

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор
ООО «ИЦРМ»



М.С. Казаков

19 января 2017 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННП».**

Измерительные каналы.

Методика поверки

Московская область, г. Видное

2017 г.

Содержание

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	3
3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	5
4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	6
5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	7
6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	7
7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	7
8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	7
9 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	13
10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	15
Приложение А	16
Приложение Б.....	25

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ННП» (далее – АИИС КУЭ), заводской номер 2016АС001, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «ННП», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в приложении А.

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.

В случае если на момент проведения комплектной поверки АИИС КУЭ СИ, входящие в состав ИК, поверены и имеют действующие свидетельства о поверке – повторно покомпонентная поверка СИ может не проводиться.

Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ в целях утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Периодичность поверки (интервал между поверками) АИИС КУЭ - раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалом между поверками, установленным 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 может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке АИИС КУЭ с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

1 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 02 июля 2015 г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

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 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 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 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)»

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 32144-2013 «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».

«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

2 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. Подготовка к поверке	7	Да	Да
2. Внешний осмотр	8.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
5. Проверка УСПД	8.4	Да	Да
6. Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ	8.5	Да	Да
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.8	Да	Да
10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	8.9	Да	Да
11. Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ	8.10	Да	Да
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.11	Да	Да
13. Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ	8.12	Да	Да
14. Подтверждение соответствия программного обеспечения	9	Да	Да
15. Оформление результатов поверки	10	Да	Да

3 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 — Средства измерений и вспомогательные устройства

№ п/п	Наименование
1	Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»
2	Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»
3	Средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»
4	Средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»
5	Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»
6	Средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.
7	Средства поверки счётчиков СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счётчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.
8	Средства поверки счётчиков ЕвроАЛЬФА в соответствии с документом «Методика поверки. Многофункциональный микропроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА)», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.
9	Средства поверки контроллеров E-422.GSM в соответствии с документом АВБЛ.468212.062 МП «Контроллеры E-422.GSM. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.
10	Средства поверки контроллеров ТК16L.10, ТК16L.11 в соответствии с документом АВБЛ.468212.037 МП «Контроллеры терминальные ТК16L.10, ТК16L.11. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
11	Средства поверки РСТВ-01 в соответствии с документом ПЮЯИ.468212.039 МП «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.2011 г.
12	Термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %
13	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01
14	Приемник сигналов точного времени (например, радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)
<p>П р и м е ч а н и е - Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений. Все СИ, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа и поверены.</p>	

4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.3 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 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.4 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 потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.5 Определение погрешности часов компонентов АИИС КУЭ и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется работниками, имеющими опыт работы в области измерений электрических величин, изучившими вышеуказанные документы, а также руководство пользователя по работе с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающими сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

4.6 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется поверителями средств измерений электрических величин организаций, аккредитованных на право поверки СИ в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучившими документ ГОСТ 8.217-2003. «Трансформаторы тока. Методика поверки» и допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

4.7 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется поверителями средств измерений электрических величин организаций, аккредитованных на право поверки СИ в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучившими документ «ГОСТ 8.216-2011. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6 $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

4.8 Поверка счетчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется поверителями средств измерений электрических величин организаций, аккредитованных на право поверки СИ в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучившими документ, содержащий методику поверки счетчиков, и допущенными

к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

5 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «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.

5.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

5.3 Все оперативные отключения и включения должны быть проведены в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, а также в соответствии с программой проведения работ в конкретной электроустановке, утвержденной организацией-владельцем АИИС КУЭ и согласованной с организацией, проводящей работы по поверке.

6 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

7 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации в течение интервала между поверками (только при периодической поверке).

7.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

8 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1 Внешний осмотр

8.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

8.1.2 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.

8.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ.

8.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

8.1.5 При наличии несоответствий по п.п. 8.1.1 – 8.1.4, влияющих на метрологические характеристики (далее – МХ) АИИС КУЭ, дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, в случае невозможности их устранения в процессе поверки, АИИС КУЭ бракуется, выписывается извещение о непригодности.

