типа на АИИС КУЭ.

8.9.4 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 8.9.3 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.

8.9.5 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.

8.9.6 Проверку передачи информации на верхний уровень осуществляют с помощью ПО «Учет энергоресурсов», 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.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проверку проводят на соответствие заявленных идентификационных данных программного обеспечения (ПО), указанных в описании типа и эксплуатационной документации:

- идентификационное наименование ПО;
- номер версии ПО;
- значения цифровых идентификаторов метрологически значимой части.

9.2 Результаты проверки положительные, если идентификационные данные ПО соответствуют описанию типа и эксплуатационной документации.

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ

10.1.1 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.

10.1.2 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

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

где δ_I – 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

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

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

где θ_I – 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 31819.22 для расчета границ относительной погрешности измерений активной электрической энергии и средней мощности, по ГОСТ 31819.23 – 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 40 до плюс 40 °С;
- температура окружающей среды счетчиков и сервера от плюс 21 до плюс 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 описании типа АИИС КУЭ, и фактические значения основной относительной погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии не превышают допускаемых границ, приведенных в описании типа АИИС КУЭ.

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

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

12 Оформление результатов поверки

12.1 Результаты поверки оформляют протоколом произвольной формы.

12.2 При положительных результатах поверки АИИС КУЭ вносят сведения о поверке в ФИФОЕИ.

12.3 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ к эксплуатации не допускают и вносят сведения в ФИФОЕИ.

12.4 Особенности конструкции АИИС КУЭ препятствуют нанесению на нее знака поверки. Знак поверки наносят на свидетельство о поверке.