

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



Федеральное бюджетное учреждение
«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и
испытаний в Красноярском крае, Республике Хакасия и Республике Тыва»

СОГЛАСОВАНО:

Главный метролог
ФБУ «Красноярский ЦСМ»

А.В. Самонин



Государственная система обеспечения единства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета
электроэнергии Красноярской ГЭС (АИИС КУЭ Красноярской ГЭС)

Методика поверки

18-18/047 МП

г. Красноярск

2024 г

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие положения	3
2 Нормативные ссылки	4
3 Обозначения и сокращения	4
4 Перечень операций поверки средства измерений.....	4
5 Требования к условиям проведения поверки	5
6 Требования к специалистам, осуществляющим поверку.....	5
7 Метрологические и технические требования к средствам поверки.....	6
8 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки	6
9 Внешний осмотр средства измерений.....	7
10 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	7
11 Проверка программного обеспечения средства измерений.....	9
12 Определение метрологических характеристик средства измерений	10
13 Подтверждение соответствия АИИС КУЭ метрологическим требованиям	13
14 Оформление результатов поверки.....	13
Приложение А	14

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии Красноярской ГЭС (АИИС КУЭ Красноярской ГЭС) (далее по тексту – АИИС КУЭ) и устанавливает методы и средства его первичной и периодической поверок.

1.2 Методика поверки разработана в развитие части 7 статьи 12 Федерального закона № 102-ФЗ от 26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений» и в соответствие с требованиями приказа Минпромторга РФ от 28.08.2020 г. № 2907.

1.3 Для обеспечения прослеживаемости, входящие в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ СИ (измерительные компоненты) должны быть утвержденных типов, и поворяться по соответствующим методикам поверки с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа.

Прослеживаемость поверяемой АИИС КУЭ в части смещений шкалы времени системы обеспечения единого времени (СОЕВ) АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU) обеспечивается передачей единицы времени к государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2022 в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной Приказом Росстандарта от 26.09.2022 № 2360.

1.4 Поверке подлежат АИИС КУЭ с перечнем ИК (состав ИК должен соответствовать описанию типа на АИИС КУЭ), прошедших процедуру утверждения типа средства измерений. ИК АИИС КУЭ подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

1.5 Допускается проведение поверки отдельных ИК АИИС КУЭ в соответствии с письменным заявлением правообладателя (изготовителя) системы с обязательным указанием информации об объеме проведённой поверки при оформлении её результатов.

1.6 Первичную поверку системы (до ввода в эксплуатацию) проводят после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом результаты поверки АИИС КУЭ оформляются только после утверждения типа АИИС КУЭ.

1.7 Периодическую поверку системы проводят в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

1.8 Интервал между поверками АИИС КУЭ – 4 года.

1.9 Если очередной срок поверки, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, средств измерений (измерительного компонента) наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент, а поверка всей АИИС КУЭ не проводится. После поверки средства измерений (измерительного компонента) и восстановления ИК выполняется проверка ИК, той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой средства измерений (измерительного компонента), не нарушили метрологических характеристик ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

1.10 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 их состав, проводится внеочередная поверка АИИС КУЭ в объеме первичной поверки. Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям. При этом срок действия поверки в части данных ИК устанавливается до окончания срока действия поверки основного АИИС КУЭ. Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным им лицом и руководителем или представителем метрологической службы Предприятия-владельца. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как неотъемлемая часть.

1.11 При определении метрологических характеристик поверяемых АИИС КУЭ используется косвенный метод измерений.

2 Нормативные ссылки

В настоящей методике поверки использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 8.216-2011	ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки
ГОСТ 8.217-2024	ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки
ГОСТ 8.654-2009	ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. основные положения
ГОСТ 12.2.007.0-75	ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности
ГОСТ 12.2.007.3-75	ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности.
ГОСТ 12.3.019-80	ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности
ГОСТ 1983-2015	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия
ГОСТ 7746-2015	Трансформаторы тока. Общие технические условия
ГОСТ Р 52323-05	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S
ГОСТ Р 52425-2005	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статистические счетчики реактивной энергии
ГОСТ Р 56069-2018	Требования к экспертам и специалистам. Поверитель средств измерений. Общие требования

3 Обозначения и сокращения

3.1 В настоящей методике поверки использованы следующие сокращения:

АИИС КУЭ	– система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии;
АРМ	– автоматизированное рабочее место;
ИВК	– измерительно-вычислительный комплекс;
ИК	– измерительный канал;
СИ	– средство измерений;
СОЕВ	– система обеспечения единого времени;
ПО	– программное обеспечение;
ТН	– трансформатор напряжения;
ТТ	– трансформатор тока;
ЭД	– эксплуатационная документация;
UTC (SU)	– национальная шкала времени.

