

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

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель директора по качеству  
ФГУП «ВНИИМС»



*Иванникова* Н.В. Иванникова

«21» октября 2015 г.

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

**Измерительные каналы**

**Методика поверки**

*л.р. 63299-16*

Москва  
2015

## Содержание

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	4
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ .....	6
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ .....	7
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	10
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	12
7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	13
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	13
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	14
10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	24
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	25
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	26
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	40

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

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

## **1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа. Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ. Интервал между поверками АИИС КУЭ - раз в 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

## 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

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

ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения».

ГОСТ Р 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей».

ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

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

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

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

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические

счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

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

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».

ГОСТ 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности».

ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) «Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

Приказ Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

### 3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1. Подготовка к проведению поверки	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	9.7	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.8	Да	Да
10. Проверка погрешности часов компонентов системы	9.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.10	Да	Да
12. Проверка метрологических характеристик АИИС КУЭ	9.11	Да	Да
13. Идентификация программного обеспечения	10	Да	Да
14. Оформление результатов поверки	11	Да	Да

#### 4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют основные средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а так же следующие средства поверки:

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

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

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

- Средства поверки счетчиков:

- СЭТ-4ТМ.02.2 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки»;
- ПСЧ-4ТМ.05М.16 – по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ;
- ПСЧ-3ТМ.05М.05 – по документу ИЛГШ.411152.138РЭ1;
- ПСЧ-4ТМ.05МК.16 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1;
- Меркурий 233ART-01 – по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.030 РЭ1;
- Меркурий 234ARTM-02 – по документу «Счетчик электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033 РЭ1»
- Меркурий 233ART-02 – по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.030 РЭ1;
- Меркурий 233ARTM-02 – по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.030 РЭ1;
- ПСЧ-4ТМ.05МК.25 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Мето-



дика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1;

- СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- СЭБ-1ТМ.02М.03 – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭБ-1ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.174РЭ1;
- МАЯК 301АРТ – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный статический МАЯК 301АРТ. Руководство по эксплуатации. Приложение В. Методика поверки.»
- - Термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %;

- Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками СЭТ-4ТМ.02.2, ПСЧ-4ТМ.05М.16, ПСЧ-3ТМ.05М.05, ПСЧ-4ТМ.05МК.16, Меркурий 233АРТ-01, Меркурий 234АРТМ-02, Меркурий 233АРТ-02, Меркурий 233АРТМ-02, ПСЧ-4ТМ.05МК.25, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭБ-1ТМ.02М.03, МАЯК 301АРТ и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

Примечания:

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь действующие свидетельства о поверке.

## **5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ**

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

5.2 Определение погрешности часов компонентов системы и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и прошедшим обучение работы с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.4 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 Поверка счетчиков СЭТ-4ТМ.02.2, ПСЧ-4ТМ.05М.16, ПСЧ-3ТМ.05М.05, ПСЧ-4ТМ.05МК.16, Меркурий 233ART-01, Меркурий 234ARTМ-02, Меркурий 233ART-02, Меркурий 233ARTМ-02, ПСЧ-4ТМ.05МК.25, СЭТ-

4ТМ.03М.01, СЭБ-1ТМ.02М.03, МАЯК 301АРТ, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы по поверке счетчиков и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.6 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.7 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.8 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ Методика выполнения измерений параметров

нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

### **ВНИМАНИЕ.**

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой выполнения измерений.

## **6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утверждённые приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 г. № 328н, а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-75.

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

## **7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

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

## **8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельств о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке);
- акты, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ;
- акты, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.2 Перед проведением поверки на месте эксплуатации АИИС КУЭ выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;

– проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5;

– организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.6, 9.7, 9.8.

## 9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 9.1 Внешний осмотр

9.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений компонентов АИИС КУЭ, наличие поверительных пломб и клейм на измерительных компонентах.

9.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, наличие шильдиков и маркировку компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

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

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### 9.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

9.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов:

- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003

«Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счетчиков электрической энергии:

- СЭТ-4ТМ.02.2 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки»;
- ПСЧ-4ТМ.05М.16 – по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ;
- ПСЧ-3ТМ.05М.05 – по документу ИЛГШ.411152.138РЭ1;
- ПСЧ-4ТМ.05МК.16 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1;
- Меркурий 233ART-01 – по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.030 РЭ1;
- Меркурий 234ARTM-02 – по документу «Счетчик электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033 РЭ1»;
- Меркурий 233ART-02 – по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.030 РЭ1;
- Меркурий 233ARTM-02 – по документу «Методика поверки» АВЛГ.411152.030 РЭ1;
- ПСЧ-4ТМ.05МК.25 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1;
- СЭТ-4ТМ.03М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руко-

водство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;

- СЭБ-1ТМ.02М.03 – по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭБ-1ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.174РЭ1;
- МАЯК 301АРТ – по документу Счетчик электрической энергии трехфазный статический МАЯК 301АРТ. Руководство по эксплуатации. Приложение В. Методика поверки.»

