

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

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора
по качеству
ФГУП «ВНИИМС»



Н. В. Иванникова
« 28 » 2016 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК»**

Методика поверки

н.р. 63623-16

**Москва
2016**

Содержание

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

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК» (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 0247-16, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами СП «Приморская ГРЭС» филиала «ЛуТЭК» АО «ДГК», 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 измерительный канал (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 - 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»;

Приказ Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»;

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»;

- 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»;
- 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 Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;
- ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;
- ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;
- ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- 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»;
- 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 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

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
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
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. Подтверждение соответствия 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»;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6...35/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005. «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя», МИ 2982-2006 «ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные 500/ $\sqrt{3}$...750/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

- средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки. ИЛГШ.411152.145РЭ1», утвержденным ГЦИ СИ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- для УСПД ARIS MT200 – по документу ПБКМ.424359.005 РЭ «Контроллеры многофункциональные ARIS MT200. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 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 навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками 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 Госреестр СИ 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 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 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 документам ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6...35/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005. «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя», МИ 2982-2006 «ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные 500/√3...750/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации» 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, 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 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.

5.6 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 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», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», 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, серверу АИИС КУЭ 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» и напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6...35/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005. «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя», МИ 2982-2006 «ГСИ. Трансформаторы напряжения измерительные 500/ $\sqrt{3}$...750/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ.

Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.

При обнаружении несоответствий по п. 9.2.1 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 функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

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 (серверах) АИИС КУЭ.

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 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.

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, имеющихся 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, имеющихся 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. Методика выполнения измерений без отключения цепей» 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 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 УССВ. Расхождение показаний радиочасов с сервером 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 корректируемого счетчика и корректирующего сервера БД. Расхождение времени часов корректируемого и корректирующего компонента в момент

предшествующий коррекции не должно превышать ± 1 с.

9.9.3 СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ 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 (сервера БД).

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

9.10.1 На центральном компьютере (сервере БД) 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.

9.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютерах (серверах) 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 БД) полученные по п. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

9.10.4 Рекомендуются 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 (сервере БД) 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) 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. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ 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 приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». 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 приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Научный сотрудник ФГУП «ВНИИМС»

 Е. В. Громочкова

Инженер 1 категории ФГУП «ВНИИМС»

 Е.В. Власова

Приложение А
(обязательное)

Таблица А.1 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета,	Состав ИК АИИС КУЭ						Метрологические характеристики									
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	УСПД	КтТ · Ктн · Ксч	Вид энергии	Границы основной погрешности ИК, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности ИК в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %	cos ϕ = 0,5 sin ϕ = 0,87							
1	Приморская ПРЭС, Турбо-генератор ТТ-1	3	4	5	6	7	8	9	10								
		ТТ	Кт=0,2S Ктн=8000/5 № 21255-08	А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	223	АРИС МТ200-Д100-ТЕ-СТМ-РЗА, зав. № 09150169, ГРСИ № 53992-13	160000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7						
				В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	232											
				С	ТШЛ-20-1 УХЛ2	267											
		ТН	Кт=0,5 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 1593-70	А	ЗНОМ-15-63 У2	32201											
				В	ЗНОМ-15-63 У2	32188											
				С	ЗНОМ-15-63 У2	31687											
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М	0806150863												
		2	Приморская ПРЭС, Турбо-генератор ТТ-2	ТТ	Кт=0,2S; 0,5 Ктн=8000/5 № 21255-08; 36053-07	А						ТШЛ-20-1 УХЛ2	227	160000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
						В						ТШЛ-20Б	3538				
С	ТШЛ-20-1 УХЛ2					222											
ТН	Кт=0,5 Ктн=10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 35956-07			А	ЗНОЛ-СЭЦ-10 У2	01026											
				В	ЗНОЛ-СЭЦ-10 У2	01080											
				С	ЗНОЛ-СЭЦ-10 У2	01114											
Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М	0806150770														