8.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

8.2.2 При наличии несоответствий по п. 8.2.1, либо наличия извещений о непригодности СИ, входящих в состав ИК, дальнейшие операции по поверке прекращаются до их устранения или бракуется отдельный ИК (в случае, когда в состав ИК входит СИ с отсутствующими результатами поверки или имеющий извещение о непригодности). Забракованный ИК исключается из Приложения к свидетельству о поверке.

8.3 Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения – схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

8.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

8.3.3 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.

8.3.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

8.3.5 При наличии несоответствий по п.п. 8.3.1 – 8.3.4, дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, в случае невозможности их устранения в процессе поверки ИК, в состав которого входит не прошедший проверку счетчик, бракуется. Забракованный ИК исключается из Приложения к свидетельству о поверке.

8.4 Проверка УСПД

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

8.4.2 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

8.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

8.4.4 При наличии несоответствий по п.п. 8.4.1 – 8.4.3 дальнейшие операции по поверке прекращаются, в случае невозможности их устранения в процессе поверки АИИС КУЭ бракуется, выписывается извещение о непригодности.

8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии. Проверку считают успешной, если установлена связь со всеми счетчиками и их текущие показания доступны для просмотра.

8.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ. Проверку считают успешной, если глубина хранения измерительной информации составляет не менее срока указанного в описании типа АИИС КУЭ или не менее срока первоначального подключения сервера АИИС КУЭ (начало эксплуатации АИИС КУЭ).

8.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ 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.

8.5.4 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».

8.5.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти сервера.

8.5.6 При наличии несоответствий по п.п. 8.5.1 – 8.5.5 дальнейшие операции по поверке прекращаются, в случае невозможности их устранения в процессе поверки АИИС КУЭ бракуется, выписывается извещение о непригодности.

8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 Проверка функционирования модемов.

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

8.6.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS-232. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.6.3 При наличии несоответствий по п.п. 8.6.1 – 8.6.2 дальнейшие операции по поверке прекращаются до устранения замечаний.

8.7 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи трансформатора напряжения (далее – ТН) со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

При проверке мощности ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от $U_{ном}$.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) \cdot S_{ном}$.

Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений.

П р и м е ч а н и я

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ. Результаты проверки считают положительными, если паспорт–протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

При обнаружении несоответствий по п. 8.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока

Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и пломб энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи трансформаторов тока (далее – ТТ) со счетчиком электрической энергии.

Измеряют мощность нагрузки на вторичные цепи ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25-1,0) \cdot S_{ном}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки на вторичных цепях ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов–протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

При обнаружении несоответствий по п. 8.8 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

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

Измеряют падение напряжения U_n в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов – протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

При обнаружении несоответствий по п. 8.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.10 Проверка погрешности часов компонентов АИИС КУЭ.

8.10.1 Проверка радиосервера точного времени РСТВ-01.

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 РСТВ-01. Расхождение показаний радиочасов с часами сервера не должно превышать значения, указанного в описании типа системы. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

8.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика, УСПД и сервера, выделив события, соответствующие сличению часов указанных компонентов. Расхождение времени часов: счетчик – УСПД, счетчик – сервер, в момент, предшествующий корректировке, не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

8.10.3 При обнаружении несоответствий по п.п. 8.10.1-8.10.2 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

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

8.11.1 На центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭ распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом 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 АИИС КУЭ.

8.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика, УСПД и коммуникационного сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами АИИС КУЭ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти сервера на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.11.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

8.11.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.11.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭ 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) АИИС КУЭ. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

8.11.5 При обнаружении несоответствий по п.п. 8.11.1-8.11.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8.12 Проверка метрологических характеристик измерительных каналов АИИС КУЭ.

8.12.1 Расчетными методами проверяют правильность значений характеристик погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ, указанных в проекте описания типа АИИС КУЭ для государственного реестра средств измерений.

8.12.2 Границы интервала основной погрешности измерительного канала (ИК) электроэнергии рассчитывают для вероятности $P=0,95$ для нормальных условий.

