

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



УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора

ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

«12» мая 2014 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
каскад Нивских ГЭС № 1 (Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2, Нива ГЭС-3)
филиала «Кольский» ОАО «ТГК-1»
Измерительные каналы**

**Методика поверки
БЕКВ.422231.037.МП.02**

Москва

2014

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической поверок системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) каскад Нивских ГЭС № 1 (Нива ГЭС-1, Нива ГЭС-2, Нива ГЭС-3) 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 $6/\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;
- МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35\dots 330/\sqrt{3}$ 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 счетчиков типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП. Изменение № 18.061.05.12 », утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 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 поверки УСПД RTU-325 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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 Поверка 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 Поверка 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 Поверка 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», «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 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, имеющихся 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 $\cos \varphi_2 \geq 0,8$.

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 позже, 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 U_l 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 позже, 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 устранившимся 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. Различия 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 проверке 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 проверке АИИС КУЭ прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

10 Оформление результатов проверки

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

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

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		
		ТТ	ТН					Счетчик	
1	2	3		4		5	6	7	
1	Нива ГЭС-1, генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 1500/5 № 30709-07		A	ТЛП-10-3 У3	11455	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	ТЛП-10-3 У3	11458		
					C	ТЛП-10-3 У3	11447		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-03		A	UGE 12 У3	07036958		
					B	UGE 12 У3	07036971		
					C	UGE 12 У3	07036986		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06		A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176672				
2	Нива ГЭС-1, генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S Ктт = 1500/5 № 30709-07		A	ТЛП-10-3 У3	18192	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	ТЛП-10-3 У3	18199		
					C	ТЛП-10-3 У3	18206		
		ТН	КТ = 0,5 Ктн = 10000:√3/100:√3 № 25475-03		A	UGE 12 У3	07036960		
					B	UGE 12 У3	07036982		
					C	UGE 12 У3	07036985		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06		A1802RALQ-P4GB-DW-4		01165701				
3	Нива ГЭС-1, Л-101	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 29687-05		A	OSKF 126 УХЛ1	2008/474965	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	OSKF 126 УХЛ1	2008/474964		
					C	OSKF 126 УХЛ1	2008/474963		
		ТН I СШ	КТ = 0,5 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 1188-84		A	HKФ-110-83 У1	60048		
					B	HKФ-110-83 У1	60061		
					C	HKФ-110-83 У1	60040		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11		A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237031				
4	Нива ГЭС-1, Л-102	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 600/5 № 29687-05		A	OSKF 126 УХЛ1	2008/474962	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	OSKF 126 УХЛ1	2008/474961		
					C	OSKF 126 УХЛ1	2008/474959		
		ТН II СШ	КТ = 0,5 Ктн = 110000:√3/100:√3 № 1188-84		A	HKФ-110-83 У1	60051		
					B	HKФ-110-83 У1	60044		
					C	HKФ-110-83 У1	60056		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-11		A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237033				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
5	Нива ГЭС-1, Л-111	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29687-05	A	OSKF 126 УХЛ1	2008/474966	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	OSKF 126 УХЛ1	2008/474955		
				C	OSKF 126 УХЛ1	2008/474957		
		ТН I СШ	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 1188-84	A	HKΦ-110-83 У1	60048		
				B	HKΦ-110-83 У1	60061		
				C	HKΦ-110-83 У1	60040		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237030				
6	Нива ГЭС-1, Л-112	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29687-05	A	OSKF 126 УХЛ1	2008/474960	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	OSKF 126 УХЛ1	2008/474956		
				C	OSKF 126 УХЛ1	2008/474958		
		ТН II СШ	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 1188-84	A	HKΦ-110-83 У1	60051		
				B	HKΦ-110-83 У1	60044		
				C	HKΦ-110-83 У1	60056		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237069				
7	Нива ГЭС-1, Л-148	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 25477-06	A	GSR 630 УХЛ1 GSR 630 УХЛ1	№ 07036932 № 07036933	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	GSR 630 УХЛ1 GSR 630 УХЛ1	№ 07036931 № 07036934		
				C	GSR 630 УХЛ1 GSR 630 УХЛ1	№ 07036930 № 07036935		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 14205-94	A	HKΦ-110-57	1019605		
				B	HKΦ-110-57	1019535		
				C	HKΦ-110-57	1019231		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01237029				
8	Нива ГЭС-1, Ф-12	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11425	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	11423		
				C	ТЛП-10-2 У3	11422		
		ТН Ic	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036975		
				B	UGE 12 У3	07036976		
				C	UGE 12 У3	07036978		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169564				
9	Нива ГЭС-1, Ф-13	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11424	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-2 У3	11426		
				C	ТЛП-10-2 У3	11427		
		ТН 2c	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03	A	UGE 12 У3	07036970		
				B	UGE 12 У3	07036959		
				C	UGE 12 У3	07036987		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169452				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
10	Нива ГЭС-2, генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	18189	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	18193		
				C	ТЛП-10-3 У3	18195		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037104		
				B	UGE 12 У3	07037103		
				C	UGE 12 У3	07037126		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172451				
11	Нива ГЭС-2, генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	18197	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	18191		
				C	ТЛП-10-3 У3	18203		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037147		
				B	UGE 12 У3	07037136		
				C	UGE 12 У3	07037081		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172452				
12	Нива ГЭС-2, генератор № 3	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 № 518-50	A	ТПОФ	84003	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТПОФ	82353		
				C	ТПОФ	74982		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037091		
				B	UGE 12 У3	07037083		
				C	UGE 12 У3	07037049		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172459				
13	Нива ГЭС-2, генератор № 4	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-3 У3	18200	30000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	ТЛП-10-3 У3	18202		
