

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

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора

ФГУП «ВНИИМС»



В. Н. Яншин

2014 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ОАО «Нижегородская сбытовая компания»**

Методика поверки

**Москва
2014**

Содержание

	Стр.
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	3
3. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	5
4. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	6
5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	7
6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	8
7. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	8
8. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	8
9. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	9
10. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	12
11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	12
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ).....	13
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	27

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижегородская сбытовая компания», (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 009/2014, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Нижегородская сбытовая компания», 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 измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергаются 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»;

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 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}\dots 35$ 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 30206-94 Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S).
- ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
- ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- ГОСТ 13109-97 «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
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»;
- средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «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»;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2004 г.;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1, раздел «Методика поверки». методика поверки согласована ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК 6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0- термометр «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 документ ГОСТ 8.216-88 «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 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 выше 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, 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 8.216-88 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки», счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки; СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки; СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087РЭ1, раздел «Методика поверки». Методика поверки; ЕвроАЛЬФА – по методике поверки с помощью установок МК6800, МК 6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0.

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 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 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 поверке 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 компьютеров (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 учетного 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 поверке 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 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

(обязательное)

Таблица А.1 - Состав 1-го уровня АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки учета,	Состав 1-го уровня				Наименование из-меряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{СЧ}			Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС "Шахунья", ВЛ №173 110 кВ Шахунья-Буреполом	ТТ К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/1 № 23256-02	А	ТБМО-110 УХЛ1	1130	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	0,8 1,4	3,4 6,0
			В	ТБМО-110 УХЛ1	1121				
			С	ТБМО-110 УХЛ1	1143				
		ТН К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1	678				
			В	НАМИ-110 УХЛ1	675				
			С	НАМИ-110 УХЛ1	680				
2	ПС "Шахунья", ВЛ №172 110 кВ Шахунья-Иготино	Счет-ЧИК К _Т = 0,5S/1,0 К _{СЧ} = 1 № 16666-97	ЕА05RAL-B-4		01088210	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	0,8 1,4	3,4 6,0
			А	ТБМО-110 УХЛ1	1249				
			В	ТБМО-110 УХЛ1	1127				
		ТН К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-03	С	ТБМО-110 УХЛ1	1193				
			А	НАМИ-110 УХЛ1	686				
			В	НАМИ-110 УХЛ1	691				
2		Счет-ЧИК К _Т = 0,5S/1,0 К _{СЧ} = 1 № 16666-97	ЕА05RALX-P3B-4		01132536				
			С	НАМИ-110 УХЛ1	679				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10		
3	ПС 110/35/10 кВ "Пижма", ввод 35 кВ Т1, ВЛ 35 кВ №3506	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 100/5 № 3689-73	А	ТФНД-35М	443	7000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5		
			ТН	Кт = 0,5 Ктн = 35000/√3/100/√3 № 912-70	В	-						-	
				Счет- чик	Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	С						ТФНД-35М	445
		А				ЗНОМ-35-65						1005899	
		В				ЗНОМ-35-65						1208140	
С	ЗНОМ-35-65	1005847											
4	ПС 110/35/10 кВ "Пижма", ввод 35 кВ Т2, ВЛ 35 кВ №3507	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 100/5 № 3690-73	А	ТФН-35М	23051	7000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5		
			ТН	Кт = 0,5 Ктн = 35000/√3/100/√3 № 912-70	В	-						-	
					Счет- чик	Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97						С	ТФН-35М
		А										ЗНОМ-35-65	1081619
		В										ЗНОМ-35-65	1298703
С	ЗНОМ-35-65	1081545											
5	ПС 110/35/10 кВ "Пижма", ввод 10 кВ Т1	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 300/5 № 22192-03	ЕА05RALX-Р3В-3		01132528	6000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5		
			ТН	Кт = 0,5 Ктн = 10000/100 № 18178-99	А	ТПЛ-10-М						3715	
					В	ТПЛ-10-М						3960	
		С			ТПЛ-10-М	3500							
		Счет- чик			Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	А						НАМИТ-10-2	1148
В													
С													
ЕА05RLX-Р1В-3		01128236											