8.12.3 Границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии вычисляют по формуле (1):

$$\delta_{ИКОА} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta А}^2 + \delta_n^2 + \delta_{oc}^2} \quad (1)$$

где $\delta_{ИКОА}$ – границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{ТТ}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора тока (ТТ) в %;

$\delta_{ТН}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора напряжения (ТН) в %;

- $\delta_{\theta A}$ – границы интервала относительной погрешности измерения активной электроэнергии обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;
- δ_L – предел допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в %;
- δ_{OC} – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %.

Границы интервала суммарной абсолютной угловой погрешности θ в минутах и границы интервала относительной погрешности $\delta_{\theta A}$ в % определяются по формулам:

$$\theta = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \quad (2)$$

$$\delta_{\theta A} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

где θ_I и θ_U – пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно;

φ – угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения в градусах.

8.12.4 Границы интервала погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывают для вероятности 0,95. В качестве рабочих условий используют данные, указанные в МИ 2999, либо предусмотренные технической документацией на систему.

8.12.5 Границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле (4):

$$\delta_{ИКРА} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta A}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (4)$$

где $\delta_{ИКРА}$ – границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{ТТ}, \delta_{ТН}, \delta_{\theta A}, \delta_L, \delta_{OC}$ – те же величины, что и в формуле 1;

$\delta_{доп_i}$ – предел относительной допускаемой дополнительной погрешности счетчика электроэнергии в рабочих условиях от i -ой влияющей величины;

m – общее число влияющих величин.

8.12.6 Границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии вычисляют по формуле (5):

$$\delta_{ИКОР} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2} \quad (5)$$

где $\delta_{ИКОР}$ – границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{\theta P}$ – границы интервала относительной погрешности измерения реактивной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

$$\delta_{\theta P} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{ctg} \theta \quad (6)$$

Остальные величины в формулах (5) и (6) те же, что в формулах (1) и (3).

8.12.7 Границы интервала относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле (7)

$$\delta_{ИКР} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (7)$$

где все величины те же, что в формулах (1), (3), (4) и (6).

П р и м е ч а н и е - Формулы (1), (4), (5) и (7) даны для случая, когда отклонение внешних влияющих величин от нормальных значений вызывает дополнительные погрешности только у счетчика электроэнергии, а составляющими погрешности измерения электроэнергии, обусловленными погрешностью задания интервала времени интегрирования электрической мощ-

ности, погрешностью передачи информации по ГОСТ 4.199, погрешностью обработки данных, можно пренебречь.

8.12.8 При обнаружении несоответствий по п.п. 8.12.1-8.12.7 дальнейшие операции по проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

9.1 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.

9.2 Проверка выполняется в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.2.1 Проверка документации в части программного обеспечения.

На испытания представляется документация на программное обеспечение: Руководство пользователя. Представленная техническая документация должна соответствовать ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.2.2 Проверка идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленным (наименование ПО и его версия определяются после загрузки ПО в разделе «справка»).

Результат испытаний считать положительным, если Идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленному.

9.2.3 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения

На выделенных модулях ПО проверить Цифровые идентификаторы (например, с помощью программы Unreal Commander или FSUMM). Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5. Контрольные суммы исполняемого кода предоставляются Заказчиком на каждый выделяемый модуль ПО.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлен ПО «ТЕЛЕСКОП+». Запустить менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в проекте описания типа на АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, просчитать хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Сведения об идентификационных данных (признаках) ПО СИ и методах его идентификации вносят в протокол испытаний в виде, представленном в таблице 3.

Таблица 3 – Форма для внесения сведений об идентификационных данных ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице А.1 нормированы с учетом ПО.

9.2.4 Проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

9.2.4.1 Проверку уровня защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений (уровни низкий, средний, высокий) проводят на основании результатов исследований ПО СИ, выполненных по пп. 9.2.4.2-9.2.4.3, при этом учитывают необходимость применения специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений (см. таблицу 4).

Таблица 4 - Уровни защиты ПО СИ

Уровень защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений	Описание
низкий	Не требуется специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.
средний	Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные недостаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.
высокий	Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений.

9.2.4.2 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений.