3.2 В настоящей методике поверки использованы следующие обозначения:

$\Delta t_{\text{ИВК}}$	– относительная амплитудная погрешность ТТ;
$\Delta t_{\text{сч}}$	– относительная амплитудная погрешность ТН;
$\sigma_{\text{сч}}$	– угловая погрешность ТТ;
$T_{\text{сч}}$	– угловая погрешность ТН;

4 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
1 Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	9
2 Подготовка к поверке и опробование средства измерений			10
2.1 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	Да	Да	10.3
2.2 Проверка счетчиков электрической энергии	Да	Да	10.4
2.3 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	Да	Да	10.5
2.4 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	Да	Да	10.6
3 Проверка программного обеспечения (ПО) средства измерений	Да	Да	11
4 Определение метрологических характеристик средства измерений			12
4.1 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	Да	Да	12.1
4.2 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	Да	Да	12.2
4.3 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	Да	Да	12.3
4.4 Проверка пределов смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU)	Да	Да	12.4
8 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	13
9 Оформление результатов поверки	Да	Да	14

5 Требования к условиям проведения поверки

5.1 Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям общих технических условий и эксплуатационной документации АИИС КУЭ и ее измерительные компоненты, требованиям правил содержания и применения применяемых при поверке эталонов и требованиям эксплуатационных документов применяемых для поверки средств измерений.

6 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

6.1 Для проведения поверки допускают поверителей, аттестованных на соответствие требованиям ГОСТ Р 56069, изучивших настоящую методику поверки, нормативные документы по выполнению измерений электрических величин в цепях соединений измерительных трансформаторов и электросчетчиков, эксплуатационные документы системы и ее измерительных компонентов, имеющих стаж работы в качестве поверителей средств измерений электрических величин не менее 1 (одного) года.

6.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ [8]. К измерениям допускают не менее двух специалистов, имеющих допуск к работам в электроустановках с напряжением свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

6.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ [9]. К измерениям допускают не менее двух специалистов, имеющих допуск к работам в электроустановках с напряжением свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

6.4 Измерение потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ [10]. К измерениям допускают не менее двух специалистов, имеющих допуск к работам в электроустановках с напряжением свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

7 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют СИ в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства измерений, применяемые для поверки

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.п 12.1÷12.3, р.13 Контроль условий поверки (при проведении всех операций поверки по указанным пунктам)	Средства измерений температуры, атмосферного давления и относительной влажности, диапазон измерений: - атмосферного давления от 700 до 1100 гПа, предел допускаемой абсолютной погрешности $\pm 2,5$ гПа; - температуры от минус 20 до +60 °C, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,3$ °C; - относительной влажности от 0 до 90 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности ± 2 %.	Термогигрометр ИВА 6 мод. ИВА-6Н-Д (рег. № 46434-11)
п.12.4 Определение метрологических характеристик средства измерений (при проведении операций поверки по данному пункту)	Эталоны единицы времени, соответствующие требованиям к эталонам не ниже 4 разряда по приказу Росстандарта от 26.09.2022 № 2360. Источник сигналов точного времени, погрешность не более 10^{-4} с	Приемник опорный синхронизирующий ОСП-2 (рег. № 53953-13)
Инженерный пульт (переносный компьютер) с техническими средствами чтения информации, хранящейся в памяти счетчика	Примечание – Допускается применение других (аналогичных) средств поверки, обеспечивающих проверку метрологических характеристик СИ с требуемой точностью. Применяемые средства измерений должны быть утвержденного типа и должны быть поверены (сведенья о поверке включены в ФИФ). Испытательное оборудование должно быть аттестовано в установленном порядке.	

8 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.3.019, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правила эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденные

жденные Министерством энергетики РФ [1], а также требования безопасности указанные в эксплуатационной документации (ЭД) на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики АИИС КУЭ, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

9 Внешний осмотр средства измерений

9.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

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

9.3 Результаты проверки по разделу 9 считаются положительными, если выполняются все вышеуказанные требования.

В случае выявления несоответствий, поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий, АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

10 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

10.1 Документация для проведения поверки

Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- паспорт-формуляр АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов системы, входящих в ИК, и свидетельства о предыдущей поверке системы;
- паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с требованиями документов [8], [9] и [10];
- рабочие журналы АИИС КУЭ;
- методику поверки 18-18/047 МП.

