

**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
ВНИИМС**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора
ФГУП «ВНИИМС»



В. Н. Яншин

« 12 » марта 2015 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
каскад Нивских ГЭС № 2 (Кумская ГЭС (ГЭС-9),
Иовская ГЭС (ГЭС-10), Князегубская ГЭС (ГЭС-11)
филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»**

Измерительные каналы

Методика поверки

БЕКВ.422231.038.МП.02

г.р. 61860-15

Москва

2015

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической поверок системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 2 (Кумская ГЭС (ГЭС-9), Иовская ГЭС (ГЭС-10), Князегубская ГЭС (ГЭС-11) филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ), заводской номер 001, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Перечень информационно-измерительных комплексов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в Приложении А.

1 Общие положения

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Первичную поверку системы выполняют 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. Интервал между поверками АИИС КУЭ - раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют 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.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ 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 КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

2 Нормативные ссылки

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

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

ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Поверка средств измерений. Организация и порядок проведения»;

ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений»;

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

ГОСТ Р 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей»;

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

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

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

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

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счётчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счётчики реактивной энергии»;

ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

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

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. 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»;

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

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

МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

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

3 Операции поверки

При проведении поверки выполняются 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. Подготовка к проведению поверки	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	9.3	Да	Да
5. Проверка устройств сбора и передачи данных (УСПД)	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования центральных компьютеров (сервера БД и АРМ персонала) АИИС КУЭ	9.5	Да	Да
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.8	Да	Да
10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.9	Да	Да
11. Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ	9.10	Да	Да
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.11	Да	Да
13. Идентификация программного обеспечения	9.12	Да	Да
14. Оформление результатов поверки	10	Да	Да

4 Средства поверки

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

- средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 и/или с МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- средства поверки счетчиков типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки МП-2203-0042-2006», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- средства поверки УСПД серии RTU-300 – в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- средства измерений нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с МИ 3195-2009;
- средства измерений нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока в соответствии с МИ 3196-2009;
- средства измерений падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ»;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счётчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от -20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %.

Примечания:

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 внесены в Госреестр СИ и иметь действующие свидетельства о поверке.

5 Требования к квалификации поверителей и обслуживающего персонала

5.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

5.2 Определение погрешности системного времени и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и прошедшим обучение работы с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим ГОСТ 8.217-2003 и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.4 Проверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим ГОСТ 8.216-2011 и/или МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 Проверка счетчиков электрической энергии, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим утверждённые методики поверки используемых типов счетчиков соответственно и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 Проверка устройств сбора и передачи данных, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим утверждённую методику поверки используемого УСПД соответственно и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 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 МИ 3196-2009 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.6 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 МИ 3195-2009 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.7 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 параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

ВНИМАНИЕ.

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой выполнения измерений.

6 Требования безопасности

6.1 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», «Межотраслевыми правилами 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 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

6.3 Все оперативные отключения и включения должны проводиться руководителем работ в соответствии с программой проведения работ, утвержденной в установленном порядке.

7 Условия проведения поверки

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, средства поверки должны применяться в условиях, указанных в документации на них.

8 Подготовка к проведению поверки

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК АИИС КУЭ, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на информационно-измерительные комплексы ИК АИИС КУЭ;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке);
- акты, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ;
- акты, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.2 Перед проведением поверки на месте эксплуатации АИИС КУЭ выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электроэнергии, УСПД, сервера БД АИИС КУЭ и АРМ персонала при проведении работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5, 9.6, 9.11;
- организуют рабочее место для поверителя, при проведении работ по п.п. 9.2, 9.7, 9.8, 9.9;
- организуют рабочее место для поверителя, при проведении работ по п. 9.10.

9 Проведение поверки

9.1 Внешний осмотр

9.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений компонентов АИИС КУЭ, наличие поверительных пломб и клейм на измерительных компонентах.