– на основе анализа документации определяется наличие (отсутствие) средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий (например, наличие энергонезависимой памяти для хранения измеренных данных);

– на основе функциональных проверок, имитирующих непредсказуемые физические воздействия, убеждаются в действии средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий;

– на основе анализа документации и проведения функциональных проверок, имитирующих различного рода ошибки или иные изменения случайного или непреднамеренного характера, проверяется их обнаружение и фиксация в журнале(ах) событий.

9.2.4.3 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.

– проверка наличия специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

– проверка фиксации в журнале событий действий, связанных с обновлением (загрузкой) метрологически значимой части ПО СИ, изменением или удалением измеренных данных в памяти СИ, изменением параметров ПО СИ, участвующих в вычислениях и влияющих на результат измерений;

– проведение функциональных проверок, имитирующих наступление событий, подлежащих обнаружению и фиксации в журнале событий ПО СИ;

– проверка невозможности искажения либо несанкционированного удаления данных журнала событий без нарушения защиты иных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

– проверка соответствия полномочий пользователей, имеющих различные права доступа к функциям метрологически значимой части ПО СИ и измеренным данным;

– проверка наличия в конструкции СИ обеспечения защиты запоминающего устройства от несанкционированной замены.

9.2.4.4 Сведения о защите метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений, о защите метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений, и об уровне защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений вносят в протокол испытаний.

На ИВК распечатывают данные по любому измерительному каналу за предыдущие сутки, выключают ИВК. Через 5 мин включают ИВК, распечатывают данные по этому же каналу за предыдущие сутки и сравнивают с ранее распечатанными данными, при этом данные должны быть идентичны.

На ИВК производят попытку удаления любого файла, вносимого в таблицу 3, при этом на экран монитора ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности удаления файла.

9.2.4.5 Проверка уровня защиты ПО АИИС КУЭ от преднамеренных изменений:

– на ИВК производят попытку введения заведомо неверного пароля, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности доступа к программе;

– на ИВК производят копирование программ, вносимых в таблицу 3. С помощью редактора искажают содержимое 2-4 байта скопированных файлов, рассчитывают новое значение контрольных сумм измененных файлов, которое должно отличаться от внесенных в таблицу 3;

– на ИВК производят попытку замены файла на модифицированный, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности замены файла.

Результат проверки считается положительным, если выполняются требования настоящего пункта.

10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

10.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Министерства промышленности и торговли РФ от 02 июля 2015г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

10.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Министерства промышленности и торговли РФ от 02 июля 2015г. №1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Разработал:
Начальник отдела испытаний
ООО «ИЦРМ»



П.С. Казаков

Приложение А
(обязательное)

Таблица А.1 — Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/6кВ «Ершова», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.1	ТФЗМ 35А-У1 КтТ=200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 27245	НАМИ-35 УХЛ1 КтН=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 460	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125881	ТК16L-10 Зав. № 08052	HP Pro-Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K	актив-ная	1,1	3,0
		ТФН-35М КтТ=200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 21154					реак-тивная	2,3	4,6
2	ПС 110/35/6кВ «Ершова», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.2	ТОЛ 35-П КтТ=75/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 278 Зав. № 92					СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125771	актив-ная	1,1
3	ПС 110/35/6кВ «Ершова», ОРУ-35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ ф.3	ТФЗМ 35Б-1 ХЛ1 КтТ=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 34790	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126886	HP Pro-Liant DL360 G4p Зав. № CZCJ623 02BT	реак-тивная	2,3	4,6		
		ТФН-35М КтТ=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 21245			актив-ная	1,1	3,0		

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	ПС 110/35/6кВ «Ершова», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ ф.4	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 42491 Зав. № 42474	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 151	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126720	TK16L-10 Зав. № 08052	HP Pro- Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K HP Pro- Liant DL360 G4p Зав. № CZCJ623 02BT	актив- ная	1,1	3,0		
5	ПС 110/35/6кВ «Ершова», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ ф.5	ТОЛ 35-П Ктт=75/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 248 Зав. № 275		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125792			актив- ная	1,1	3,0		
6	ПС 110/35/6кВ «Ершова», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ ф.6	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 37865 Зав. № 37864		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125840			реак- тивная	2,3	4,7		
7	ПС 110/35/6кВ «Ершова», РУ- 6кВ №1 КНС- 1,1С-6кВ ввод-1	ТЛШ-10 Ктт=3000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1149 Зав. № 1163	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 2390	ЕА05RL-РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019148			актив- ная	1,3	3,2		
8	ПС 110/35/6кВ «Ершова», РУ- 6кВ №1 КНС-1, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3043701 Зав. № 3043509 Зав. № 3043651	-	ЕА05L-В-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094166			реак- тивная	2,5	5,1		
9	ПС 110/35/6кВ «Ершова», РУ- 6кВ №1 КНС-1, 2С-6кВ ввод-2	ТЛШ-10 Ктт=3000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1142 Зав. № 1216	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3791	ЕА05RL-РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019147			актив- ная	1,3	3,2		
									реак- тивная	2,5	5,1

