

УТВЕРЖДАЮ

Зам ген. директора по метрологии

Руководитель ЦИ СИ

ФБУ «Ставропольский ЦСМ»

В.П. Касторнов

М.П.



12

2016 г.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Черкесск» в части расширения ОРУ 330 кВ, КРУН 10 кВ, ЗКРП

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 095-2016

2016 г.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической поверки системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Черкесск» в части расширения ОРУ 330 кВ, КРУН 10 кВ, ЗКРП (далее АИИС КУЭ). АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- сбор информации от ИВКЭ (результаты измерений, журнал событий);
 - обработку данных и их архивирование;
 - хранение информации в базах данных серверов ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и её передачу в организации - участники ОРЭМ.

АИИС является иерархической, трехуровневой, интегрированной, автоматизированной измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией измерения и состоит из 4 измерительных каналов (далее - ИК); измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ); измерительно-вычислительного комплекса (далее – ИВК) АИИС КУЭ.

Измерительные каналы АИИС КУЭ включают следующие компоненты:

- измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S, 0,5 и 0,5S, по ГОСТ 7746-2001;
- измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001;
- многофункциональные счётчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 для активной электроэнергии и 0,5, 1,0 по ГОСТ 31819.23-2012 для реактивной электроэнергии;
- устройство сбора и передачи данных (УСПД);
- устройства синхронизации (коррекции) системного времени (УССВ);
- вспомогательные технические устройства;
- связующие компоненты.

Перечень средств измерений, входящих в измерительные каналы АИИС указан в описании типа АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Черкесск» в части расширения ОРУ 330 кВ, КРУН 10 кВ, ЗКРП.

Межповерочный интервал АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Черкесск» в части расширения ОРУ 330 кВ, КРУН 10 кВ, ЗКРП 4 года.

Примечания:

1. Измерительные компоненты АИИС поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС, поверяется только этот компонент и поверка АИИС не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объёме, 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.).

2. Внеочередную поверку АИИС проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

Внеочередная поверка также проводится при утрате свидетельства о поверке системы.

1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 ГСИ «Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения»;

Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения»;

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35 \dots 330/\sqrt{3}$. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ «Трансформаторы тока. Методика поверки»;

ГОСТ 7746-2011 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

ГОСТ 1818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счётчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Счётчики статические реактивной энергии»;

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности»;

ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;

2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Операции выполняемые при поверке	
		первичной	периодической
1	2	3	4
1. Подготовка к поверке	7	Да	Да
2. Внешний осмотр	8.1	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов АИИС	8.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
5. Проверка УСПД	8.4	Да	Да
6. Проверка функционирования центрального ком-	8.5	Да	Да

пьютера АИИС			
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да	Да
1	2	3	4
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.8	Да	Да
10 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком.	8.9	Да	Да
11. Проверка погрешности системного времени	8.10	Да	Да
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11	Да	Да
13. Идентификация программного обеспечения	8.12	Да	Да
14. Оформление результатов поверки	9	Да	Да

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счётчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- УСПД RTU-325 – по методике поверки ДЯИМ.466215.005 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счётчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, ЦД 1°С.

4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС, 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 IV.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС, 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 счётчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС, 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 БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счётчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

5.2 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.

6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации и формуляр АИИС;
- описание типа АИИС;
- 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 с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

7.2 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 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр

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

8.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счётчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

8.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспортах – протоколах измерительных каналов (точек учёта) АИИС КУЭ.

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

8.2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ.

8.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счётчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в которых они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

8.3 Проверка счётчиков электрической энергии.

8.3.1 Проверяют правильность подключения счётчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счётчик). Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

8.3.2 Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

8.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счётчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счётчик по установленному соединению. Опрос счётчика считается успешным, если получен отчёт, содержащий данные, зарегистрированные счётчиком.

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

8.4 Проверка УСПД

8.4.1 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счётчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

8.4.2 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

8.4.3 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора УСПД.

8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС (АРМ и сервера).

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счётчиков электроэнергии.

8.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС.

8.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ АИИС 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.

8.5.4 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».

8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 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 счётчиков или УСПД.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.6.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

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

8.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

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 ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) $S_{ном}$.

Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях 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 расчётным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

8.8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

Измеряют мощность нагрузки на вторичные цепи ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) $S_{ном}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях 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 расчётным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

8.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счётчиков

Измеряют падение напряжения $U_{л}$ в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счётчика 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 счётчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов – протоколов на дан-

ный 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 счётчика с ТН определять расчётным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

8.10 Проверка погрешности системного времени.

8.10.1 Проверка УССВ

Включают радиочасы МИР РЧ - 01 принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (Госреестр № 27008-04) и проверяют показания часов УССВ.

8.10.2 Распечатывают журналы событий УСПД и счётчиков, выделив события, соответствующие сличению часов счётчиков и УСПД. Расхождение времени часов счётчик – УСПД не более ± 2 с в момент предшествующий коррекции.

Измерение календарного времени в АИИС не должно превышать ± 5 с.

8.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

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

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

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

8.11.2 Распечатывают журнал событий счётчиков и УСПД и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти УСПД и центральном сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.11.3 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 счётчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счётчика и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учтённого значения.

8.11.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.10.3 сличать показания счётчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счётчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учётом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы.

Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

8.12 Предусматривается проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения:

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;

- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;
- цифровой идентификатор программного обеспечения;
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения;
- проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Проверка соответствия идентификационных данных программного обеспечения выполняется следующим образом:

1. На сервере ИВК с установленным программным обеспечением центра обработки информации запускается утилита расчета цифрового идентификатора.
2. После запуска программы в главном окне выбрать основные программные модули из состава ПО для вычисления идентификационных данных.
3. Нажатием на соответствующую кнопку в главном окне программы вывести окно «Параметры» для выбора проверки алгоритма вычисления хеш-функции.
4. Нажатием на соответствующую кнопку в главном окне программы запустить вычисление хеш-функции и вывод текстовых данных.
5. Нажатием на соответствующую кнопку в главном окне программы вывести результаты вычисления данных в табличной форме.

9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

9.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 указанием причин.