9.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, наличие шильдиком и маркировку компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к

счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

9.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003, измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 и/или МИ 2845-2003, МИ 2925-2005, счетчиков электрической энергии и УСПД в соответствии с утверждёнными методиками поверки используемых типов счетчиков, УСПД соответственно.

При обнаружении несоответствий по п. 9.2 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.3 Проверка счетчиков электрической энергии

9.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз.

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

9.3.3 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.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.4 Проверка УСПД

9.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

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

9.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.5 Проверка функционирования центрального компьютера (сервера БД или АРМ персонала) АИИС КУЭ

9.5.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральном компьютере (сервере БД или АРМ персонала) 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.

9.5.2 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».

9.5.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.5.4 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном компьютере (сервере БД или АРМ персонала) АИИС КУЭ.

При обнаружении несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.6.1 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 счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

9.6.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО.

При обнаружении несоответствий по п. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

9.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 с оформлением паспортов-протоколов информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ по утверждённой ОАО «АТС» форме. Паспорта-протоколы информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ должны быть оформлены не позже, чем за год до проведения поверки ИК. Нагрузка вторичных цепей ТТ должна находиться в диапазоне $(0,25 \div 1,0)S_{2ном}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 \geq 0,8$, за исключением ТТ с номинальными нагрузками 10 В·А, у которых мощность нагрузки вторичных цепей ТТ должна находиться в диапазоне $(0,375 \div 1,0)S_{2ном}$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 \geq 0,8$.

При обнаружении несоответствий по п. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

9.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

9.8.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 с оформлением паспортов-протоколов информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ по утверждённой ОАО «АТС» форме. Паспорта-протоколы информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ должны быть оформлены не ранее, чем за год до проведения поверки ИК. Нагрузка вторичных цепей ТН должна находиться в диапазоне $(0,25S_{2ном}(U_2/U_{2ном}) \div S_{2ном}(U_2/U_{2ном}))$ с индуктивно-активным коэффициентом мощности $\cos \varphi_2 \geq 0,8$.

При обнаружении несоответствий по п. 9.8 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения Ул в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ по утверждённой ОАО «АТС» форме. Паспорта-протоколы информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ должны быть оформлены не ранее, чем за год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.10 Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ.

9.10.1 Проверка функционирования СОЕВ.

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания времени радиочасов с показаниями времени часов УСПД, с подключенным к нему устройством синхронизации системного времени УССВ-16HVS. Расхождение показаний времени радиочасов со временем часов УСПД не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.10.2 Распечатывают журналы событий счетчиков, выделив события, соответствующие сличению времени часов счетчиков с временем часов УСПД. Расхождение показаний времени часов счетчика с часами УСПД в момент предшествующий коррекции не должно превышать ± 2 с. При выполнении вышеуказанных условий погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

При обнаружении несоответствий по п. 9.10 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.11 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 компьютера (сервера БД или АРМ персонала).

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

9.11.1 На центральном компьютере (сервере БД или АРМ персонала) 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 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.

9.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика, УСПД и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти УСПД и центральном компьютере (сервере БД или АРМ персонала) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.11.3 Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального компьютера

(сервера БД или АРМ персонала) полученные по п. 9.11.1 не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

9.11.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.11.3 в реальном режиме времени сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД или АРМ персонала) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД или АРМ персонала) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

При обнаружении несоответствий по п. 9.11 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.12 Идентификация программного обеспечения

Проверка выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.564-2009 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

Операции проверки идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) предусматривают экспериментальное подтверждение соответствия идентификационных данных ПО заявленным.

9.12.1 Проверка идентификационного наименования и номера версии ПО.

Проверяют информацию, приведенную в разделе «Помощь» основного окна программы «АльфаЦЕНТР Коммуникатор», меню "О программе". Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии ПО соответствуют заявленным.

9.12.2 Проверка цифрового идентификатора ПО.

На выделенных модулях ПО проверить Цифровые идентификаторы. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО «АльфаЦЕНТР». Для чего нужно запустить менеджер файлов, позволяющих производить хэширование файлов. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить необходимые файлы. Далее в закладке «Файл» Главного меню выбрать команду – «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.