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110/35/6кВ «Ершовая», РУ- 6кВ №1 КНС-1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 103958 Зав. № 104028 Зав. № 100335	—	ЕА05L-B-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094164	TK16L-10 Зав. № 08052	HP Pro- Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K HP Pro- Liant DL360 G4p Зав. № CZCJ623 02BT	актив- ная	1,0	3,1
11	ПС 110/35/6кВ «Сороминская», РУ-6кВ ДНС Сороминская, 1С-6кВ ввод-1	ТОЛ 10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 48974 Зав. № 49761	НАМИ-10 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 4730	ЕА05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019174	TK16L-10 Зав. № 08053		актив- ная	1,3	3,2
12	ПС 110/35/6кВ «Сороминская», РУ-6кВ ДНС Сороминская, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3002820 Зав. № 3002871 Зав. № 3002844	—	ЕА05L-B-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094167	TK16L-10 Зав. № 08053		реак- тивная	2,5	5,1
13	ПС 110/35/6кВ «Сороминская», РУ-6кВ ДНС Сороминская, 2С-6кВ ввод-2	ТОЛ 10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 54056 Зав. № 49752	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 9701	ЕА05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019146	TK16L-10 Зав. № 08053		актив- ная	1,3	3,2
14	ПС 110/35/6кВ «Сороминская», РУ-6кВ ДНС Сороминская, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3040295 Зав. № 3039945 Зав. № 3039951	—	ЕА05L-B-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094193	TK16L-10 Зав. № 08053		реак- тивная	2,5	5,1
15	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ОРУ- 35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.1	ТОЛ 35-II Ктт=300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 66 Зав. № 71	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 67	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126984	TK16L-11 Зав. № 11078		актив- ная	1,0	3,1
							реак- тивная	1,1	3,0
								2,3	4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ОРУ- 35кВ 1С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.2	GIF 40,5 Ктт=400/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 30436359 Зав. № 30436362	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 67	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126680	TK16L-11 Зав. № 11078	HP Pro- Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K	актив- ная	0,9	1,6
17	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ОРУ- 35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.3	ТОЛ 35-II Ктт=300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 62 Зав. № 113	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 60	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126487			актив- ная	1,1	3,0
18	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ОРУ- 35кВ 2С-35кВ, ВЛ-35кВ Ф.4	GIF 40,5 Ктт=400/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 30436360 Зав. № 30436366		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126770			реак- тивная	2,3	4,7
19	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ЗРУ- 6кВ КСП-1, 1С- 6кВ ввод-1	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 2839 Зав. № 7155	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1784	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126770	актив- ная	0,9	1,6		
20	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ЗРУ- 6кВ КСП-1, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3032266 Зав. № 3032246 Зав. № 3032248	—	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126770	реак- тивная	1,6	2,6		
21	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ЗРУ- 6кВ КСП-1, 2С- 6кВ ввод-2	ТЛМ-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 2816 Зав. № 2813	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 678	ЕА05RL-РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019139	актив- ная	1,3	3,2		
				ЕА05L-В-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094188	реак- тивная	2,5	5,1		
				ЕА05RL-РЗВ-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019143	актив- ная	1,3	3,2		
					реак- тивная	2,5	5,1		