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	ПС 110/35/10 кВ "Пижма", ввод 10 кВ Т2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2473-00	А ТJM-10	5431	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 18178-99	В ТJM-10	6905				
				С ТJM-10	4861				
				А НАМИТ-10-2	1136				
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	В ТJM-10					
7	ПС 110/35/10 кВ "Пижма", ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 17551-03	А Т-0,66 У3	031521	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,0 2,1	6,0 4,5
		ТН	-	В Т-0,66 У3	031520				
				С Т-0,66 У3	-				
				А Т-0,66 У3	-				
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	В Т-0,66 У3	-				
8	ПС 110/35/10 кВ "Пижма", ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 17551-03	А Т-0,66 У3	031517	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,0 2,1	6,0 4,5
		ТН	-	В Т-0,66 У3	031522				
				С Т-0,66 У3	-				
				А Т-0,66 У3	-				
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	В Т-0,66 У3	-				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110/27,5/10кВ "Бурино-лом", ввод 27,5 кВ Т1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 3690-73	А ТФН-35М	6200-А	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	В ТФН-35М С ТФН-35М	6200-В 6200-С 1285118				
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	А - С ЗНОМ-35-65	- 1285090				
				EA05RALX-P3B-3	01132529				
10	ПС 110/27,5/10кВ "Бурино-лом", ввод 27,5 кВ Т2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 № 3690-73	А ТФН-35М	6211	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 27500/100 № 912-70	В ТФН-35М С ТФН-35М	6211-В 6211-С 1285118				
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	А - С ЗНОМ-35-65	- 1285090				
				EA05RALX-P3B-3	01128195				
11	ПС 110/27,5/10кВ "Буринолом", фидер 10 кВ №1001	ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 300/5 № 1276-59	А ТПЛ-10	28057	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,0 1,8	3,6 4,0
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-00	В - С ТПЛ-10	- 28737				
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	А НАМИ-10-95 УХЛ 2 С	972				
				EA05RLX-P1B-3	01128239				

Продолжение таблицы А. 1

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
12	ПС 110/27,5/10кВ "Бурыч", фидер 10 кВ №1002	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 300/5 № 25433-03	A	ТЛО-10	3932	6000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	0,8 1,4	3,4 6,0
			КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 20186-00	B	-	-					
			КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	C	ТЛО-10	3911					
		Чет- Чик		A	НАМИ-10-95 УХЛ 2	972	10000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
13	ПС Сява, фидер 10 кВ №1001	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 50/5 № 1856-63	A	ТВЛМ-10	55943					
			КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 18178-99	B	-	-					
			КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	C	ТВЛМ-10	44793					
		Чет- Чик		A	НАМИТ-10-2	1144	66000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,9
14	ПС 110/35/6 кВ "Пороховец-Пороховец-Степаныково" ВЛ-110 кВ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 300/5 № 26420-04	A	ТФЗМ-110Б-1	22346					
			КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	B	ТФЗМ-110Б-1	25102					
			КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	C	ТФЗМ-110Б-1	22356					
		Чет- Чик		A	НКФ-110-83	38949	0806102336	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,9
14	ПС 110/35/6 кВ "Пороховец-Пороховец-Степаныково" ВЛ-110 кВ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 300/5 № 26420-04	B	НКФ-110-83	38268					
			КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	C	НКФ-110-83	38969					
			КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	C	СЭТ-4ТМ.03М.01	0806102336					
		Чет- Чик									