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10
3	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТГ-3	ТТ Кт=0,2S Ктт=8000/5 № 21255-08	А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	260	160000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7		
			В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	226						
			С	ТШЛ-20-1 УХЛ2	231						
ТН	Ктн=10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 35956-07	А	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01021	0808151681						
		В	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01018							
		С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01079							
Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0808151681						
4	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТГ-4	ТТ Кт=0,2S Ктт=8000/5 № 21255-08	А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	266	160000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7		
			В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	225						
			С	ТШЛ-20-1 УХЛ2	224						
ТН	Ктн=10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 35956-07	А	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01054	0808151692						
		В	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01034							
		С	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01078							
Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0808151692						
5	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТГ-5	ТТ Кт=0,2S Ктт=10000/5 № 21255-08	А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	238	315000	активная реактивная	0,5 1,1	1,4 1,6		
			В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	247						
			С	ТШЛ-20-1 УХЛ2	213						
ТН	Ктн=15750: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-15У3	6731	0808151529						
		В	ЗНОЛ.06-15У3	6814							
		С	ЗНОЛ.06-15У3	6816							
Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0808151529						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10
6	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-6	ТТ Кт=0,2S Ктт=10000/5 № 21255-08	А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	234	315000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7		
			В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	212						
			С	ТШЛ-20-1 УХЛ2	208						
6	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-6	ТН Ктн=15750: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 1593-70	А	ЗНОМ-15-63 У2	7	315000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7		
			В	ЗНОМ-15-63 У2	45						
			С	ЗНОМ-15-63 У2	34696						
6	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-6	Счетчик Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0808151571	315000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7	
			А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	244						
			В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	241						
7	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-7	ТТ Кт=0,2S Ктт=10000/5 № 21255-08	А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	211	315000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7		
			В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	34697						
			С	ТШЛ-20-1 УХЛ2	37374						
7	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-7	ТН Ктн=15750: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 1593-70	А	ЗНОМ-15-63 У2	39	315000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7		
			В	ЗНОМ-15-63 У2	34697						
			С	ЗНОМ-15-63 У2	37374						
7	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-7	Счетчик Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0808151606	315000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7	
			А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	111						
			В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	110						
8	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-8	ТТ Кт=0,5S Ктт=10000/5 № 21255-08	А	ТШЛ-20-1 УХЛ2	112	315000	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 2,0		
			В	ТШЛ-20-1 УХЛ2	168						
			С	ТШЛ-20-1 УХЛ2	180						