10.2 Подготовка к поверке

Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- перед проведением первичной поверки должны быть актуализированы паспорта-протоколы ИК ([2], приложение 7) и подготовлены документы об освидетельствовании линий связи;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединения зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

10.3 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

10.3.1 Проверяют правильность расположения и монтажа 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.

10.3.2 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически используемых средств измерений (измерительных компонентов) типам, указанным в описании типа АИИС КУЭ и/или паспорте (в паспорте-формуляре).

10.3.3 Проверяют наличие свидетельств о поверке и/или паспортов заводов-изготовителей с оттисками клейма поверителя, и/или запись в Федеральном информационном фонде по

обеспечению единства измерений (если поверка проведена после 24.09.2020 г.) и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченной поверки измерительных компонентов дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

Допускается при обнаружении просроченных поверок измерительных компонентов ИК проводить их поверку на месте эксплуатации в процессе поверки АИС КУЭ.

Измерительные компоненты поверяются по методикам поверки, утвержденным при утверждении их типа.

10.3.4 Результаты проверки по п.10.3 считаются положительными, если выполняются все вышеуказанные требования.

В случае выявления несоответствий, поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий, АИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

10.4 Проверка счетчиков электрической энергии

10.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения. 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 с помощью измерителя напряжения с токовыми клещами.

10.4.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов счетчиков, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, последовательная проверка визуализации параметров.

10.4.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Оптический преобразователь подключают к порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

10.4.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптический порт.

10.4.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение в памяти счетчика.

10.4.6 Результаты проверки по п.10.4 считаются положительными, если выполняются все вышеуказанные требования.

В случае выявления несоответствий, поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

10.5 Проверка функционирования компьютеров АИС КУЭ (АРМ или сервера)

10.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

10.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере ИВК.

10.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на компьютере АПИС 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.

10.5.4 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».

10.5.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение в сервере ИВК.

10.5.6 Результаты проверки по п.10.5 считаются положительными, если выполняются все вышеуказанные требования.

В случае выявления несоответствий, поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий, АИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

10.6 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 ИВК.

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

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

10.6.2 Выводят на экране компьютера или распечатывают журнал событий счетчика и УСПД и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти базы данных сервера ИВК на тех интервалах времени, в течение которых была нарушена связь.

10.6.3 Выводят на экране компьютера или распечатывают на сервере ИВК профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптический порт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных сервера ИВК, не должно превышать одной единицы младшего разряда учтенного значения.

10.6.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 8.8.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в сервере ИВК системы для того же момента времени. Для этого визуально 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 сервере ИВК. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда учтенного значения.

10.6.5 Результаты проверки по п.10.6 считаются положительными, если выполняются все вышеуказанные требования.

В случае выявления несоответствий, поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий, АИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11 Проверка программного обеспечения средства измерений

11.1 Проверка выполняется в соответствии с [14] и ГОСТ 8.654.

11.2 Проверку защиты ПО от несанкционированного доступа проводят, вводя неправильный код в поле «пароль» при запуске программы сбора данных. Убеждаются в невозможности продолжать работу при отсутствии пароля.

11.3 Проверка документации в части программного обеспечения

На проверку представляется документация на программное обеспечение: Руководство пользователя. Представленная техническая документация должна соответствовать ГОСТ Р 8.654.

11.4 Проверка идентификации программного обеспечения АИС КУЭ

11.4.1 Проводят проверку соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения, указанных в описании типа и эксплуатационной документации:

- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);

– алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

11.4.2 Убеждаются, что идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленным (наименование ПО и его версия определяются после загрузки ПО в разделе «справка»).

11.4.3 Результат проверки считается положительным, если идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленным.

11.5 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения

На выделенных модулях ПО проверяют цифровые идентификаторы и алгоритм вычисления цифрового идентификатора.

Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения производится на ИВК (сервере), где установлено ПО. Запустить специализированное ПО MD5.exe, позволяющий производить хэширование файлов. 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.

ПО считается подтвержденным, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО соответствуют данным, приведенным в таблице 4.

В противном случае АИИС КУЭ считается не прошедшей поверку и признается непригодной к применению.

Таблица 4 – Характеристика ПО АИИС КУЭ

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО (программного модуля)	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программа-планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	не ниже 19.05.01	b38c9f6db4a3ff7364 114d32268102c3	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		28f429f69bcf2211e9 32b3ed93d031a8	

12 Определение метрологических характеристик средства измерений

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).

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

12.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТН

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

12.1.2 При проверке нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться в том, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10 % от Uhом.

Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983 и (или) в описании типа средства измерений на конкретный тип ТН.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с документом [8].