Продолжение таблицы А. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
15	ИПС "Змейка" ВЛ-110 кВ Муром-Навашино с отп. Змейка, Орловская, Панерная	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 400/5 № 2793-71	А ТФНД-110М	10334	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,9
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 ф.А, В № 14205-94 ф.С № 26452-06	В ТФНД-110М С ТФНД-110М	13771 13903				
		Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	А НКФ-110-57 В НКФ-110-57	19122 19142				
				С НКФ-110	689689				
				СЭТ-4ТМ.03М.01	0806100410				
16	ИПС "Змейка" ВЛ-110 кВ Муром-Навашино с отп. Змейка, Орловская, Панерная	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 600/5 № 2793-88	А ТФ3М-110Б В - С ТФ3М-110Б	61249 - 61211	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 № 14205-94	А НКФ-110-57 В НКФ-110-57 С НКФ-110-57	18718 18682 18716				
		Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RALX-Р3В-3	01128198				
		ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 2793-71	А ТФНД-110М В - С ТФНД-110М	1366 - 1406				
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 110000/√3/100/√3 ф.А, В № 26452-06 ф.С № 14205-94	А НКФ-110 В НКФ-110 С НКФ-110-57	5673 56836 1095254				
17	ИПС "Змейка" ВЛ-110 кВ Муром-Навашино с отп. Змейка, Орловская, Панерная	Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RALX-Р3В-3	01128197	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5

Продолжение таблицы А. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", ВЛ ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", 110 кВ Радуга-Стрелочная 2 с ВЛ-110 кВ Радуга-Стрелочная 1 с отп. на ПС Вербовская	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/1 № 29838-05	А	ТАТ	04070951	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 3,1
		К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 15853-96	В	ТАТ	04070950				
			С	ТАТ	04070949				
		К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	А	CPB 123-550	8702800				
19	ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", ВЛ ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", 110 кВ Радуга-Стрелочная 2 с ВЛ-110 кВ Радуга-Стрелочная 1 с отп. на ПС Вербовская	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	В	CPB 123-550	8702799	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 3,1
			С	CPB 123-550	8702798				
		К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/1 № 29838-05	А	ТАТ	04070942				
		К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 15853-96	В	ТАТ	04070941				
20	ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", ВЛ ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", 110 кВ Радуга-Стрелочная 2 с ВЛ-110 кВ Радуга-Стрелочная 1 с отп. на ПС Вербовская	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	А	CPB 123-550	8678492	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 3,1
			В	CPB 123-550	8678490				
		К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/1 № 29838-05	С	CPB 123-550	8678493				
		К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 15853-96	А	CPB 123-550	8678495				
20	ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", ВЛ ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", 110 кВ Радуга-Стрелочная 2 с ВЛ-110 кВ Радуга-Стрелочная 1 с отп. на ПС Вербовская	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	В	CPB 123-550	8678491	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 3,1
			С	CPB 123-550	8678494				
		К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/1 № 29838-05	А	ТАТ	04/151				
		К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 15853-96	В	ТАТ	04/150				
20	ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", ВЛ ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", 110 кВ Радуга-Стрелочная 2 с ВЛ-110 кВ Радуга-Стрелочная 1 с отп. на ПС Вербовская	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	С	ТАТ	04/148	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 3,1
			А	CPB 123-550	8678495				
		К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/1 № 29838-05	В	CPB 123-550	8678491				
		К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 15853-96	С	CPB 123-550	8678494				
20	ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", ВЛ ПТ 500/110/0,4 кВ "Радуга", 110 кВ Радуга-Стрелочная 2 с ВЛ-110 кВ Радуга-Стрелочная 1 с отп. на ПС Вербовская	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 16666-97	А	EA02RAL-P4B-4	01099338	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,1 3,1
			В	EA02RAL-P4B-4	01099338				
		К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/1 № 29838-05	С	EA02RAL-P4B-4	01099338				
		К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 15853-96	А	EA02RAL-P4B-4	01099338				

