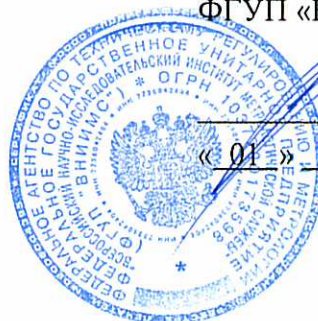


**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
ВНИИМС**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора

ФГУП «ВНИИМС»



В. Н. Яншин

« 01 » ноября 2013 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского
края» для электроснабжения городских электросетей в границах
города Славянск-на-Кубани
(АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Славянск-на-Кубани»)
Измерительные каналы**

**Методика поверки
132-СП-АС-МП**

**Москва
2013**

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической поверок системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Славянск-на-Кубани (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Славянск-на-Кубани») (далее – АИИС КУЭ), заводской номер 30-01, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Перечень измерительно-информационных 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 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. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5. Проверка контроллеров сетевых промышленных	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) 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;
- средства поверки счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- средства поверки счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- средства поверки сетевых промышленных типа СИКОН С70 в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 году;
- средства поверки устройства синхронизации времени типа УСВ-1 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 15 декабря 2004 г.;
- средства поверки устройств синхронизации времени типа УСВ-2 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 31 августа 2009 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.315): диапазон измерений температуры от -20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0...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 IV.

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 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 IV.

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 контроллеров сетевых промышленных, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим утверждённую методику поверки используемого контроллера сетевого промышленного 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 Поверка устройств синхронизации времени, входящего в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим утверждённую методику поверки используемого УСВ 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.

5.6 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.

5.7 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.

5.8 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 измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, контроллеры сетевые промышленные и устройства синхронизации времени, 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 состав АИИС КУЭ и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на измерительно-информационные 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, контроллеров сетевых промышленных, устройств синхронизации времени и серверов АИИС КУЭ 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 шильдиков 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, счетчиков электрической энергии, контроллеров сетевых промышленных и устройств синхронизации времени в соответствии с утвержденными методиками поверки используемых типов счетчиков электроэнергии, УСПД и УСВ 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 счетчика 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 контроллеров сетевых промышленных

9.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на контроллере сетевом промышленном. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения контроллера сетевого промышленного.

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

9.4.3 Проверяют программную защиту контроллера сетевого промышленного от несанкционированного доступа.

9.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора контроллера сетевого промышленного.

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 центральных компьютеров (серверов) и АРМ персонала АИИС КУЭ

9.5.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральном компьютере (сервере) и 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) и 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 измерительно-информационных комплексов ИК АИИС КУЭ по рекомендованной ОАО «АТС» форме. Паспорта-протоколы измерительно-информационных комплексов ИК АИИС КУЭ должны быть оформлены не позже, чем за год до проведения поверки ИК.

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, имеющихся 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 измерительно-информационных комплексов ИК АИИС КУЭ по рекомендованной ОАО «АТС» форме. Паспорта-протоколы измерительно-информационных комплексов ИК АИИС КУЭ должны быть оформлены не позже, чем за год до проведения поверки ИК.

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 измерительно-информационных комплексов ИК АИИС КУЭ по рекомендованной ОАО «АТС» форме. Паспорта-протоколы измерительно-информационных 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.

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

9.10.1.2 Распечатывают журналы событий счетчиков, выделив события, соответствующие сличению времени часов счетчиков со временем часов сервера СД. Расхождение показаний времени часов счетчика с часами сервера СД в момент предшествующий коррекции не должно превышать ± 2 с.

9.10.2.1 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 подключенными к ним устройствами синхронизации

времени УСВ-2. Расхождение показаний времени радиочасов с временем часов УСПД не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.10.2.2 Распечатывают журналы событий счетчиков, выделив события, соответствующие сличению времени часов счетчиков со временем часов УСПД. Расхождение показаний времени часов счетчика с часами УСПД в момент предшествующий коррекции не должно превышать ± 2 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 центральных компьютеров (серверов) и/или АРМ персонала.

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

9.11.1 На центральном компьютере (сервере) и/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 электроэнергии, УСПД и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти УСПД и центральном компьютере (сервере) и/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) и/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) и/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 и/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 «Справка» основного окна программы «Пирамида 2000», 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 «Пирамида 2000». 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 СИ и методах его идентификации фиксируют в виде, представленном в таблице 2.

