

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



УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора
ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

« 27 »

07

2015 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ООО «Волгоградская генерирующая компания»
(Волгоградская ТЭЦ-2)**

Измерительные каналы

Методика поверки

1.р. 62243-15

г. Москва
2015 г.

Содержание

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	6
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	7
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	10
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	12
7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	13
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	13
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	14
10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	21
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	23
ПРИЛОЖЕНИЕ А	23
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	24

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2), заводской номер № 001, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребляемой за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Волгоградская генерирующая компания» (Волгоградская ТЭЦ-2), сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены 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 8.596-2002.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью 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 - 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 характеристик 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 8.216-11 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

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

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. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 31819.23–2012. «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии».

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ Р 54149-2010 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».

«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют 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	2	3	4
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 функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.7	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.8	Да	Да
10. Проверка погрешности часов компонентов системы	9.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.10	Да	Да
12. Идентификация программного обеспечения	10	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	11	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:

- Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- Средства измерений в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ»;

- Средства поверки счетчиков:

- 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.;
- СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08) – 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.;
- СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.

- Средства поверки УСПД:

- СИКОН С50 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 году.

- Средства поверки УСВ:

- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.

-- Термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %;

- Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигаци-

онной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

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 Государственный реестр средств измерений и иметь действующие свидетельства о поверке.

5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

5.2 Определение погрешности часов компонентов системы 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 документ ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» 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 документ ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» 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 счетчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы по поверке счетчиков и прошедшим обучение по проведе-

нию 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.

5.6 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 документ МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 документ МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 специали-

стов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.9 Поверка УСПД СИКОН-С50, УСВ-1», входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методики поверки на указанное оборудование 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.

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 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, «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 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-75.

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

7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельств о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (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, счетчиков электроэнергии, УСПД, УСВ-1 для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.6, 9.7, 9.8.

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

9.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для

всех измерительных компонентов:

- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчиков электрической энергии:
 - 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.;
 - СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08) – 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.;
 - СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.
- УСПД:
 - СИКОН С50 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 году.
- УСВ:
 - УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ.221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.

При обнаружении несоответствий по п. 9.2.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о не-

пригодности.

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 функционирования центральных компьютеров АИИС КУЭ и УСПД

9.4.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) 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.

9.4.2 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».

9.4.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.4.4 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (сервере) АИИС КУЭ.

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

9.4.6 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.

9.4.7 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

9.4.8 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора УСПД и сервера.

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

9.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.5.1 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.

9.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

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

9.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

9.6.1 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.

9.6.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

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 напряжения

9.7.1 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.

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

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

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

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения U_n 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 по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за 1 год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

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

9.9 Проверка погрешности часов компонентов системы

9.9.1 Проверка СОЕВ

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от

устройства синхронизации системного времени GPS/ГЛОНАСС-приемника. Расхождение показаний радиочасов сервера не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика, УСПД и сервера. Расхождение времени часов: сервер – УСПД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения ± 1 с. Расхождение времени часов: счетчик – УСПД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения ± 2 с.

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

9.10 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 (сервере).

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

9.10.1 На центральном компьютере (сервере) 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 устранимым отказом какого-либо компонента системы.

9.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Прове-

ряют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютеров (сервере) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.10.3 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) полученные по п. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

9.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 в реальном режиме времени сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервер) 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) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

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

10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

10.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения указанных в описании типа:

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;

- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

10.2 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией – разработчиком СИ (ПО СИ);
- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 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.