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ПС 110/35/6кВ «Пермяк», ЗРУ- 6кВ КСП-1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3019278 Зав. № 3021109 Зав. № 3021260	-	ЕА05L-B-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094183	TK16L-11 Зав. №10034	HP Pro- Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K HP Pro- Liant DL360 G4p Зав. № CZCJ623 02BT	актив- ная	1,0	3,1
23	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ОРУ-35кВ 1С- 35кВ, ВЛ-35кВ Ф.1	GIF 40,5 Ктт=400/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 30436370 Зав. № 30436368	НАМИ-35 УХЛ1 Ктт=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 71	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126665	TK16L-10 Зав. № 08057		актив- ная	0,9	1,6
24	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ОРУ-35кВ 1С- 35кВ, ВЛ-35кВ Ф.2	ТОЛ 35-II Ктт=300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 70 Зав. № 119		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126737			актив- ная	1,1	3,0
25	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ Ф.3	GIF 40,5 Ктт=400/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 30436369 Зав. № 30436367	НАМИ-35 УХЛ1 Ктт=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 466	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126671	реак- тивная		1,6	2,6	
26	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ Ф.4	ТОЛ 35-II Ктт=300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 120 Зав. № 123		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822126935	актив- ная		1,1	3,0	
27	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ЗРУ-6кВ №1, 1С-6кВ ввод-1	ТОЛ 10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 6134 Зав. № 8199	НТМИ-6-66 Ктт=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 4900	ЕА05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01200721	TK16L-10 Зав. № 08055		актив- ная	1,3	3,2
							реак- тивная	2,5	5,1

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ЗРУ-6кВ №1, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3043699 Зав. № 3045434 Зав. № 3043694	—	ЕА05L-B-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094184	TK16L-10 Зав. № 08055	HP Pro- Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K HP Pro- Liant DL360 G4p Зав. № CZCJ623 02BT	актив- ная	1,0	3,1
29	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ЗРУ-6кВ №1, 2С-6кВ ввод-2	ТОЛ 10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 8305 Зав. № 7829	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3994	ЕА05RL-P3B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019167			актив- ная	1,3	3,2
30	ПС 110/35/6кВ «Хохряково», ЗРУ-6кВ №1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 27926 Зав. № 21740 Зав. № 27924	—	ЕА05L-B-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094179			реак- тивная	2,5	5,1
31	ПС 110/35/6кВ «Копильская», ОРУ-35кВ 1С- 35кВ, ВЛ-35кВ ф.3	GIF 40,5 Ктт=400/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 30436383 Зав. № 30436364	ЗНОМ-35-65 Ктн=35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 1285503 Зав. № 1470616 Зав. № 1180948	ЕА05RL-P3C-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01015108	TK16L-10 Зав. № 08058	актив- ная	1,0	2,2	
32	ПС 110/35/6кВ «Копильская», ОРУ-35кВ 1С- 35кВ, ВЛ-35кВ ф.2	ТФЗМ 35А-ХЛП Ктт=200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 71413 Зав. № 71429		ЕА05RL-P3C-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01015106		реак- тивная	1,8	4,9	
						актив- ная	1,3	3,2	
						реак- тивная	2,5	5,1	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	ПС 110/35/6кВ «Копильская», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ ф.8	ТФЗМ 35А-ХЛ1 Ктт=200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 71920 Зав. № 71905	ЗНОМ-35-65 Ктн=35000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1441725 Зав. № 1441723 Зав. № 1441724	ЕА05RL-Р3С-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01016278	TK16L-10 Зав. № 08058	HP Pro- Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K HP Pro- Liant DL360 G4p Зав. № CZCJ623 02BT	актив- ная	1,3	3,2
34	ПС 110/35/6кВ «Копильская», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ ф.7	GIF 40,5 Ктт=400/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 30436365 Зав. № 30436361		ЕА05RL-Р3С-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01016282			актив- ная	1,0	2,2
35	ПС 110/35/6кВ «Ермаковская», ЗРУ-6кВ №1 ДНС-1, 1С-6кВ ввод №1	ТОЛ 10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3358 Зав. № 6272	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 10756	ЕА05RL-Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019152	реак- тивная		1,3	3,2	
36	ПС 110/35/6кВ «Ермаковская», ЗРУ-6кВ №df1 ДНС-1, ТСН-1 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3038986 Зав. № 3038595 Зав. № 3039047	-	ЕА05L-В-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094180	реак- тивная		2,5	5,1	
37	ПС 110/35/6кВ «Ермаковская», ЗРУ-6кВ №1 ДНС-1, 2С-6кВ ввод №2	ТОЛ 10 Ктт=1500/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 18082 Зав. № 18464	НТМИ-6-66 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 10724	ЕА05RL-Р3В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01019189	актив- ная		1,0	3,1	
38	ПС 110/35/6кВ «Ермаковская», ЗРУ-6кВ №1 ДНС-1, ТСН-2 0,4кВ	ТОП-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3040909 Зав. № 3040919 Зав. № 3040901	-	ЕА05L-В-4 Кл.т. 0,5S Зав. № 01094172	актив- ная		1,3	3,2	
					TK16L-10 Зав. № 2007 03019		реак- тивная	2,5	5,1
							актив- ная	1,0	3,1