Таблица 2

Наименование программных модулей ПО	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения

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

Измерительные каналы		Состав измерительно-информационных комплексов											
Номер ИК	Наименование объекта учёта, 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		6	7			
1	ПС 110/35/10 кВ «Центральная», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «Ц-3»	ТТ	КТ = 0,5 Ктт = 100/5 № 2473-69			A	ТЛМ-10-1 УЗ	№ 4507	2000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
			ТН Iсш	КТ = 0,5 Ктн = 10000/100 № 831-69			B	-			-		
							C	ТЛМ-10-1 УЗ			№ 4508		
		Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03М.01				№ 0803103635		
			ТТ	КТ = 0,5 Ктт = 200/5 № 2473-69			A	ТЛМ-10-2 УЗ			№ 3011	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				ТН Iсш	КТ = 0,5 Ктн = 10000/100 № 831-69			B			-		
					C	ТЛМ-10-2 УЗ	№ 3914						
Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08				СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0804101404						
	ТТ	КТ = 0,5 Ктт = 200/5 № 2473-69			A	ТЛМ-10-2 УЗ	№ 3004	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время				
		ТН Iсш	КТ = 0,5 Ктн = 10000/100 № 831-69			B	-			-			
			C	ТЛМ-10-2 УЗ	№ 3917								
Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08			СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0803102666							

Продолжение таблицы А.1

1	2	3			4		5	6	7
4	ПС 110/35/10 кВ «Центральная», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «Ц-11»	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10-2 У3	№ 1903	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	А	ТЛМ-10-2 У3	№ 9381			
				В	НТМИ-10-66	№ 795			
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04		СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0110054021			
5	ПС 110/35/10 кВ «Центральная», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «Ц-13»	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10-2 У3	№ 9330	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 831-69	А	ТЛМ-10-1	№ 0108			
				В	НТМИ-10-66	№ 795			
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0804101894			
6	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «С-1»	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	№ 45085		Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 11094-87	А	ТПЛ-10	№ 9367			
				В	НАМИ-10 У2	№ 7589			
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04		СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0120071905			
7	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «С-3»	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	№ 15348	6000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 11094-87	А	ТПЛ-10	№ 669			
				В	НАМИ-10 У2	№ 7589			
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0804101957			
8	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «С-5»	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	№ 14578	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 11094-87	А	ТПЛМ-10	№ 14977			
				В	НАМИ-10 У2	№ 7589			
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0803102606			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	
9	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «С-7»	ТН	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	№ 33351	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	-	-		
		1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10 У2	№ 7589			
				B					
10	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «С-9»	ТН	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 150/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	№ 78381	3000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	-	-		
		1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10 У2	№ 7589			
				B					
11	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «С-11»	ТН	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	№ 17280	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	-	-		
		1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10 У2	№ 7589			
				B					
12	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-1, фидер «С-13»	ТН	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10	№ 8868	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	-	-		
		1сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 11094-87	A	НАМИ-10 У2	№ 7589			
				B					
13	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-2, фидер «С-2»	ТН	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	№ 09756-11	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	-	-		
					C	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	№ 09730-11		
		2сш	КТ = 0,5 К _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 46738-11	A	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001686			
				B	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001685			
				C	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001684			
Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0804130882					