8	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-8	ТН Ктн=15750: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 1593-70	А	ЗНОМ-15-63 У2	161	315000	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 2,0		
			В	ЗНОМ-15-63 У2	180						
			С	ЗНОМ-15-63 У2	161						
8	Приморская ГРЭС. Турбо-генератор ТТ-8	Счетчик Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0808151028	315000	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 2,0	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10
9	генератор ТГ-9 ГРЭС, Турбо-Приморская	ТТ	Кг=0,2 Ктт=10000/5 № 8771-09	А	ТШ-20 УХЛ3	116		315000	активная реактивная	0,8 1,6	2,4 1,9
				В	ТШ-20 УХЛ3	94					
				С	ТШ-20 УХЛ3	439					
		ТН	Кгн=15750:√3/100:√3 № 1593-70	А	ЗНОМ-15-63 У2	7					
				В	ЗНОМ-15-63 У2	45					
				С	ЗНОМ-15-63 У2	34696					
Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0808151522						
10	Трансформатор ГРЭС, ЛУТЭК яч.№5) 9Т (ОРУ-500кВ	ТТ	Кг=0,2S Ктт=1000/1 № 25477-08	А	GSR	10-025820		5000000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				В	GSR	10-025821					
				С	GSR	10-025822					
		ТН-1	Кгн=500000:√3/100:√3 № 15853-06	А	СРВ 550	1HSE 8706214					
				В	СРВ 550	1HSE 8706213					
				С	СРВ 550	1HSE 8647507					
ТН-2	Кгн=500000:√3/100:√3 № 23743-02	А	ДФК 525	0717678/5							
		В	ДФК 525	0717678/2							
		С	ДФК 525	0717678/3							
Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16			0809150439						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10
11	Приморская ГРЭС. Автотрансформа-тор 8АТ (ОРУ-500кВ ЛУТЭК яч.№4)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=1000/1 № 25477-08	A	GSR	10-025815		5000000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	GSR	10-025816					
				C	GSR	10-025823					
		ТН-1	Ктн=500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 15853-06	A	CPB 550	1HSE 8706214					
				B	CPB 550	1HSE 8706213					
				C	CPB 550	1HSE 8647507					
		ТН-2	Кт=0,2 Ктн=500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 23743-02	A	DFK 525	0717678/5					
				B	DFK 525	0717678/2					
				C	DFK 525	0717678/3					
		Счетчик		Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16						
12	Приморская ГРЭС. Автотрансформа-тор 7АТ (ОРУ-500кВ ЛУТЭК яч.№2)	ТТ	Кт=0,2S Ктт=1000/1 № 25477-08	A	GSR	10-025818		5000000	активная реактивная	0,8 1,6	1,8 1,7
				B	GSR	10-025819					
				C	GSR	10-025817					
		ТН-1	Ктн=500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 15853-06	A	CPB 550	1HSE 8706214					
				B	CPB 550	1HSE 8706213					
				C	CPB 550	1HSE 8647507					
		ТН-2	Кт=0,2 Ктн=500000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 23743-02	A	DFK 525	0717678/5					
				B	DFK 525	0717678/2					
				C	DFK 525	0717678/3					
		Счетчик		Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10
13	Приморская ГРЭС, ВЛ-220 кВ ЛУТЭК - Розен- Гартовка/Т	ТТ Кг=0,2S Ктт=600/5 № 19720-06	A	ТВ-220-I-1 У2	4570	активная	264000	активная	0,8	1,8	
			B	ТВ-220-I-1 У2	4568						
			C	ТВ-220-I-1 У2	4571						
ТН	Ктн=220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 14626-06	A	НКФ-220	1028303	СЭТ-4ТМ.03М	0807150118	активная	0,8	1,6	1,7	
		B	НКФ-220	1029132							
		C	НКФ-220	1058790							
Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12										
14	Приморская ГРЭС, ВЛ-220 кВ ЛУТЭК - Ви- кин/Т	ТТ Кг=0,2S Ктт=600/5 № 19720-06	A	ТВ-220-I-1 У2	4565	активная	264000	активная	0,8	1,8	
			B	ТВ-220-I-1 У2	4569						
			C	ТВ-220-I-1 У2	4572						
ТН	Ктн=220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 14626-06	A	НКФ-220	1029125	СЭТ-4ТМ.03М	0807150045	активная	0,8	1,6	1,7	
		B	НКФ-220	1029148							
		C	НКФ-220	30574							
Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12										
15	Приморская ГРЭС, ВЛ-220 кВ ЛУТЭК - Луе- рово/Т	ТТ Кг=0,2S Ктт=1000/5 № 25477-08	A	GSR	11-028835	активная	440000	активная	0,8	1,8	
			B	GSR	11-028836						
			C	GSR	11-028837						
ТН	Ктн=220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛII	705; 673	СЭТ-4ТМ.03М	0807150034	активная	0,8	1,6	1,7	
		B	НАМИ-220 УХЛII	572; 719							
		C	НАМИ-220 УХЛII	698; 723							
Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12										