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	ПС 110/35/6кВ «Ермаковская», ОРУ-35кВ 1С- 35кВ, ВЛ-35кВ Ф.1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КтТ=300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 00039-11 Зав. № 00027-11 Зав. № 00026-11	НАМИ-35 УХЛ1 КтН=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 596	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0809081623			актив- ная	1,1	3,0
							реак- тивная	2,3	4,7
40	ПС 110/35/6кВ «Ермаковская», ОРУ-35кВ 1С- 35кВ, ВЛ-35кВ Ф.2	ТОЛ-СЭЩ-35-IV КтТ=300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 00040-11 Зав. № 00041-11 Зав. № 00024-11		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0809081540	TK16L-10 Зав. № 2007 03019	HP Pro- Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K	актив- ная	1,1	3,0
							реак- тивная	2,3	4,7
41	ПС 110/35/6кВ «Ермаковская», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ Ф.3	ТОЛ 35-П КтТ=300/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 174 Зав. № 175	НАМИ-35 УХЛ1 КтН=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 642	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808081698		HP Pro- Liant DL360 G4p Зав. № CZCJ623 02BT	актив- ная	0,9	1,6
							реак- тивная	1,6	2,6
42	ПС 110/35/6кВ «Ермаковская», ОРУ-35кВ 2С- 35кВ, ВЛ-35кВ Ф.4	ТФЗМ 35А-У1 КтТ=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 35856 Зав. № 35873		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0809081596			актив- ная	1,1	3,0
							реак- тивная	2,3	4,6
43	ПС 110/35/6кВ «КС Хохряков- ская», ОРУ- 110кВ 1С-110кВ, Ввод Т1 110кВ	TG 145 N КтТ=300/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 02499 Зав. № 02498 Зав. № 02500	СРВ 123 КтН=110000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 1HSE8712063 Зав. № 1HSE8712064 Зав. № 1HSE8712065	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108074474	TK16L-10 Зав. № 08051		актив- ная	0,6	1,4
							реак- тивная	1,1	2,8

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
44	ПС 110/35/6кВ «КС Хохряков- ская», ОРУ- 110кВ 2С-110кВ, Ввод Т2 110кВ	TG 145 N Ктт=300/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 02501 Зав. № 02502 Зав. № 02503	СРВ 123 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Зав. № 1HSE8712061 Зав. № 1HSE8712060 Зав. № 1HSE8712062	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104081755	TK16L-10 Зав. № 08051	HP Pro- Liant DL360 G6 Зав. № CZG0320 77K	актив- ная реак- тивная	0,6 1,1	1,4 2,8
45	ПС-110/35/6кВ «Ореховская», ОРУ-35 кВ, 2С- 35 кВ, яч.4	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Ктт=300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 00038-11 Зав. № 00028-11 Зав. № 00030-11	НАМИ-35 УХЛ1 Ктн=35000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3017	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0822125868	Е-422. GSM Зав.№ 160712	HP Pro- Liant DL360 G4p Зав. № CZCJ623 02BT	актив- ная реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Приложение Б
(обязательное)

Таблица Б.1 — Лист регистрации изменений ИК АИИС КУЭ

Наименование объекта	Заменяемый ком- понент	Заменяющий компонент		
		Тип	Зав. номер	Метрологические характеристики