Сведения об идентификационных данных (признаках) ПО АИИС КУЭ и методах его идентификации фиксируют в виде, представленном в таблице 2.

Таблица 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	

При обнаружении несоответствий по п. 9.12 дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

10 Оформление результатов поверки

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК АИИС КУЭ.

10.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин.

Приложение А
(обязательное)

Таблица А.1 – Состав информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ

Измерительный канал		Состав информационно-измерительных комплексов									
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины					
							1	2	3	4	5
1	Кумская ГЭС (ГЭС-9), генератор № 1	ТТ КТ = 0,5S Ктт = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11262	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время				
			B	ТЛП-10-1 У3	11275						
			C	ТЛП-10-1 У3	11278						
		ТН КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037099						
			B	UGE 12 У3	07037100						
			C	UGE 12 У3	07037101						
		Счетчик КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176659						
		2	Кумская ГЭС (ГЭС-9), генератор № 2	ТТ КТ = 0,2 Ктт = 3000/5 № 11077-03	A			ТЛШ-10 У3	3747	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
					B			ТЛШ-10 У3	3748		
C	ТЛШ-10 У3				3750						
ТН КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A			UGE 12 У3	07037069						
	B			UGE 12 У3	07037087						
	C			UGE 12 У3	07037131						
Счетчик КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4			01169531							
3	Кумская ГЭС (ГЭС-9), Л-159			ТТ КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475052	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время		
					B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475051				
		C	KOTEF 245 УХЛ1		2008/475053						
		ТН КТ = 0,2 Ктн = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475052						
			B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475051						
			C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475053						
		Счетчик КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169517						
		4	Кумская ГЭС (ГЭС-9), КРУ-10 кВ, яч. № 3 ф. Пяозеро	ТТ КТ = 0,5S Ктт = 100/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11487			2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
					B	ТЛП-10-5 У3	11479				
C	ТЛП-10-5 У3				11486						
ТН КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A			UGE 12 У3	07036945						
	B			UGE 12 У3	07036974						
	C			UGE 12 У3	07036980						
Счетчик КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4			01193345							