				C	ТЛП-10-3 У3	18204		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	11020530		
				B	UGE 12 У3	11020531		
				C	UGE 12 У3	11020532		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169494				
14	Нива ГЭС-2, Т-1	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475000	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475033		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475003		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475000		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475033		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475003		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176633				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7				
15	Нива ГЭС-2, Т-2	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475006	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время				
				B	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475002						
				C	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/474998						
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475006						
				B	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475002						
				C	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/474998						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172457						
		16	Нива ГЭС-2, Т-3	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A			КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/474999	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
						B			КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475007		
C	КОТЕФ 126 УХЛ1					2008/475005						
ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05			A	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/474999						
				B	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475007						
				C	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475005						
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4		01176635						
17	Нива ГЭС-2, Т-4			ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475008	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
						B	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475001				
		C	КОТЕФ 126 УХЛ1			2008/474997						
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475008						
				B	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/475001						
				C	КОТЕФ 126 УХЛ1	2008/474997						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172456						
		18	Нива ГЭС-2, Т-2 пос.	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11373			12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
						B	ТЛП-10-2 У3	11377				
C	ТЛП-10-2 У3					11384						
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-03; 25475-11			A	UGE 12 У3	08014859						
				B	UGE 12 У3	11020534						
				C	UGE 12 У3	11020533						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06			A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169448						
19	Нива ГЭС-2, Т-3 пос.			ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-2 У3	11415	12000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
						B	ТЛП-10-2 У3	11411				
		C	ТЛП-10-2 У3			11412						
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037116						
				B	UGE 12 У3	07037142						
				C	UGE 12 У3	07037075						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01169506						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7				
20	Нива ГЭС-3, генератор № 1	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11280	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время				
				B	ТЛП-10-1 У3	11284						
				C	ТЛП-10-1 У3	11282						
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037135						
				B	UGE 12 У3	07037068						
				C	UGE 12 У3	07037074						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169515						
		21	Нива ГЭС-3, генератор № 2	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A			ТЛП-10-1 У3	11281	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
						B			ТЛП-10-1 У3	11256		
C	ТЛП-10-1 У3					11263						
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11			A	UGE 12 У3	08017225						
				B	UGE 12 У3	08017224						
				C	UGE 12 У3	08017222						
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169458						
22	Нива ГЭС-3, генератор № 3			ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11261	60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
						B	ТЛП-10-1 У3	11283				
		C	ТЛП-10-1 У3			11276						
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	07037071						
				B	UGE 12 У3	07037077						
				C	UGE 12 У3	07037084						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172445						
		23	Нива ГЭС-3, генератор № 4	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 № 30709-07	A	ТЛП-10-1 У3	11259			60000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
						B	ТЛП-10-1 У3	11260				
C	ТЛП-10-1 У3					11258						
ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11			A	UGE 12 У3	07037143						
				B	UGE 12 У3	07037051						
				C	UGE 12 У3	07037088						
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06			A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169547						
24	Нива ГЭС-3, Т-1			ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475026	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время		
						B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475035				
		C	KOTEF 126 УХЛ1			2008/475025						
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475026						
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475035						
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475025						
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169529						

Окончание таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
25	Нива ГЭС-3, Т-2	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475029	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475034		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475028		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475029		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475034		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475028		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01172463				
26	Нива ГЭС-3, Т-3	ТТ	КТ = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475021	132000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475027		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475024		
		ТН	КТ = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 29696-05	A	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475021		
				B	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475027		
				C	KOTEF 126 УХЛ1	2008/475024		
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01169513				
27	Нива ГЭС-3, Ф-3	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-1 У3	37821	80000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	37820		
				C	ТЛП-10-1 У3	37818		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	11037678		
				B	UGE 12 У3	11037677		
				C	UGE 12 У3	11037676		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01172476				
28	Нива ГЭС-3, Ф-6	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-1 У3	37823	80000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТЛП-10-1 У3	37822		
				C	ТЛП-10-1 У3	37819		
		ТН	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 25475-11	A	UGE 12 У3	11037675		
				B	UGE 12 У3	11037680		
				C	UGE 12 У3	11037679		
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01193338				

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 или ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