Продолжение таблицы А. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	ОМБ - ВЛ 110кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-88	А ТФ3М-110 Б	11630	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188 - 84	В ТФ3М-110 Б	11633				
				С ТФ3М-110 Б	11604				
				А НКФ-110-83	54504				
				В НКФ-110-83	54521				
22	Ввод ВЛ 110кВ	Счет-чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 20175-01	С	54488	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
		ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-88	А ТФ3М-110 Б	11675				
				В ТФ3М-110 Б	11605				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188 - 84	С ТФ3М-110 Б	11619				
				А НКФ-110-83	54504				
23	ТС 110/10 кВ "Верещагино", 110/10 кВ Ввод ВЛ 110 кВ	Счет-чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 20175-01	С	54488	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
		ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 2793-88	А ТФ3М-110Б	38637				
				В ТФ3М-110Б	42456				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188 - 84	С ТФ3М-110Б	38490				
				А НКФ-110-83	41451				
				В НКФ-110-83	41679				
				С НКФ-110-83	41417				
		Счет-чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 20175-01	С	10050261				

Продолжение таблицы А. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	ПС 220/110/35/10 кВ "Ма- карьево", ввод ВЛ 110 кВ (Макарьево-Юрино)	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 300/5 № 26420-04	А ТФ3М-110Б-1	53089	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 3,1
		ТН	Кт = 0,5 Ктн = 110000/√3/100/√3 ф.А № 1188 - 84 ф.В, С № 14205 - 94	В ТФ3М-110Б-1 С ТФ3М-110Б-1	- 52957 36499				
		Счет- чик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 16666-97	А НКФ-110-83 В НКФ-110-57 С НКФ-110-57	3240 3632				
				ЕА02RAL-P4B-4	01143488				
25	ПС 220/110/35/10 кВ "Макарьево", ОВ 110 кВ	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 600/5 № 4462-74	А ТВ 110/20ХЛ	6910А	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 3,1
		ТН1	Кт = 0,5 Ктн = 110000/√3/100/√3 № 14205-94	В ТВ 110/20ХЛ С ТВ 110/20ХЛ	6910В 6910С				
		ТН2	Кт = 0,5 Ктн = 110000/√3/100/√3 ф.А № 1188 - 84 ф.В, С № 14205 - 94	А НКФ-110-57 В НКФ-110-57 С НКФ-110-57	1899 1925 1902 36499 3240				
		Счет- чик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 16666-97	А НКФ-110-57 В НКФ-110-57 С НКФ-110-57	3632				
26	ПС 110/35/10 кВ "Воскре- сенск", ввод 110 кВ	ТТ	Кт = 0,5 Ктт = 300/5 № 26420-04	А ТФМЗ-110Б-1	31225	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
		ТН	Кт = 0,5 Ктн = 110000/√3/100/√3 ф.А, С № 1188 - 84 ф.В № 14205 - 94	В ТФМЗ-110Б-1 С ТФМЗ-110Б-1	31229 31226				
		Счет- чик	Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	А НКФ-110-83 В НКФ-110-57 С НКФ-110-83	33985 890601 33896				
				ЕА05RALX-P3B-4	01128218				