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
16	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ ЛУТЭК - Лесо- заводск с отпайкой на ПС 220 кВ Иман	ТТ	Кг=0,2S Ктт=1000/5 № 25477-08	A	GSR	11-028829	активная	0,8 1,6	1,8 1,7	
				B	GSR	11-028831				
				C	GSR	11-028832				
		ТН	Кг=0,5 Ктн=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛII	705; 673				
				B	НАМИ-220 УХЛII	572; 719				
				C	НАМИ-220 УХЛII	698; 723				
	Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150104					
	17	Приморская ГРЭС. ОМВ-220 (ОРУ-220кВ яч.3)	ТТ	Кг=0,2S Ктт=1000/5 № 19720-06	A	ТВ-220-I-1 У2	3407	активная	0,8 1,6	1,8 1,7
					B	ТВ-220-I-1 У2	3408			
					C	ТВ-220-I-1 У2	3409			
			ТН	Кг=0,5 Ктн=220000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛII	705; 673			
					B	НАМИ-220 УХЛII	572; 719			
C					НАМИ-220 УХЛII	698; 723				
Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150059						
18	Приморская ГРЭС. ВЛ 110 кВ ЛУТЭК - ПС "Бикин"	ТТ	Кг=0,5 Ктт=1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	1245A	активная	1,1 2,3	5,5 2,8	
				B	ТВ-110	1245B				
				C	ТВ-110	1245C				
		ТН	Кг=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛII	2161; 2219				
				B	НАМИ-110 УХЛII	2167; 2195				
				C	НАМИ-110 УХЛII	2184; 2160				
Счетчик	Кг=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0807150178						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3			4			6	7	8	9	10
		ТТ	ТН	Счетчик	А	В	С					
19	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.13, ВЛ-110 кВ ЛУТЭК - ПС "Насосная-1" Лучегорск-1"	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 № 29255-13	ТВ-110	1236А	СЭТ-4ТМ.03М 0807150066	активная	220000	активная	1,1 2,3	5,5 2,8	
		ТН	Кт=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ № 24218-13	НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1	2161; 2219 2167; 2195 2184; 2160							
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12									
20	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ-110 кВ ЛУТЭК - ПС "Насосная-2" Лучегорск-2"	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 № 29255-13	ТВ-110	1189А	СЭТ-4ТМ.03М 0806150814	активная	220000	активная	1,1 2,3	5,5 2,8	
		ТН	Кт=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ № 24218-13	НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1	2219; 2161 2195; 2167 2160; 2184							
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12									
21	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ-110 кВ ЛУТЭК - ПС "Разрез-Назаровская-1" Лучегорск-1"	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 № 29255-13	ТВ-110	1186А	СЭТ-4ТМ.03М 0807150016	активная	220000	активная	1,1 2,3	5,5 2,8	
		ТН	Кт=0,5 Ктн=110000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ № 24218-13	НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1 НАМИ-110 УХЛ1	2161; 2219 2167; 2195 2184; 2160							
		Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12									

