



«Утверждаю»

Генеральный директор
ООО «ИЦ «Энерготестконтроль»


В. Б. Минин

«28» ноября 2013 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учёта электроэнергии Розничного рынка элек-
троэнергии (РРЭ) для нужд ОАО «Чувашская энергосбытовая
компания»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

СПИ.4222.000.001.МП

2013 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	4
2 Назначение	4
3 Условия проведения поверки	4
4 Требования к квалификации поверителей	4
5 Требования по безопасности	5
6. Эталоны и вспомогательные устройства	5
7 Операции поверки	6
8 Подготовка к поверке	6
9 Проведение поверки	7
10 Определение метрологических характеристик АИИС КУЭ	9
11 Определение суточной погрешности измерения текущего времени	11
12 Определение ошибок информационного обмена	11
13 Проверка ПО	11
14 Оформление результатов поверки	13

Список принятых сокращений.

АИИС КУЭ - Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электрической энергии

АРМ - автоматизированное рабочее место

ИК - измерительный канал

МХ - метрологические характеристики

НД - нормативная документация

ПЭВМ - персональная электронно-вычислительная машина

ПО - программное обеспечение

СИ - средства измерения

СУБД - система управления базами данных

ТН - трансформатор напряжения

ТТ - трансформатор тока

УСД - устройство сбора данных

ЭД - эксплуатационная документация

ИИК - информационно-измерительный комплекс

ИВК - измерительно-вычислительный комплекс

1. Введение.

1.1 Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической проверки системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Розничного рынка электроэнергии (РРЭ) для нужд ОАО «Чувашская энергосбытовая компания» (в дальнейшем – АИИС КУЭ), а также каналов измерительных, дополнительно вводимых в систему.

1.2 Методика разработана в соответствии с требованиями нормативных документов (НД): МИ 3290-2010, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ Р 52322-2005 и ГОСТ Р 52323-2005 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной электроэнергии., ПР 50.2.009-94 и эксплуатационной документации (ЭД) на компоненты АИИС КУЭ .

1.3 Рекомендуемый межповерочный интервал системы - 4 года.

2. Назначение

АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Чувашская энергосбытовая компания», автоматического сбора, хранения и обработки полученной информации.

3. Условия проведения проверки.

При проведении проверки должны соблюдаться рабочие условия эксплуатации компонентов, входящих в состав АИИС КУЭ, в соответствии с НД на эти компоненты.

4. Требования к квалификации поверителей.

4.1 К проведению проверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в порядке, установленном Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в соответствии с ПР 50.2.012-94 «Порядок аттестации поверителей средств измерений», изучившие на стоящую методику проверки и руководство по эксплуатации АИИС КУЭ, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и имеющие группу по технике электробезопасности не ниже III.

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 «Методика выполнения измерений мощности нагрузки 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 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 «Методика выполнения измерений мощности нагрузки 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.

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 «Методика выполнения 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.

5. Требования по безопасности.

5.1. При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (издание 3-е), «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 22261-94 и указаниями по безопасности, оговоренными в технических описаниях, руководствах по эксплуатации на измерительные компоненты системы, в соответствующей документации на эталоны и другие средства поверки.

5.2 Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения в эксплуатации должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Один из выводов вторичных обмоток ТТ и ТН должен быть заземлен.

5.3 Счетчики электроэнергии в эксплуатации должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 22261-94, ГОСТ 12.1.038-82 и ГОСТ Р 51350-99. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007-75.

5.4 Металлический цоколь счетчика должен быть заземлен. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации счетчика.

5.5 Все клеммы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для пломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

5.6 Требования безопасности контроллера и сервера должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-74 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Технические требования в части безопасности должны соответствовать ГОСТ Р 51350-99 (МЭК 61010-1-90) классу защиты не ниже 1.

5.7 Корпуса устройств (блоков), входящих в устройства сбора и передачи данных, должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

5.8 Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ПЭВМ.

6. Эталоны и вспомогательные устройства .

