

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «ИЦРМ»



А.В. Щетинин

11 2016 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)**

АО «Татэнергосбыт» восьмая очередь.

Измерительные каналы.

Методика поверки

Московская область, г. Видное

2016 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.....	8
9 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	13
10 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	16
Приложение А	17
Приложение Б.....	25

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Татэнергосбыт» восьмая очередь (далее – АИИС КУЭ), заводской номер 126, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «Татэнергосбыт» и ОАО «Сетевая компания», 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 с целью 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	2
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 (рег. № 36697-08) в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.
8	Средства поверки счётчиков СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12) в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.
9	Средства поверки счётчика СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.087РЭ1 «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации», раздел «Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в 2001 г.
10	Средства поверки контроллер СИКОН С1 – в соответствии с документом ВЛСТ.235.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
11	Средства поверки контроллер СИКОН С70 – в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.
12	Средства поверки УСВ-2 – в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001 И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.
13	Средства поверки ИВК «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с документом ВЛСТ 230.00.000 И1 «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Продолжение таблицы 2

1	2
14	Средства поверки ИВК ОАО «Сетевая компания» – в соответствии с документом МП.359100.01.2013 «Комплекс измерительно-вычислительный коммерческого учета электроэнергии (ИВК) ОАО «Сетевая компания», «Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФБУ «ЦСМ Татарстан» в декабре 2013 г.
15	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 %
16	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01
17	Приемник сигналов точного времени (например, радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)
Примечание - 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.	

4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, 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, контроллеров СИКОН С1 и СИКОН С70, УСВ-2, ИВК «ИКМ-Пирамида», ИВК ОАО «Сетевая компания». 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 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти УСПД.

8.4.5 При наличии несоответствий по п.п. 8.4.1 – 8.4.4 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 При наличии несоответствий по п.п. 8.5.1 – 8.5.4 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.

Примечания

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 $U_{л}$ 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 устройств синхронизации времени УСВ-2.

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» АО «Татэнергосбыт» и часов сервера БД каждого филиала ОАО «Сетевая компания», получающих сигналы точного времени от соответствующих УСВ-2. Расхождение показаний радиочасов с часами сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» АО «Татэнергосбыт» и часами сервера БД каждого филиала ОАО «Сетевая компания» не должно превышать значений, указанных в описании типа системы. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов ИВК ОАО «Сетевая компания», получающего сигналы точного времени от УСВ-2, входящего в его состав. Расхождение показаний радиочасов с часами ИВК ОАО «Сетевая компания» не должно превышать значений, указанных в описании типа ИВК ОАО «Сетевая компания» (регистрационный № 56442-14). Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

8.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика, УСПД и сервера БД каждого филиала ОАО «Сетевая компания», выделив события, соответствующие сличению часов счетчика, УСПД и указанных серверов. Расхождение времени часов: счетчик – УСПД, УСПД – сервер БД филиала ОАО «Сетевая компания», в момент, предшествующий корректировке, не должно превышать пределов допускаемого расхождения, указанных 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 устранным отказом какого-либо компонента АИИС КУЭ.

8.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика, УСПД, сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» АО «Татэнергосбыт», сервера БД каждого филиала ОАО «Сетевая компания», ИВК ОАО «Сетевая компания» 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 проверки. 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 учтенного значения.

8.11.4 Рекомендуется 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):

$$\delta_{ИК0A} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta A}^2 + \delta_{л}^2 + \delta_{oc}^2} \quad (1)$$

где $\delta_{ИК0A}$ – 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 %;

$\delta_{л}$ – 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):

$$\delta_{ИК_{рА}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta А}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{ОС}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (4)$$

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

$\delta_{ТТ}, \delta_{ТН}, \delta_{\theta А}, \delta_{Л}, \delta_{ОС}$ – 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):

$$\delta_{ИК_{оР}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta Р}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{ОС}^2} \quad (5)$$

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

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

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

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)

$$\delta_{ИК_{рР}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta Р}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{ОС}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (7)$$

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 мощности, 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 «Пирамида 2000». 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:
Инженер
ООО «ИЦРМ»



П.С. Казаков

Приложение А
(обязательное)