Продолжение таблицы А. 1

1	2	3	4			6	7	8	9	10
27	ПС 35/10 кВ "НИРФИ", ввод 1 ВЛ 35 кВ (Микро- ково)	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 100/5 № 3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	73970	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
				В	-	-				
				С	ТФЗМ-35А-У1	73971				
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 35000/100 № 19813-00	А	НАМИ-35 УХЛ1	783				
		Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RALX-РЗВ-3		01128196				
28	ПС 35/10 кВ "НИРФИ", ввод 2 ВЛ 35 кВ (Елсаы)	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 100/5 № 3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	73973	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5
				В	-	-				
				С	ТФЗМ-35А-У1	73972				
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 35000/100 № 19813-00	А	НАМИ-35 УХЛ1	986				
		Счет- чик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	ЕА05RALX-РЗВ-3		01128192				
29	ПС 35/10 кВ "Ленинская" ввод Т-1 10 кВ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	28771	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_q	Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 3,0
				В	-	-				
				С	ТПЛ-10	26093				
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 10000/100 № 11094-87	А	НАМИ-10	666				
		Счет- чик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0103060113				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	ТС 35/10 кВ "Ленинская" ТСН-1 0,4 кВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 30/5 № 17551-06	А	Т-0,66 М У3	083494	Активная Реактивная	0,9 1,9	4,8 3,6
				В	Т-0,66 М У3				
				С	Т-0,66 М У3				
		ТН	-	А	-	-			
				В	-	-			
		Счет- чик		С	-	-			
31	ТС 110/35/10 кВ "Теньгуше- сельская-Теньгушево" ВЛ-110 кВ "Ново- Теньгушево", ВЛ-110 кВ "Ново- Теньгушево"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 2793-88	СЭТ-4ТМ.03.08		0108074456	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	44000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q
				А	ТФ3М-110Б	51824			
				В	ТФ3М-110Б	59991			
				С	ТФ3М-110Б	353			
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 1188-84	А	НКФ-110-83	32956			
				В	НКФ-110-83	32914			
				С	НКФ-110-83	32982			
		Счет- чик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RAL-P2C-4		01083312			
32	ТС 110/6 кВ "Первомайск", ВЛ- 110 кВ "Первомайск-Ельники" ВЛ-110 кВ "Первомайск-Ельни- ки"	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 ф.А, С № 2793-88 ф.В № 2793-71	А	ТФ3М-110Б	42479	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	13200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q
				В	ТФНД-110М	5758			
				С	ТФ3М-110Б	42474			
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 ф.А, С № 14205-94 ф.В № 26452-06	А	НКФ-110-57	24143			
				В	НКФ-110	5686			
				С	НКФ-110-57	23884			
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	ЕА05RALX-P3B-4		01128216			

25

1	2	3	4		5	6	7	8	9	10				
35	ПС 110/35/10 кВ "Починки", ВЛ-110 кВ "Починки-Ичалки" с отпайкой	ТТ Кт = 0,5 Ктт = 300/5 № 2793-71	A	ТФНД-110М	1003	66000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5				
			B	ТФНД-110М	6154									
			C	ТФНД-110М	6159									
		ТН Кт = 0,5 Ктн = 110000/√3/100/√3 № 14205-94	A	НКФ-110-57	762054									
			B	НКФ-110-57	762052									
Счетчик Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	C	НКФ-110-57	702049	01128213										
36	ПС 35/10 кВ "Б.Болдино", ВЛ-35 кВ "Б.Болдино-Б.Игнатово"	ТТ Кт = 0,5 Ктт = 100/5 № 3689-73	A	ТФНД-35М	8754	7000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,2 2,5	6,1 4,5				
			B	-	-									
			C	ТФНД-35М	8747									
		ТН Кт = 0,5 Ктн = 35000/√3/100/√3 № 912-70	A	ЗНОМ-35-65	1134934									
			B	ЗНОМ-35-65	1410296									
Счетчик Кт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 16666-97	C	ЗНОМ-35-65	1273443	01128204										
37	ПС 110/35/10 кВ "ЯМЗ", ввод 10 кВ Т-1	ТТ Кт = 0,5 Ктт = 300/5 № 3690-73	A	ТФЗМ-35	25230	6000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 3,1				
			B	-	-									
			C	ТФЗМ-35	45945									
		ТН Кт = 0,5 Ктн = 10000/100 № 831-69	A	НТМИ-10-66	419									
			B											
Счетчик Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 16666-97	C			01109311										

Продолжение таблицы А. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
38	ПС 110/35/10 кВ "ЯМЗ", ввод 10 кВ Т-2	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 400/5 № 1276-59	А ТЦЛ-10	59117	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 3,1
				В -	-				
				С ТЦЛ-10	69829				
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 10000/100 № 831-69	А НТМИ-10-66	58				
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 16666-97	В С					
39	ПС 110/35/10 кВ "ЯМЗ", ввод 0,4 кВ ТСН-2			EA02RL-P1B-3	01109317	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	0,9 1,9	5,4 3,0
		ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 15698-96	А Т-0,66 У3	391440				
				В Т-0,66 У3	391441				
				С Т-0,66 У3	391442				
		ТН	-	А -	-				
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 16666-97	В С					
				EA02RL-P1B-4	01109270				

[illegible]