При проведении поверки применяются эталоны и вспомогательные устройства, указанные в таблице 1

Таблица 1

Наименование и назначение средств поверки и вспомогательного оборудования	Номер пункта
Термометр лабораторный ТЛ-4 по ГОСТ 2045-71. Диапазон измерений - от минус 50 до плюс 100°С, КТ 0,1, цена деления 0,1°С Барометр –анероид, БАММ. Относительная погрешность ±5%; Психрометр М-4М класс точности 2,0	3
Радиочасы МИР РЧ-01 , КТ ±1мкс	11
Наименование аппаратных и программных средств	

Персональный компьютер, оптический преобразователь в комплекте с ПО: ПО «Конфигуратор СЭ.Т-4ТМ» для опроса счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М. ПО «Конфигуратор счётчиков трёхфазных Меркурий» для опроса счетчиков Меркурий 230 ART-03 Меркурий 230 ART-02. ПО сервисной программы NES Provisioning Tool для опроса счетчиков KNUM-2023 и KNUM-1021, KNUM-1023. ПО «ТЕЛЕСКОП+».

9-13

Примечание:

Допускается применение других СИ с МХ не хуже указанных в таблице № 1.

7. Операции поверки.

При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице № 2.

Таблица № 2.

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к поверке	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.2.1	Да	Да
5. Проверка сервера	9.2.2	Да	Да
6. Определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для рабочих условий	10	Да	Да
7. Определение суточной погрешности измерения текущего времени	11	Да	Да
8. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	12	Да	Да
9. Проверка ПО	13	Да	Да
11. Оформление результатов поверки	14	Да	Да

8. Подготовка к поверке.

8.1. Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- 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 организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, контроллеров, по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;

- 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 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.

9. Проведение поверки.

9.1 Внешний осмотр и проверка комплектности.

Методика поверки.

При проведении проверки внешнего вида и комплектности проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов АИИС КУЭ паспортным;
- наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
- внешний вид каждого компонента системы с целью выявления возможных механических повреждений, загрязнения и следов коррозии;
- наличие напряжения питания на счетчиках (должен работать жидкокристаллический индикатор счетчика);
- наличие напряжения питания на мультиплексах (должен светиться светодиод сигнализирующий о наличии питания);
- наличие напряжения питания и отсутствие ошибки на (должен светиться светодиод, сигнализирующий о наличии питания и не светиться светодиод, сигнализирующий о наличии ошибки);
- наличие напряжения питания на модемах (должны светиться светодиоды на лицевой панели модема);
- наличие напряжения питания на преобразователях интерфейсов (должен светиться светодиод, сигнализирующий о наличии питания);
- функционирование (должна функционировать операционная система необходимая для работы программы сбора данных);
- маркировка технических средств должна быть нанесена четко и должна соответствовать ГОСТ 22261 – 94;
- соединительные информационные провода не должны иметь каких-либо повреждений («оголений»), которые могли бы свидетельствовать о несанкционированном вмешательстве в АИИС КУЭ.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если перечисленные операции настоящего пункта МП полностью выполнены.

9.2 Проверка функционирования основных компонентов АИИС

При проведении проверки измерительных компонентов АИИС КУЭ необходимо проверить:

- наличие действующих свидетельств (записей в паспортах) о поверке измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии.

При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после их поверки.

9.2.1. Проверка счетчиков электрической энергии.

При проведении проверки счетчиков электрической энергии необходимо проверить:

- наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике;

- 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);
- проверка соответствия индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год),
- работоспособность оптического порта счетчик,
- проверка автоматического измерения приращений активной электроэнергии,
- проверка автоматической коррекции времени.

Проверка работоспособности оптического порта счетчика.

Методика проверки

Проверка работоспособности оптического порта счетчика и опрос счетчика осуществляется через оптопорт с помощью переносного компьютера и оптического преобразователя. На переносном компьютере после его включения должны быть активированы программы : ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» для опроса счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М , ПО «Конфигуратор счётчиков трёхфазных Меркурий» для опроса счетчиков Меркурий 230 ART, ПО сервисной программы NES Provisioning Tool для опроса счетчиков KNUM-2023 и KNUM-1021, KNUM-1023.

После загрузки программы необходимо сделать следующие установки:

- оптопорт;
- автоопределение типа счетчика;
- электроэнергия.

Критерии результатов проверки:

Проверка считается успешной:

Если счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках, имеются данные о 30 минутных значениях мощности и отображаются в окне программы.

Проверка автоматического измерения приращений активной электроэнергии.

Методика проверки

Проверка автоматического измерения активной электроэнергии сводится к просмотру журнала событий об изменении 30 минутных интервалов счетчика:

Открываем «Отчет» и наблюдаем за 30 минутным изменением профиля мощности.

Критерии результатов проверки:

Проверка считается успешной:

Если в результате опроса счетчиков за указанный срок во вкладке «Отчет» получены данные о 30 минутных значениях мощности.

Проверка соответствия индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год).