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

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид электро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Пределы до- пускаемой основной относитель- ной погреш- ности, (±δ) %	Пределы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Татэнергосбыт» – ОАО «ТГК-16» (Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1)								
1	ПС «Нижнекам- ская» 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 3,4 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Нижне- камская - ТГ-9	ТВ-110-50 К _{ТТ} =1000/1 Кл.т. 0,5 Зав. № 1062189 Зав. № 1058712 Зав. № 1055355	НАМИ-110 УХЛ1 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 4007 Зав. № 4269 Зав. № 3773 НКФ-110-57 У1 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1062188 Зав. № 1055410 Зав. № 1059434	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812100928	СИКОН С70 Зав. № 06583	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ПС «Нижекам-ская» 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Нижекамская - ТГ-10	ТВ-110-50 Ктт=1000/1 Кл.т. 0,5 Зав. № 1054466 Зав. № 105741 Зав. № 1058755	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1058692 Зав. № 1058748 Зав. № 1062192	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812102410	СИКОН С70 Зав. № 06583	активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,7
3	ПС «Нижекам-ская» 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ Нижекамская - ТГ-11	ТВ-110-50 Ктт=1000/1 Кл.т. 0,5 Зав. № 1058692 Зав. № 1058748 Зав. № 1062192	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1062189 Зав. № 1058712 Зав. № 1055355	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812102431	СИКОН С70 Зав. № 05163	активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,7
4	ПС «Нижекам-ская» 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 1 ОСШ-110 кВ, 1ОВ-110 кВ	ТВГ-110 Ктт=1000/1 Кл.т. 0,2S Зав. № А-1835 Зав. № А-1575 Зав. № А-1576	НАМИ-110 УХЛ1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 4007 Зав. № 4269 Зав. № 3773	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805101254	СИКОН С70 Зав. № 07074	активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,7
5	ПС «Нижекам-ская» 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 2 ОСШ-110 кВ, 2ОВ-110 кВ	ТВ-110/50 Ктт=1000/1 Кл.т. 0,5 Зав. № 2297-А Зав. № 2297-В Зав. № 2297-С	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1062188 Зав. № 1055410 Зав. № 1059434	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805100617	СИКОН С70 Зав. № 07074	активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Татэнергосбыт» – ОАО «ТГК-16» (Казанская ТЭЦ-3)								
6	ПС «Зеленодольская» 220/110/35/6 кВ, ОРУ-220 кВ, 1,2 СШ 220 кВ, ВЛ-220 кВ яч.6	ТГФ-220-II Ктт=1200/5 Кл.т. 0,2 Зав. № 94 Зав. № 95 Зав. № 96	НАМИ-220 УХЛ1 Ктн=220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 222 Зав. № 207 Зав. № 1447	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812121826	СИКОН С70 Зав. № 06654	активная	0,6	1,4
						реактивная	1,1	2,5
7	ПС «Зеленодольская» 220/110/35/6 кВ, ОРУ-220 кВ, ОСШ 220 кВ, ОВ-220 кВ яч.9	ТФЗМ-220Б-III Ктт=1200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4622 Зав. № 4626 Зав. № 4625	НАМИ-220 УХЛ1 Ктн=220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 210 Зав. № 214 Зав. № 391	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804110186		активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,7
АО «Татэнергосбыт» – ООО «Нижекамская ТЭЦ» (Нижекамская ТЭЦ ПТК-2)								
8	ПС «Нижекамская» 220/110/10 кВ, ОРУ-110, 1,2 СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нижегородская -10Т	ТВ-100/50 Ктн=1000/1 Кл.т. 0,5 Зав. № 2761-А Зав. № 2761-В Зав. № 2761-С	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1058692 Зав. № 1058748 Зав. № 1062192	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812100978	СИКОН С70 Зав. № 05163	активная	1,1	3,0
			НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1062189 Зав. № 1058712 Зав. № 1055355			реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС «Нижекамская» 220/110/10 кВ, ОРУ-220 кВ, 1,2 СШ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Нижегородская - Блок 1	ВСТ Ктт=1000/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 11414328 Зав. № 11414330 Зав. № 11414329	НКФ-220-58 У1 Ктн=220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1058758 Зав. № 1062465 Зав. № 1055314	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812101069	СИКОН С70 Зав. № 07372	активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,7
10	ПС «Нижекамская» 220/110/10 кВ, ОРУ-220 кВ, 1,2 СШ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Нижегородская - Блок 2	ВСТ Ктт=1000/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 11414338 Зав. № 11414336 Зав. № 11414342	НКФ-220-58 У1 Ктн=220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1055313 Зав. № 1051002 Зав. № 1055252	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812102529		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,7
11	ПС «Нижекамская» 220/110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 1,2 СШ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Нижегородская - Блок 3	ТВ-110/50 Ктт=1000/1 Кл.т. 0,5 Зав. № 2760-А Зав. № 2760-В Зав. № 2760-С	НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1058692 Зав. № 1058748 Зав. № 1062192	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812101034	СИКОН С70 Зав. № 05163	активная	1,1	3,0
			НКФ-110-57 У1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1062189 Зав. № 1058712 Зав. № 1055355			реактивная	2,3	4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС «Нижекам-ская» 220/110/10 кВ, ОРУ-220 кВ, 1,2 СШ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Нижнекамская - Блок 4	ВСТ Ктт=1000/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 11414337 Зав. № 11414334 Зав. № 11414333	НКФ-220-58 У1 Ктн=220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1058758 Зав. № 1062465 Зав. № 1055314	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 0812101090	СИКОН С70 Зав. № 07372	активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,7
13	ПС «Нижекам-ская» 220/110/10 кВ, ОРУ-220 кВ, 1,2 СШ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Нижнекамская - Блок 5	ВСТ Ктт=1000/1 Кл.т. 0,2S Зав. № 11414335 Зав. № 11414334 Зав. № 11414331	НКФ-220-58 У1 Ктн=220000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1055313 Зав. № 1051002 Зав. № 1055252	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812101041	СИКОН С70 Зав. № 07074	активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,7
14	ПС «Нижекам-ская» 220/110/10 кВ, ОРУ-220 кВ, ОСШ-220 кВ, ОВ-220 кВ	ТГФ-220-П Ктт=1000/1 Кл.т. 0,2 Зав. № 209 Зав. № 210 Зав. № 208		СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804120306		активная	0,9	1,6
						реактивная	1,6	2,7
АО «Татэнергобыт» – ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ОАО «Кировэнергобыт»)								
15	ПС «Кукмор» 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ В.Поляны-Малмыж	ТФЗМ-110Б-1У1 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 59427 Зав. № 59193 Зав. № 59470	НКФ-110-83 У1 Ктн=110000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 61965 Зав. № 62618 Зав. № 61950	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0104081239	СИКОН С1 Зав. № 1224	активная	1,1	3,0
						реактивная	2,3	4,6
16	ПС «Кукмор» 110/10 кВ, ОРУ-10 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ В.Поляны-Малмыж (резерв)	ТФЗМ-110Б-1У1 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 59427 Зав. № 59193 Зав. № 59470		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 07050995		активная	1,3	3,2
						реактивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ПС «Кукмор» 110/10 кВ, ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, ОМВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б- 1У1 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 29360 Зав. № 58645 Зав. № 58651	НКФ-110-83 У1 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 61992 Зав. № 61962 Зав. № 62612	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105081380	СИКОН С1 Зав. № 1224	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
18	ПС «Сардек» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ввод Т1	ТЛМ-10 Ктт=300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 5355 Зав. № 5262	НАМИТ-10 Ктн=10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0530	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0103073071	СИКОН С1 Зав. № 1147	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 4,6
19	ПС «Сардек» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ввод Т1 (резерв)	ТЛМ-10 Ктт=300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 5355 Зав. № 5262		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл.т. 0,5S/0,5 Зав. № 06050324		активная реактивная	1,3 2,3	3,2 4,6
20	ПС «Сардек» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, с.ш.0,23 кВ, ТСН-1	Т-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 020211871 Зав. № 020211872 Зав. № 020211870	—	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106064037		активная реактивная	0,9 1,9	2,9 4,9