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	
14	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-2, фидер «С-4»	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	№ 09795-11	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 2сш	КТ = 0,5 K _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 46738-11	С	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	№ 09871-11			
				А	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001686			
				В	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001685			
С	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001684							
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 K _{сч} = 1 № 36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0803102785			
15	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-2, фидер «С-6»	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 300/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	№ 09731-11	6000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 2сш	КТ = 0,5 K _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 46738-11	С	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	№ 09755-11			
				А	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001686			
				В	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001685			
С	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001684							
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 K _{сч} = 1 № 36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0810120262			
16	ПС 110/35/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ Т-2, фидер «С-8»	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 300/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	№ 09761-11	6000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 2сш	КТ = 0,5 K _{ТН} = 10000:√3/100:√3 № 46738-11	С	ТОЛ-СЭЩ-10-11 У2	№ 09742-11			
				А	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001686			
				В	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001685			
С	ЗНОЛП.4-10 У2	№ 4001684							
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 K _{сч} = 1 № 36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0812123145			
17	ПС 110/10 кВ «ПТФ» КРУН-10 кВ Т-1, фидер «ПФ-5»	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10-2 У3	№ 5022	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 1сш	КТ = 0,5 K _{ТН} = 10000/100 № 831-69	С	ТЛМ-10-2 У3	№ 1323			
				А	НТМИ-10-66	№ ЕКУ			
				В					
С									
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 K _{сч} = 1 № 27524-04		СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0110053097			
18	ПС 110/10 кВ «ПТФ» КРУН-10 кВ Т-1, фидер «ПФ-7»	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 2473-69	А	ТЛМ-10-2 У3	№ 9608	4000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время	
				В	-	-			
		ТН 1сш	КТ = 0,5 K _{ТН} = 10000/100 № 831-69	С	ТЛМ-10-2 У3	№ 2814			
				А	НТМИ-10-66	№ ЕКУ			
				В					
С									
Счётчик		КТ = 0,5S/1,0 K _{сч} = 1 № 36697-08		СЭТ-4ТМ.03М.01		№ 0804101625			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
19	ПС 220/110/10 кВ «Славянская», КРУН-10 кВ, фидер «Сг-5»	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	№ 0878	4000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 831-69	В	-	-		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	С	ТПЛ-10	№ 69573		
20	ГКТП 10/0,4 кВ «ПФ-9-1030п» (от ВЛ-10 кВ «ПФ-9» с ПС 110/10 кВ «ПТФ»)	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 50/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	№ 05763	1000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 831-69	В	-	-		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	С	ТПЛМ-10	№ 70753		
21	ТП 10/0,4 кВ «ЦЗ-04» (от ВЛ-10 кВ «Ц-5» с ПС 110/35/10 кВ «Центральная»)	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 100/5 № 9143-01	А	ТЛК 10-5 УЗ	№ 06745	2000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 25927-03	В	-	-		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	С	ТЛК 10-5 УЗ	№ 06749		
22	ЗТП 10/0,4 кВ «Ц7-09п» (от ВЛ-10 кВ «НС-6» с ПС 35/10/6 кВ «НС-12»)	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 75/5 № 2363-68	А	ЗНИОЛ-10 УЗ	№ 0246	1500	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 3344-08	В	ЗНИОЛ-10 УЗ	№ 0076		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	С	ЗНИОЛ-10 УЗ	№ 0247		
23	КТП-523/1 (от ВЛ-6 кВ ф.523 ПС 35/6 кВ "Х - 52")	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 15174-06	А	ТПЛМ-10	№ 03764	40	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	-	В	-	-		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	С	ТПЛМ-10	№ 02019		
24	ЗНОЛ.06-10 УЗ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 75/5 № 2363-68	А	ЗНОЛ.06-10 УЗ	№ 8660	1500	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 3344-08	В	ЗНОЛ.06-10 УЗ	№ 8661		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	С	ЗНОЛ.06-10 УЗ	№ 8711		
25	ТОП-0,66 УЗ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 15174-06	А	ТОП-0,66 УЗ	№ 9056719	40	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	-	В	-	-		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	С	ТОП-0,66 УЗ	№ 9056680		
26	СЭТ-4ТМ.03.01	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 15174-06	А	ТОП-0,66 УЗ	№ 9056719	40	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	-	В	-	-		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	С	ТОП-0,66 УЗ	№ 9056680		
27	СЭТ-4ТМ.03М.01	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 50/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	№ 05763	1000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 831-69	В	-	-		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	С	ТПЛМ-10	№ 70753		
28	СЭТ-4ТМ.03М.09	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 15174-06	А	ТОП-0,66 УЗ	№ 9056719	40	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТН	-	В	-	-		
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	С	ТОП-0,66 УЗ	№ 9056680		

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7
24	КТП-523/2 (от ВЛ-6 кВ ф.523 ПС 35/6 кВ "Х - 52")	ТТ	КТ = 0,5S К _{ТТ} = 200/5 № 29482-07	A	Т-0,66 У3	№ 09117719	40	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	Т-0,66 У3	№ 09117720		
				C	Т-0,66 У3	№ 09117721		
		ТН	-	A	-	-		
				B				
				C				
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09		№ 0101072782		
25	КТП-523/958 (от ВЛ-6 кВ ф.523 ПС 35/6 кВ "Х - 52")	ТТ	КТ = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 15174-06	A	ТОП-0,66 У3	№ 9055268	40	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
				B	ТОП-0,66 У3	№ 9056365		
				C	ТОП-0,66 У3	№ 9056337		
		ТН	-	A	-	-		
				B				
				C				
		Счётчик	КТ = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09		№ 0110061064		

Примечание:

Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 или ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 или ГОСТ Р 52425-2005 режиме измерения реактивной электроэнергии.

Приложение Б (обязательное)

Таблица Б 1 - Лист регистрации изменений ИК системы

[illegible]