Методика проверки

Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера и ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», ПО «Конфигуратор счётчиков трёхфазных Меркурий», сервисной программы NES Provisioning Tool .

Перед поверкой системы необходимо визуально проверить соответствие даты и времени счетчика астрономическим дате и времени (на индикаторах всех счетчиков должны присутствовать показания текущей даты и времени)

Используя ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», ПО «Конфигуратор счётчиков трёхфазных Меркурий», ПО сервисной программы NES Provisioning Tool необходимо отметить параметры «Текущая дата» и «Текущее время». В окне появится информация о времени и дате.

Критерии результатов проверки:

Проверка считается успешной:

Если текущая дата и текущее время полученные при визуальном осмотре и во время работы

с переносным компьютером совпадают с астрономической датой и временем

Проверка автоматической коррекции времени.

Методика проверки

Проверка автоматической коррекции времени в счетчиках осуществляется через оптопорт с помощью переносного компьютера и оптического преобразователя. На переносном компьютере после его включения должны быть активированы ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» для опроса счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М, ПО «Конфигуратор счётчиков трёхфазных Меркурий» для опроса счетчиков Меркурий 230 ART, ПО сервисной программы NES Provisioning Tool для опроса счетчиков KNUM-2023 и KNUM-1021, KNUM-1023 из меню «Параметры» выбираем группу «Коррекция времени», указываем интересующий срок опроса. Затем открываем «Отчет».

Критерии результатов проверки:

Проверка считается успешной:

Если в «Отчете» имеются данные о коррекции времени

9.2.2. Проверка сервера.

Проверка правильности функционирования сервера.

Методика проверки.

Для проверки функционирования сервера необходимо:

- подать напряжение питания на все компоненты системы, проследить за правильностью прохождения загрузки операционной системы,
- запустить на выполнение программное обеспечение- ПО «ТЕЛЕСКОП+»,

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

Если загрузка операционной среды прошла успешно, программа успешно запущена и отображает необходимые данные: счетчики опрошены, нет сообщений об ошибках, данные архивов по 30-и минутному профилю в базе данных сервера соответствуют показаниям счётчиков системы, имеются данные о коррекции времени сервер считается исправно функционирующим.

Проверка правильности значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

Методика проверки.

Проверка правильности значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти сервера проверяют помощью ПО «Телескоп+», затем сравнивают коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов с теми, что заложены в НТД измерительных трансформаторов.

Критерии результатов проверки:

Проверка считается успешной:

Если значения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти сервера совпадают с коэффициентами трансформации измерительных трансформаторов в НТД на них.

10. Определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для рабочих условий

Методика определения

Относительные погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для нормальных и рабочих условий, рассчитываются по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_S^2 + \delta_\lambda^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_{ct}^2 + \delta_{cf}^2 + \delta_{CHU}^2 + \delta_{mi}^2} \quad (1)$$

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$:

- в диапазоне тока $0,01 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$

- в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$
- в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$

где,

- δ_I — токовая погрешность ТТ, %;
- δ_U — погрешность напряжения ТН, %;
- δ_θ — погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ θ_I и ТН θ_U , %;
- $\delta_{л}$ — погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;
- $\delta_{с.о}$ — относительная погрешность счетчика, %;
- δ_s — погрешность рассинхронизации при измерениях текущего календарного времени, %;

1) погрешность δ_θ при измерениях активной электроэнергии согласно РД 153-34.0-11.209-99 вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (2)$$

погрешность δ_θ при измерениях реактивной энергии согласно РД 153-34.0-11.209-99 вычисляют по формуле

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}} \quad (3)$$

где,

θ_I - угловая погрешность ТТ, мин;

θ_U - угловая погрешность ТН, мин;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности контролируемого присоединения;

2) дополнительные погрешности счетчика согласно РД 153-34.0-11.209-99 вычисляют по формуле

$$\delta_{c,i} = K_i \Delta \xi_i$$

где

K_i - функция влияния i -й величины;

$\Delta \xi_i$ - отклонение i -й величины от ее нормального значения;

Дополнительными погрешностями счетчиков являются:

δ_{ct} - температурная погрешность, %;

δ_{cf} - погрешность от изменения частоты, %;

$\delta_{снu}$ - погрешность от изменения напряжения ± 10 %;

$\delta_{ми}$ - погрешность от влияния магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл.

Примечание: При отсутствии в измерительном канале каких либо измерительных компонентов, соответствующие значения погрешностей в формуле 1 не используются.