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

### **9.3 Проверка счетчиков электрической энергии**

9.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз.

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

9.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.



## **9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ**

9.4.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле “пароль” вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

9.4.2 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

9.4.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

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

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

## **9.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

### **9.5.1 Проверка функционирования модемов**

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

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

### **9.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса**

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с

ПО. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

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

## **9.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

9.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения**

9.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных

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

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

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

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения  $U_{\text{л}}$  в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за 1 год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

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

### **9.9 Проверка погрешности часов компонентов системы**

#### **9.9.1 Проверка СОЕВ**

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

казаний радиочасов с сервером не должно превышать  $\pm 1$  с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – сервер БД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допустимого расхождения  $\pm 2$  с.

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

### **9.10 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена**

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

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

9.10.1 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом и профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

9.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютерах (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.10.3 Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального компьютера (сервера БД) полученные по п. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

9.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 в реальном режиме времени сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

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

## 9.11 Проверка метрологических характеристик АИИС КУЭ

9.11.1 Границы интервала основной погрешности ИК электроэнергии рассчитывают для вероятности  $P=0,95$  для нормальных условий.

В качестве нормальных условий используют данные, предусмотренные технической документацией на АИИС КУЭ.

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

$$\delta_{ИКОА} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТГ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta_A}^2 + \delta_x^2 + \delta_{oc}^2} \quad (1)$$

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 %;

$\delta_{\Delta}$  - предел допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в %;

$\delta_{oc}$  - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %.

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

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

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

где

$\theta_I$  и  $\theta_U$  - пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно;

$\phi$  - угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения в градусах.

9.11.3 Границы интервала погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывают для вероятности 0,95. В качестве рабочих условий используют данные, предусмотренные технической документацией на АИИС КУЭ.

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

$$\delta_{ИКрА} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta_A}^2 + \delta_A^2 + \delta_{oc}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (4)$$

где

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

$\delta_{ТТ}$ ,  $\delta_{ТН}$ ,  $\delta_{\theta_A}$ ,  $\delta_A$ ,  $\delta_{oc}$  - 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.

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

$$\delta_{ИКОР} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta_p}^2 + \delta_A^2 + \delta_{oc}^2} \quad (5)$$

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 %.

Границы интервала относительной погрешности  $\delta_{\theta_p}$  в % определяются по формулам:

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

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

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

$$\delta_{ИКрР} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta_p}^2 + \delta_A^2 + \delta_{oc}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2} \quad (7)$$

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

*Примечание* - Формулы (1), (4), (5) и (7) даны для случая, когда отклонение внешних влияющих величин от нормальных значений вызывает дополни-

*тельные погрешности только у счетчика электроэнергии, а составляющими погрешности измерения электроэнергии обусловленными погрешностью задания интервала времени интегрирования электрической мощности, погрешностью передачи информации по ГОСТ 4.199-85, погрешностью обработки данных можно пренебречь.*

При обнаружении не соответствий по п. 9.11 АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ**

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

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

10.2 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

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



## 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

11.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Научные сотрудники  
ФГУП «ВНИИМС»

Михаил Гришин М.В.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 - Перечень измерительных каналов системы

Порядковый номер	Наименование объекта и номер ИК	Измерительные компоненты				Вид электроэnergии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-100 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш, ф. 100-1 ИК №1.1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 8988; Зав. № 8989	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1265	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12065072	-	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,7  ±8,2
2	РП-100 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш, ф. 100-2 ИК №1.2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 5197; Зав. № 5193	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1135	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 08062011	-	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,7  ±8,2
3	РП-100 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш, ф. 100-3 ИК №1.3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 4805; Зав. № 11634	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1265	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12064599	-	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,7  ±8,2
4	РП-100 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш, ф. 100-4 ИК №1.4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 5183; Зав. № 5187	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1135	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12064570	-	активная  реактивная	±1,2  ±2,8	±3,7  ±8,2