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	ПС «Сардек» 110/10 кВ, КРУН-10 кВ, с.ш. 0,23 кВ, ТСН-1 (резерв)	Т-0,66 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 020211871 Зав. № 020211872 Зав. № 020211870	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808111297	СИКОН С1 Зав. № 1147	активная реактивная	1,0 2,1	3,3 5,6
АО «Татэнергосбыт» – ООО «Транснефтьэнерго» (ОАО «Средне-Волжский Транснефтепродукт» в границах Республики Татарстан)								
22	ПС «Акташ» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ф.16	ТЛК-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 04642 Зав. № 04641	НАМИ-10-95 УХЛ-2 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1275	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807130320	СИКОН С70 Зав. № 07387	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
23	ПС «Акташ» 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ф.19	ТЛК-10 Ктт=600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 15744 Зав. № 15742	НАМИ-10-95 УХЛ-2 Ктн=6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1274	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131446		активная реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7
24	ПС «Каргали» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. ф.204	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктт=100/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 08490-10 Зав. № 08491-10 Зав. № 08534-10	ТJP 4 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1VLT5212001089 Зав. № 1VLT5212001091 Зав. № 1VLT5212001094	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803131084	СИКОН С70 Зав. № 06546	активная реактивная	1,1 2,3	3,0 4,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
25	ПС «Каргали» 110/35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. ф.103	ТОЛ-СЭЩ-10 Ктг=100/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 08493-10 Зав. № 08533-10 Зав. № 08531-10	ТJP 4 Ктн=6000/√3/100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1VLT5212001090 Зав. № 1VLT5212001092 Зав. № 1VLT5212001093	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803130937	СИКОН С70 Зав. № 06546	активная реактивная	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