11.2 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

Таблица А.1 - Перечень измерительных каналов систем

Номер ИК	Наименование объекта учета, точка измерений по документации энергообъекта	Состав измерительного канала					Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	ИБК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-7	ТШВ15 6000/5 Кл. т. 0,5 А № 1547 В № 1586 С № 1550	ЗНОМ-15 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 А № 12930 В № 12928 С № 12927	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059137	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
2	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-8	ТШВ15 6000/5 Кл. т. 0,5 А № 1549 В № 2345 С № 2356	ЗНОМ-15 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 А № 14665 В № 16731 С № 14015	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051230	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
3	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-9	ТШВ15 6000/5 Кл. т. 0,5 А № 3429 В № 3402 С № 3415	ЗНОЛ.06 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5 А № 53 В № 192 С № 78	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051027	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
4	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-10	ТШВ15 6000/5 Кл. т. 0,5 А № 2047 С № 2164	ЗНОМ-15 10000/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 А № 18996 В № 18995 С № 18994	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051867	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Волгоградская ТЭЦ-2 ТГ-2	ТПШФ 4000/5 Кл. т. 0,5 А № 104760 В № 91197 С № 122965	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 № 7132	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054688	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
6	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 26	ТФМ-110-II 1500/1 Кл. т. 0,5 А № 6435 В № 6438 С № 6439	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051206	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
7	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 29	ТФМ-110-II 1500/1 Кл. т. 0,5 А № 6437 В № 6436 С № 6434	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808090042	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
8	Волгоградская ТЭЦ-2, ОВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15151 В № 15155 С № 15213	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 844821 В № 663046 С № 663047	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108055210	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
9	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 23	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15152 В № 15162 С № 15160	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051682	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 24	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15149 В № 15216 С № 15150	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051895	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
11	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 25	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15159 В № 15156 С № 15217	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051092	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
12	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 28	ТФЗМ 110Б-III 1500/1 Кл. т. 0,5 А № 605 В № 611 С № 614	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054673	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
13	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 38	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15214 В № 15218 С № 15158	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059242	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
14	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ № 39	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15154 В № 15219 С № 15215	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051043	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
15	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ Канатная-I	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15161 В № 15221 С № 15222	НКФ110-83У1 110000/√3;100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051219	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
16	Волгоградская ТЭЦ-2, ВЛ-110 кВ Канатная-II	ТФЗМ 110Б-IV 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 15220 В № 15153 С № 15157	НКФ110-83У1 110000/√3;100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03050328	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
17	Волгоградская ТЭЦ-2, ГРУ-6 кВ, яч. 1, КЛ-1	ТОЛ-СЭЦ 200/5 Кл. т. 0,5S А № 27352-14 С № 27523-14	НАМИ-10-95 УХЛ2 Коэф. тр. 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3125	СЭТ-4ТМ.03М.04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812142473	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
18	Волгоградская ТЭЦ-2 ОАО «Вымпелком»	Т-0,66 УЗ 50/5 Кл. т. 0,5 А № 03007 В № 03040 С № 02722	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807091619	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
19	Волгоградская ТЭЦ-2 ГСК-26 Ввод-1	Т-0,66 УЗ 200/5 Кл. т. 0,5 А № 193506 В № 193507 С № 193508	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807091391	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
20	Волгоградская ТЭЦ-2 ГСК-26 Ввод-2	T-0,66 УЗ 200/5 Кл. т. 0,5 А № 193509 В № 193510 С № 193512	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803111219	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
21	Волгоградская ТЭЦ-2 ООО «Вива»	T-0,66 М УЗ/П 100/5 Кл. т. 0,5 А № 211829 В № 211830 С № 109866	–	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108058239	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
22	Волгоградская ТЭЦ-2, КВЛ-110 кВ № 1	TG145 N 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 06595 В № 06596 С № 06597	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131512	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
23	Волгоградская ТЭЦ-2, КВЛ-110 кВ № 2	TG145 N 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 06594 В № 06593 С № 06592	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131546	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
24	Волгоградская ТЭЦ-2, КЛ-110 кВ № 3	TG145 N 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 06599 В № 06600 С № 06598	НКФ110-83У1 110000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131469	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
25	Волгоградская ТЭЦ-2, КВЛ-110 кВ № 4	ТГ145 N 1500/1 Кл. т. 0,2S А № 06591 В № 06589 С № 06590	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805131476	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
26	Волгоградская ТЭЦ-2 РТСН-3	ТФЗМ 110Б-III 1500/1 Кл. т. 0,5 А № 543 В № 2165 С № 2142	НКФ110-83У1 110000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 А № 33065; 658810 В № 33156; 658813 С № 33126; 658812	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 03051853	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
27	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-8	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 17640 С № 13038	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 560	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073764	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
28	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-6	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 4688 С № 4264	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 560	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054666	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
29	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-7	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 9322 С № 10460	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 259	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059763	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
30	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-5	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 9248 С № 13528	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3124	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059288	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
31	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-4	ТПОФ 1000/5 Кл. т. 0,5 А № 41470 С № 41476	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 560	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059307	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
32	Волгоградская ТЭЦ-2 РЛСН-1	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 18286 С № 17447	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 № 259	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059161	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
33	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-3	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 18402 С № 17755	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3124	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059296	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
34	Волгоградская ТЭЦ-2 РЛСН-2	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 А № 18285 С № 18220	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3125	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02054695	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
35	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-2	ТПОФ Коэф. тр. 1000/5 Кл. т. 0,5 А № 113061 С № 113064	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3125	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059319	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Окончание таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
36	Волгоградская ТЭЦ-2 ЛСН-1	ТПОФ Коэф. тр. 1000/5 Кл. т. 0,5 А № 113058 С № 113053	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл. т. 0,5 № 3125	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02059133	СИКОН С50 Зав. № 08.107	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная
37	УУГ ООО «Газпром межре- гионгаз Волгоград» в составе Волгоградской ТЭЦ-2	ТТИ-А Коэф. тр. 10/5 Кл. т. 0,5S А № Т66392 В № Т66395 С № Т66394	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804112527	СИКОН С50 Зав. № 08.108	Сервер HP PROLIANT DL380G4	активная реактивная

