

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
«ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ»
(ФГУП «ВНИИМС»)

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора

по производственной

метрологии

ФГУП «ВНИИМС»



И.В. Иванникова

2021 г.

Государственная система обеспечения единства измерений.

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

ОАО «Соликамский магниевый завод».

Методика поверки

МП 201-014-2021

Москва

2021

Содержание

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

1 Общие положения

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Соликамский магниевый завод» (далее – АИИС КУЭ), предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, переданной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Соликамский магниевый завод», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в формуляре (паспорт-формуляры) на АИИС КУЭ.

Поверка проводится покомпонентным методом.

Поверке подлежит АИИС КУЭ с перечнем измерительных каналов (ИК), прошедших процедуру утверждения типа, и на которую распространяется свидетельство/сертификат об утверждении типа (состав ИК должен соответствовать описанию типа на АИИС КУЭ).

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ в части отдельных ИК, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации об объеме проведенной поверки.

Первичную поверку систем проводят после проведения испытаний АИИС КУЭ в целях утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Для обеспечения прослеживаемости, входящие в состав ИК АИИС КУЭ средства измерений (измерительные компоненты) должны быть утвержденных типов, и поверяться по соответствующим методикам поверки и в соответствии с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

После ремонта АИИС КУЭ, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК, а так же 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. Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях. Технический акт хранится совместно со свидетельством о поверке, как неотъемлемая часть эксплуатационных документов на АИИС КУЭ.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1 Внешний осмотр средства измерений	7	Да	Да
2 Подготовка к поверке и опробование средства измерений:	8		
3 Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
4 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	8.4	Да	Да
5 Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.5	Да	Да
6 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.6	Да	Да
7 Проверка программного обеспечения средства измерений	9	Да	Да
8 Определение метрологических характеристики средства измерений:	10		
9 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	10.1	Да	Да
10 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	10.2	Да	Да
11 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	10.3	Да	Да
12 Проверка пределов смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU)	10.4	Да	Да
13 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	11	Да	Да
14 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	11.1	Да	Да
15 Оформление результатов поверки	12	Да	Да

3 Требования к условиям проведения поверки

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

Таблица 2 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- сила тока, % от $I_{ном}$:	
- для ИК №№ 1 – 21	от 2 до 120
- коэффициент мощности, $\cos\phi$	0,8 <small>емк</small>
диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С:	
- для ТТ и ТН	от -40 до +40
- для счетчиков	
- для ИК №№ 1 – 21	от +5 до +30

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих соответствующее образование и стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 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 МИ 3196-2018 «Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации» 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.

4.3 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 МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» 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.

4.4 Измерение 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 документ МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» 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 измерений в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 3.

Таблица 3 – Средства поверки

Наименование средства измерений	Измеряемая величина	Метрологические характеристики	Номер пункта НД по поверке
Прибор комбинированный Testo 608-H2	Температура окружающего воздуха	Диапазон измерений от минус 40 до 50 °С; цена деления шкалы 1 °С. Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ±1 °С	8
	Относительная влажность воздуха	Диапазон измерения от 10 до 95% Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ±5 %	8
Измеритель потерь напряжения СА210	Действующее значение силы тока	Диапазон измерений: от 0,01 до $1,2 \cdot I_{ном}$ Пределы допускаемой относительной погрешности (δ_I): ±7 %	10.1, 10.2, 10.3
	Действующее значение напряжения	Диапазон измерений: от 0 до 20 В Пределы допускаемой относительной погрешности (δ_U): ±7 %	10.1, 10.2, 10.3
Блок коррекции времени ЭНКС-2 рабочий эталон 4-го разряда по Приказу Росстандарта от 31.07.2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»)»	Сигналы точного времени	Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации 1PPS и IRIG к шкале UTC — ± 500 нс, минимальный квант корректировки времени — 11 нс, абсолютная погрешность при отсутствии связи — ± 0,4 с/сутки	10.4
Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы			

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также иметь действующие свидетельства о поверке.

6 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

7 Внешний осмотр средства измерений

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

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

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- Паспорт (формуляр или паспорт-формуляр) АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов (при наличии) или заводские паспорта с отметкой о поверке, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке), либо номер свидетельства о поверке, присваиваемый Федеральным информационным фондом по обеспечению единства измерений;
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

8.2 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;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;
- 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.

8.3 Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

8.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

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

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

8.4 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.4.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

8.4.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

8.4.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

8.4.4 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено

сообщение об отсутствии «ключа защиты».

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

8.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.5.1 Проверка функционирования мультиплексоров.

Проверяют функционирование мультиплексоров с помощью переносного компьютера, подключенного к мультиплексору (группе мультиплексора) через кабель RS232, и специальной программы. Мультиплексор (группа мультиплексоров) считают работоспособным, если все счетчики, подключенные к данному мультиплексору (группе), были опрошены.

8.5.2 Проверка функционирования модемов.

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.5.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS232. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.6 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 центрального сервера.

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

8.6.1 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 устраненным отказом какого-либо компонента системы.

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

8.6.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт 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 центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

8.6.3 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 учетного значения.

8.6.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.7.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в 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 учетного значения.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

9.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения (ПО), указанных в описании типа и эксплуатационной документации:

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;

9.2 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

– с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией-разработчиком СИ (ПО СИ);

– с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

9.3 Результаты проверки считают положительными, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма), алгоритм вычисления цифрового идентификатора не противоречат приведенным в описании типа на АИИС КУЭ.

10 Определение метрологических характеристики средства измерений

10.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

10.1.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и 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.

10.1.2 При проверке мощности ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от $U_{НОМ}$.

Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983-2001 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТН.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».

Примечания

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт–протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

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

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

10.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

10.2.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

10.2.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2001 и/или в описании типа средств измерений на конкретный

тип ТТ.

Измерение мощности вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

Примечания

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

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

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

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

10.3.1 Измеряют падение напряжения $U_{\text{л}}$ в проводной линии связи для каждой фазы в соответствии с МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов – протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

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

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

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

10.4.1 Смещение шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), определяется в следующем порядке:

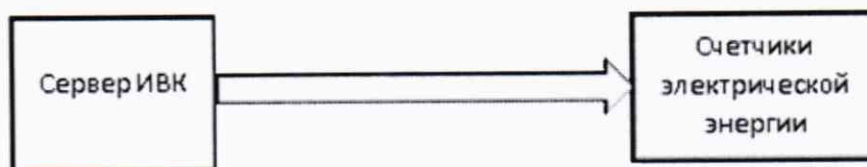


Рисунок 1

1) Подключив блок коррекции времени (БКВ) ЭНКС-2 к серверу, определяют расхождение шкал времени сервера и БКВ ЭНКС-2. Расхождение шкал времени сервера и БКВ ЭНКС-2 не должно превышать 1 с.

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

Расхождение шкал времени Сервер ИВК – счетчики электрической энергии не должно превышать 2 с.