Приписанная характеристика погрешности результата измерений мощности нагрузки ТН - доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений мощности нагрузки ТН при доверительной вероятности 0,95 не превышает $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в [8].

12.1.3 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.

12.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ

12.2.1 ТН должны быть поверены по ГОСТ 8.216. Допускается чтобы поверку проводили при фактически существующей нагрузке, параметры которой зафиксированы в протоколе поверки и, при Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

12.2.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746 и (или) в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

Измерение мощности вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с документом [9].

Приписанная характеристика погрешности результата измерений вторичной нагрузки ТТ - доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений вторичной нагрузки ТТ при доверительной вероятности 0,95 не превышает $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в документе [9].

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 считаются положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

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

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

12.3 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным ТН

Измерение падения напряжения U_n в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с документом [10].

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

Приписанная характеристика погрешности результата измерений потерь напряжения - доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений [10] при доверительной вероятности $P = 0,95$ не превышает $\pm 1,5\%$ с учетом нормальных и рабочих условий выполнения измерений, приведенных в документе [10].

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 АПИС 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 считаются 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 В случае отсутствия ТН падение напряжения от точки измерения до счетчика электрической энергии не должно превышать 0,25 % от номинального значения напряжения.

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

12.4 Проверка пределов смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU)

При реализации варианта передачи национальной шкалы времени UTC(SU) к компонентам СОЕВ осуществляется передачей от сервера ИВК к счетчикам электрической энергии, смещение шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), определяется в следующем порядке:

12.4.1 Включают приемник сигналов точного времени согласно руководству по эксплуатации. Убедившись в наличии связи со спутниками ГЛОНАСС, определяют расхождение шкал времени сервера ИВК и приемника сигналов точного времени. Расхождение шкал времени сервера ИВК и приемника сигналов точного времени не должно превышать указанного в описании типа на АИИС КУЭ.

По журналу событий сервера определяют смещение шкал времени Сервер ИВК – счетчики электрической энергии.

Смещение шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) определяется как результатирующее значение величин: измеренного значения смещения шкалы времени сервера ИВК относительно национальной шкалы времени UTC(SU) и смещение шкал времени сервер ИВК - счетчики электрической энергии.

12.4.2 Смещение шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) определяется по формуле:

$$\Delta\tau = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\Delta\tau_{\text{ИВК}}^2 + \Delta\tau_{\text{сч}}^2 + (\sigma_{\text{сч}} \cdot T_{\text{сч}})^2} \quad (1)$$

12.4.3 В случае если значение смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU) полученного по п.12.4.1 и значения по п. 12.4.2 больше значения, указанного в описании типа АИИС КУЭ, в части неисправных ИК бракуется.

13 Подтверждение соответствия АИИС КУЭ метрологическим требованиям

13.1 При положительных результатах проверок по пунктам разделов 9÷12 АИИС КУЭ в части ИК, прошедших поверку (подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям), признается пригодной к применению.

13.2 При отрицательных результатах проверок по пунктам разделов 9÷12 АИИС КУЭ в части ИК, не прошедших поверку(не подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям), признается непригодной к применению.

14 Оформление результатов поверки

14.1 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.

14.2 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.

Начальник отдела СНТР

Н.М. Лясковский

Ведущий инженер отдела СНТР

С.Г. Пурнов

Инженер 2 категории отдела СНТР

Н.Р. Кашапова

Приложение А

(справочное)

Библиография

- [1] Правила эксплуатации электроустановок потребителей.
- [2] РД 34.09.101-94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении».
- [3] МП 50-262-2004 «ГСИ. Трансформаторы тока ТШ-0,5 14000/2,5 Красноярской ГЭС. Методика поверки»; утвержден ФГУП «УНИИМ» в 2004 г.
- [4] ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки».
- [5] ДЯИМ.411152.018 РЭ «Счётчик электрической энергии трёхфазный многофункциональный АЛЬФА А1800. Руководство по эксплуатации».
- [6] ДЯИМ.466453.007 МП. «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа ЦЕНТР. Методика поверки».
- [7] МИ 3000-2022 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки».
- [8] МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».
- [9] МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации».
- [10] МИ 35980-18 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».
- [11] Приказ Минпромторга РФ от 28.08.2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»
- [12] Приказ Минпромторга РФ от 28.08.2020 г. № 2907 «Об утверждении порядка установления и изменения интервала между поверками средств измерений, порядка установления, отмены методик поверки и внесения изменений в них, требований к методикам поверки средств измерений».
- [13] Приказ Росстандарта от 26.09.2022 № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»
- [14] Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. проверка защиты программного обеспечения»