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
5	Иювская ГЭС (ГЭС-10), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11294	80000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11295		
				C	ТЛП-10-1 У3	11296		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037063		
				B	UGE 12 У3	07037064		
				C	UGE 12 У3	07037082		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165704				
6	Иювская ГЭС (ГЭС-10), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11298	80000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11297		
				C	ТЛП-10-1 У3	11287		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037048		
				B	UGE 12 У3	07037124		
				C	UGE 12 У3	07037144		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169518				
7	Иювская ГЭС (ГЭС-10), Л-151	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475044	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475043		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475042		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475044		
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475043		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475042		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165706				
8	Иювская ГЭС (ГЭС-10), Л-158	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475047	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475046		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475045		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475047		
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475046		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475045		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172444				
9	Иювская ГЭС (ГЭС-10), Л-159	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475050	184800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475049		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475048		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 154000:√3/100:√3 № 49012-12	A	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475050		
				B	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475049		
				C	KOTEF 245 УХЛ1	2008/475048		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172440				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
10	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ТП-1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11521	3000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11520		
				C	ТЛП-10-5 У3	11526		
		ТН 1С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036961		
				B	UGE 12 У3	07036977		
				C	UGE 12 У3	07036983		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193398				
11	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ТП-2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11522	3000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11523		
				C	ТЛП-10-5 У3	11524		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036942		
				B	UGE 12 У3	07036957		
				C	UGE 12 У3	07036981		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193343				
12	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ТР-1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11519	3000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11515		
				C	ТЛП-10-5 У3	11525		
		ТН 1С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036961		
				B	UGE 12 У3	07036977		
				C	UGE 12 У3	07036983		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193379				
13	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ЛБ-1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 35242-10	A	МКSOH	13/80144300	2000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B				
				C				
		ТН 3С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10	326		
				B				
				C				
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193431				
14	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ТР-2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11516	3000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11517		
				C	ТЛП-10-5 У3	11518		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036942		
				B	UGE 12 У3	07036957		
				C	UGE 12 У3	07036981		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193380				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
15	Иювская ГЭС (ГЭС-10), ЛБ-2	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 100/5 № 35242-10	A	МКСОН	13/80144302	2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B				
		C						
ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000/100 № 831-53	A	НТМИ-10	280				
4 С		B						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	C	A1805RALQ-P4GB-DW-4	01193467				
16	Иювская ГЭС (ГЭС-10), Насосная посёлка	ТТ	КТ = 0,5 Ктт = 100/5 № 28139-07	A	ТТИ-А УХЛЗ	Т38491	20	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТТИ-А УХЛЗ	U43419		
		C	ТТИ-А УХЛЗ	Т38495				
ТН	-	A	-	-				
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	B	-	-				
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	C	A1805RALQ-P4GB-DW-4	01176707				
17	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11272	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11273		
				C	ТЛП-10-1 У3	11274		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037061		
				B	UGE 12 У3	07037097		
				C	UGE 12 У3	07037067		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	01176663					
18	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11286	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11285		
				C	ТЛП-10-1 У3	11279		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037057		
				B	UGE 12 У3	07037106		
				C	UGE 12 У3	07037059		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	01176646					
19	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), генератор № 3	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11255	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11254		
				C	ТЛП-10-1 У3	11277		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037053		
				B	UGE 12 У3	07037146		
				C	UGE 12 У3	07037066		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4	01169457					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
20	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), генератор № 4	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11265	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	11264		
				C	ТЛП-10-1 У3	11257		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037070		
				B	UGE 12 У3	07037141		
				C	UGE 12 У3	07037072		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165707				
21	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Т-1	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475018	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475010		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475016		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475018		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475010		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475016		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176654				
22	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Т-2	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475012	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475013		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475009		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475012		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475013		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475009		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176651				
23	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Т-3	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475019	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475017		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475020		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475019		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475017		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475020		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176661				
24	Княжегубская ГЭС (ГЭС-11), Т-4	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475011	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475014		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475015		
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475011		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475014		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475015		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176644				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
25	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-4	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11496	2400	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11497		
				C	ТЛП-10-5 У3	11495		
		ТН 1С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037181		
				B	UGE 12 У3	07037159		
				C	UGE 12 У3	07037169		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169543				
26	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-5	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11506	4800	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11511		
				C	ТЛП-10-5 У3	11505		
		ТН 1С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037181		
				B	UGE 12 У3	07037159		
				C	UGE 12 У3	07037169		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176686				
27	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-6	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11510	4800	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11500		
				C	ТЛП-10-5 У3	11501		
		ТН 1С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037181		
				B	UGE 12 У3	07037159		
				C	UGE 12 У3	07037169		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176681				
28	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-8	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11364	4800	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	11363		
				C	ТЛП-10-2 У3	11362		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177		
				B	UGE 12 У3	07037182		
				C	UGE 12 У3	07037161		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01165617				
29	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-9	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11508	4800	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11504		
				C	ТЛП-10-5 У3	11502		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177		
				B	UGE 12 У3	07037182		
				C	UGE 12 У3	07037161		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176676				

Окончание таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
30	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-11	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11475	1200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11480		
				C	ТЛП-10-5 У3	11485		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177		
				B	UGE 12 У3	07037182		
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01176690		
31	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-12	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11509	4800	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11507		
				C	ТЛП-10-5 У3	11503		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177		
				B	UGE 12 У3	07037182		
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193485		
32	Князегубская ГЭС (ГЭС-11), Ф-14	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-5 У3	11489	2400	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-5 У3	11499		
				C	ТЛП-10-5 У3	11488		
		ТН 2С	КТ = 0,5 К _{ТН} = 6000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07037177		
				B	UGE 12 У3	07037182		
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193480		

Примечание:

Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.