При этом

Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу в соответствии с техническими требованиями к АИИС КУЭ для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,8 \div 1$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2 – 20% включительно) не хуже 2,9%;

- для диапазона нагрузок 20 - 120% не хуже 1,7 %.

Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,5 \div 0,8$ не должны превышать:

- для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2 - 20% включительно) не хуже 5,5%;

- для диапазона нагрузок 20 - 120 % не хуже 3,0%.

Критерии результатов поверки:

Поверка считается успешной:

Если полученные значения погрешности в нормальных и рабочих условиях по каждому измерительному каналу соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ.

11 Определение суточной погрешности измерения текущего времени

Методика поверки

11.1. Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GPS, и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от РСТВ-01-01. Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

11.2 Открывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов сервера и счетчика. Расхождение времени часов «счетчик-сервер» в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения ± 2 с.

При обнаружении несоответствий по п.11 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности

12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена между компонентами АИИС

Методика проверки.

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти БД сервера.

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

12.1 На центральном компьютере (сервер БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом и профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие дан

ных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устранимым отказом какого-либо компонента системы.

12.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютеров (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

12.3 Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за полные предшествующие дню поверки сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различия значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального компьютера (сервера БД), полученные по п.12.1, не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

При обнаружении несоответствий по п.12 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

Критерии результатов проверки:

Если разность показаний индикатора счетчика и ИВК не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел поверку успешно.

13 Идентификация программного обеспечения

При идентификации программного обеспечения и оценки влияния на метрологические характеристики средства измерений необходимо проверить соответствие следующих заявленных

идентификационных данных программного обеспечения:

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

Методика проверки:

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО «ТЕЛЕСКОП+». Запустить менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в проекте описания типа на АИИС КУЭ. Далее запустив соответствующую программу просчитать хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Критерии результата проверки

Проверка считается успешной:

Если название ПО, номер версии (идентификационный номер), контрольная сумма, полученные с помощью утилиты, совпадают с заявленными в документации на ПО результат проверки положительный.

Идентификационные данные программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+» версия 4.0.4 приведены в Таблице 2.

Таблица 2

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Сервер сбора данных	Server_MZ4.dll	1.0.1.1	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c	MD5 checksums generated by MD5summer
Пульти диспетчера	PD_MZ4.dll	1.0.1.1	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f	
АРМ Энергетика	ASCUE_MZ4.dll	1.0.1.1	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca	

Проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010

- Проверка обеспечения защиты программного обеспечения проводится в соответствии с требованиями МИ 3286-2010 "ГСИ. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа".

- Определение уровня защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений проводят путем сравнения заявленных данных в документации на ПО с данными, полученными при проведении функциональных проверок.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений являются:

-средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы и сравнением ее с действительным значением);

-средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);

-средства управления доступом (пароли).

Методика проверки:

1 С помощью функциональных проверок симитировать непредсказуемые физические воздействия, убедиться в действии средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий.

2 Несанкционированная модификация метрологически значимой части, т. е. проверка целостности ПО, может быть проверена с помощью определения контрольной суммы (алгоритм MD5).

3 На основе анализа документации определить набор событий, который подлежит обнаружению и фиксации в соответствующем журнале событий. Убедиться, что в набор событий, подлежащий обнаружению и фиксации, включены события, связанные с обновлением (загрузкой) метрологически значимой части ПО СИ, изменением или удалением измеренных данных в памяти СИ, изменением параметров ПО СИ, участвующих в вычислениях и влияющих на результат измерений.

4 На основе анализа документации определяются полномочия пользователей, имеющих различные права доступа к функциям метрологически значимой части ПО СИ и измеренным данным.

Критерии результата проверки:

Если имеется:

- программная защита, которая заключается в использовании пароля, который необходимо ввести оператору для доступа к изменению параметров контроллера;
- контрольная сумма, полученная с помощью утилиты, совпадает с заявленными в документации на ПО;
- в журнале событий фиксируется набор событий, которые подлежат обнаружению и фиксации, достаточности примененных средств защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений делается вывод о правильности выбора уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

14. Оформление результатов поверки.

14.1. Результаты поверки оформляются записью в протоколе поверки произвольной формы.

14.2. При положительных результатах поверки выдается «Свидетельство о поверке» в соответствии с ПР 50.2.006—94.

14.3. При отрицательных результатах поверки система к эксплуатации не допускается и выписывается «Извещение о непригодности» в соответствии с ПР 50.2.006-94 с указанием причин непригодности.