Таблица А.2 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$, %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 7; 12; 26 – 36 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,8$	$\pm 3,0$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,4$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,5$
8 – 11; 13-16; 22 – 25 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,6$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 0,8$	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,6$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 0,9$	$\pm 1,0$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,8$
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$	$\pm 2,4$
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 1,0$	$\pm 1,2$	$\pm 2,2$	$\pm 1,3$	$\pm 1,5$	$\pm 2,3$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,3$	$\pm 1,6$	$\pm 2,9$	$\pm 1,5$	$\pm 1,8$	$\pm 3,0$
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	$\pm 2,3$	$\pm 2,9$	$\pm 5,4$	$\pm 2,5$	$\pm 3,0$	$\pm 5,5$
18 – 21 (ТТ 0,5; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 2,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,8$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 2,2$	$\pm 2,7$	$\pm 5,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$
37 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	$\pm 0,8$	$\pm 1,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,9$
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	$\pm 1,1$	$\pm 1,4$	$\pm 2,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,6$	$\pm 2,8$
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	$\pm 2,2$	$\pm 2,8$	$\pm 5,3$	$\pm 2,4$	$\pm 2,9$	$\pm 5,3$

Таблица А.3 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$, %		
		$\sin \varphi = 0,4$ $\cos \varphi = 0,9$	$\sin \varphi = 0,6$ $\cos \varphi = 0,8$	$\sin \varphi = 0,9$ $\cos \varphi = 0,5$	$\sin \varphi = 0,4$ $\cos \varphi = 0,9$	$\sin \varphi = 0,6$ $\cos \varphi = 0,8$	$\sin \varphi = 0,9$ $\cos \varphi = 0,5$
1 – 6; 12; 26 – 36 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,6	±1,8	±1,2	±2,7	±2,0	±1,5
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,6	±2,6	±1,7
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,4	±4,4	±2,6	±6,6	±4,6	±2,8
7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,9	±3,0	±2,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,4	±4,3	±2,5	±6,6	±4,7	±3,1
8-11; 13-16 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±1,7	±1,3	±0,9	±1,9	±1,6	±1,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,0	±1,6	±1,3
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±2,1	±1,6	±1,2	±2,8	±2,1	±1,7
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	±3,3	±2,4	±1,7	±4,6	±3,4	±2,5
17 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±2,6	±1,9	±1,2	±3,1	±2,6	±2,1
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±3,5	±2,4	±1,5	±3,9	±3,0	±2,3
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	±6,4	±4,4	±2,7	±6,7	±4,8	±3,2
18 – 20 (ТТ 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,2	±1,5	±1,0	±2,8	±2,3	±2,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,1	±2,2	±1,3	±3,6	±2,8	±2,2
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,2	±4,2	±2,4	±6,4	±4,6	±3,0
21 (ТТ 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,1	±1,5	±1,0	±2,3	±1,7	±1,3
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±3,1	±2,2	±1,3	±3,3	±2,4	±1,6
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±6,2	±4,3	±2,4	±6,4	±4,5	±2,7
22 – 25 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,5	±2,2	±2,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±1,7	±1,3	±1,0	±2,5	±2,2	±2,0
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±1,9	±1,4	±1,1	±2,6	±2,3	±2,1
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	±2,8	±2,1	±1,6	±3,3	±2,8	±2,4
37 (ТТ 0,5S; Сч 0,5)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{Н1}$	±2,2	±1,5	±1,0	±2,8	±2,3	±2,0
	$0,2 I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	±2,2	±1,5	±1,0	±2,8	±2,3	±2,0
	$0,05 I_{Н1} \leq I_1 < 0,2 I_{Н1}$	±3,1	±2,2	±1,3	±3,6	±2,8	±2,2
	$0,02 I_{Н1} \leq I_1 < 0,05 I_{Н1}$	±6,3	±4,3	±2,6	±6,5	±4,7	±3,1

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 - Лист регистрации изменений ИК системы

Наименование объекта	Заменяемый компонент	Заменяющий компонент		
		Тип	Зав. номер	Метрологические характеристики