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10	
22	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ ЛугТЭК - ПС "Разрез-Назаровская-Игнатевка"	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	1234А		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8	
				B	ТВ-110	1234В						
				C	ТВ-110	1234С						
22	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ ЛугТЭК - ПС "Разрез-Назаровская-Игнатевка"	ТН	Ктн=110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	2219; 2161		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8	
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2195; 2167						
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2160; 2184						
22	Приморская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ-110 кВ ЛугТЭК - ПС "Разрез-Назаровская-Игнатевка"	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0807150111		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				A	ТВ-110	1339-А						
				B	ТВ-110	1339-В						
23	Приморская ГРЭС, ОМВ-110 кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=1000/5 № 29255-13	A	ТВ-110	1339-А		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8	
				B	ТВ-110	1339-В						
				C	ТВ-110	1339-С						
23	Приморская ГРЭС, ОМВ-110 кВ	ТН	Ктн=110000:√3/100:√3 № 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1	2161; 2219		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8	
				B	НАМИ-110 УХЛ1	2167; 2195						
				C	НАМИ-110 УХЛ1	2184; 2160						
23	Приморская ГРЭС, ОМВ-110 кВ	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0807150052		220000	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				A	ТЛМ-10	3561						
				B	-	-						
24	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ "ТН-107Т" ОРУ-500 кВ РУ СН 6-7А яч.359 КЛ-6кВ	ТТ	Кт=0,5 Ктт=400/5 № 2473-05	A	ТЛМ-10	3561		4800	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8	
				B	-	-						
				C	ТЛМ-10	2664						
24	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ "ТН-107Т" ОРУ-500 кВ РУ СН 6-7А яч.359 КЛ-6кВ	ТН	Ктн=6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	3105		4800	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8	
				B								
				C								
24	Приморская ГРЭС, ОРУ-500 кВ "ТН-107Т" ОРУ-500 кВ РУ СН 6-7А яч.359 КЛ-6кВ	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0806150849		4800	активная реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				A	ТЛМ-10	3561						
				B	-	-						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3			4			5	6	7	8	9	10												
		ТТ	ТН	Счетчик	А	В	С							А	В	С									
25	Приморская ГРЭС. РУ СН 6-7Б яч.330 КЛ. 6кВ "ТЧН-108Т" ОПУ-500 кВ	ТТ	Кт=0,5	ТЛМ-10	3545	активная	4800	реактивная	5,5 2,8	1,1 2,3	реактивная	5,5 2,8	10												
			Ктт=400/5		-									2698											
			№ 2473-05		ТЛМ-10																				
25	Приморская ГРЭС. РУ СН 6-7Б яч.330 КЛ. 6кВ "ТЧН-108Т" ОПУ-500 кВ	ТН	Кт=0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2	2380	активная	4800	реактивная	5,5 2,8	1,1 2,3	реактивная	5,5 2,8	10												
			Ктн=6000/100		2380																				
			№ 20186-05																						
25	Приморская ГРЭС. РУ СН 6-7Б яч.330 КЛ. 6кВ "ТЧН-108Т" ОПУ-500 кВ	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М	0806150821	активная	4800	реактивная	5,5 2,8	1,1 2,3	реактивная	5,5 2,8	10												
			26		Приморская ГРЭС. РУ СН 6-8Б яч. 421 КЛ-6кВ "ТЧН явного резер- ва" ОПУ-500 кВ									ТТ	Кт=0,5S	ТОЛ-СЭЩ-10 У2	16148-10	активная	3600	реактивная	3,0 2,0	1,1 2,3	реактивная	3,0 2,0	10
															Ктт=300/5		-								
№ 32139-11	ТОЛ-СЭЩ-10 У2																								
26	Приморская ГРЭС. РУ СН 6-8Б яч. 421 КЛ-6кВ "ТЧН явного резер- ва" ОПУ-500 кВ	ТН	Кт=0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2	5839	активная	3600	реактивная	3,0 2,0	1,1 2,3	реактивная	3,0 2,0	10												
			Ктн=6000/100		5839																				
			№ 20186-05																						
26	Приморская ГРЭС. РУ СН 6-8Б яч. 421 КЛ-6кВ "ТЧН явного резер- ва" ОПУ-500 кВ	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М	0806150856	активная	440000	реактивная	1,8 1,7	0,8 1,6	реактивная	1,8 1,7	10												
			27		Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-38									ТТ	Кт=0,2S	СБ 0.8	11/02 859 09	активная	440000	реактивная	1,8 1,7	0,8 1,6	реактивная	1,8 1,7	10
															Ктт=1000/5		СБ 0.8								
№ 20951-08	СБ 0.8	11/02 859 12																							
27	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-38	ТН	Кт=0,5	НАМИ-220 УХЛ1	705; 673	активная	440000	реактивная	1,8 1,7	0,8 1,6	реактивная	1,8 1,7	10												
			Ктн=22000:√3/100:√3		705; 673																				
			№ 20344-05											НАМИ-220 УХЛ1	572; 719										
27	Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-38	Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М	0807150006	активная	440000	реактивная	1,8 1,7	0,8 1,6	реактивная	1,8 1,7	10												
			27		Приморская ГРЭС. ВЛ-220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-38									Счетчик	Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М	0807150006	активная	440000	реактивная	1,8 1,7	0,8 1,6	реактивная	1,8 1,7	10

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4			5	6	7	8	9	10
28	Приморская ГРЭС, ВЛ-220 кВ Приморская ГРЭС - НПС-36	ТТ	Кт=0,2S Ктт=1000/5 № 20951-08	A	SB 0.8	11/02 859 01		440000	активная реактивная	0,5 1,1	1,4 1,6
				B	SB 0.8	11/02 859 02					
				C	SB 0.8	11/02 859 03					
	ТН	Ктн=220000:√3/100:√3 № 23743-02	A	DFK 245	11004471/6						
			B	DFK 245	11004471/4						
			C	DFK 245	11004471/5						
	Счетчик		Кт=0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			0807150041				