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	РП-100 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш, ф. 100-7 ИК №1.5	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 4856; Зав. № 8577	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1265	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 12062813	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±8,2
6	РП-100 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш, ф. 100-8 ИК №1.6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 5307; Зав. № 5194	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 1135	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 08060026	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±8,2
7	ТП-6 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш, яч. 3 ИК №1.8	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 800/5 Зав. № 3015593; Зав. № 3015594; Зав. № 3015592	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124554	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2
8	ТП-6 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш, яч. 3 ИК №1.9	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 800/5 Зав. № 3015590; Зав. № 3015589; Зав. № 3015591	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124561	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2
9	ВРУ-0,4 кВ Кафе «Лайнер» ИК №1.11	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 3009841; Зав. № 3009838; Зав. № 3009427	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124660	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	ВРУ-0,4 кВ ИП Шереметьев М.А. ИК №1.12	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0707110682	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
11	РЩ-0,4 кВ МСЦ, КЛ-0,4 кВ от ТП-7 6/0,4 кВ ИК №1.13	ТТИ-А Кл. т. 0,5 30/5 Зав. № F0305; Зав. № F0322; Зав. № F0324	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1124137830	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2
12	ЩУ-0,4 кВ БС № 53728 на фасаде здания № 1, КЛ-0,4 кВ от РП-41 ИК №1.14	-	-	Меркурий 233ART- 01 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 15658756	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
13	Электрощит 0,4 кВ на фасаде адм.здания № 1, РЩ-0,4 кВ БС № 522137 ИК №1.15	-	-	Меркурий 234ARTM-02 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 21750615	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
14	Электрощит 0,4 кВ кафе «Зодиак», РЩ- 0,4 кВ БС № 522137 ИК №1.16	-	-	Меркурий 234ARTM-02 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 21750637	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ВРУ-0,4 кВ БПРМ-360/1, вв. 1 ИК №1.17	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0707110686	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
16	ВРУ-0,4 кВ БПРМ-360/1, вв. 2 ИК №1.18	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0707110693	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
17	ТП-1 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш, КЛ-0,4 кВ в сторону зданий ОАО «Авиакомпания «Волга-Авиа» ИК №1.19	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 3014164; Зав. № 3015434; Зав. № 3015440	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124735	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2
18	КТП-19 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, КЛ- 0,4 кВ в сторону Сборных домиков КСО-1 ОАО «Авиакомпания «Волга-Авиа» ИК №1.20	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 3007778; Зав. № 3007834; Зав. № 3007843	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124674	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ВРУ-0,4 кВ ОАО «Авиапредприятие «Газпром авиа» ИК №1.21	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0707110623	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
20	ВРУ-0,4 кВ ГСК-23 (блок «А» и «Б») ИК №1.22	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0707110684	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
21	КТП-13 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ав. 4, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК-20 ИК №1.23	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0707110674	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
22	ШУ-0,4 кВ ИП Молчин А.Н. ИК №1.24	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 3007851; Зав. № 3007729; Зав. № 3007814	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0611124598	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2
23	КТП-13 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ав. 2, КЛ-0,4 кВ в сторону В/Ч 3797 ИК №1.25	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 2133561; Зав. № 2128257; Зав. № 2134368	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124727	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ВРУ-0,4 кВ АЗС № 14, отопление ИК №1.26	-	-	Меркурий 233ART- 02 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 13198484	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
25	ВРУ-0,4 кВ АЗС № 14, освещение технологии ИК №1.27	-	-	Меркурий 233ART- 02 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 13198459	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
26	КТП-13 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ав. 7, КЛ-0,4 кВ в сторону наружного освещения по ул. Безводная до аэровокзала ИК №1.28	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 4030436; Зав. № 4030451; Зав. № 4030478	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606111728	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
27	ТП-12 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ав. 1, КЛ-0,4 кВ в сторону наружного освещения по ул. Безводная до аэровокзала ИК №1.30	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0711122408	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	РЩ-0,4 кВ гостинцы, КЛ- 0,4 кВ в сторону БС ОАО «Вымпел- Коммуникации» ИК №1.31	-	-	Меркурий 233ART- 01 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 15658755	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
29	РЩ-0,4 кВ гостинцы, КЛ- 0,4 кВ в сторону БС ОАО «МТС» ИК №1.32	-	-	Меркурий 233ARTM-02 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 21750614	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
30	РЩ1-0,4 кВ Док- склада ОМТС, ав. 1, КЛ-0,4 кВ от ТП-12 ИК №1.33	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.25 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 1106140007	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
31	Ответвление 0,4 кВ от магистральной ВЛ-0,4 кВ от ТП-12 в сторону Жилфонда по ул. Костылева ИК №1.34	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 3009892; Зав. № 3009408; Зав. № 3009401	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124653	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2



Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
32	ТП-8 6/0,4 кВ, РУ-6 кВ, яч. 5, ф. 5 ИК №1.35	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 30/5 Зав. № 15627; Зав. № 15425; Зав. № 15529	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2000381; Зав. № 2000432; Зав. № 2000378	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0812113711	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±6,3
33	ТП-8 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ав. 1, КЛ-0,4 кВ в сторону ГСК-23 блок «В» ИК №1.36	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0707110599	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
34	Ответвление 0,4 кВ от магистральной ВЛ-0,4 кВ от ТП-8 в сторону Жилфонда по ул. Баженова ИК №1.37	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 3010429; Зав. № 3011687; Зав. № 3011722	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124020	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	Ответвление 0,4 кВ от магистральной ВЛ-0,4 кВ от ТП-8 в сторону Жилфонда по ул. Баженова (2 дистанция гражд. сооруж.) ИК №1.38	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 3010332; Зав. № 3009550; Зав. № 3010284	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611124700	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2
36	ВРУ-0,4 кВ ООО «ТОИР-НН» ИК №1.39	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0707110689	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
37	ТП-2/2 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 1 сщ, яч. 1 ИК №1.40	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 3982; Зав. № 3047; Зав. № 7303	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 0378	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 02070353	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±8,2
38	ТП-2/2 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ, 2 сщ, яч. 2 ИК №1.41	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 7119; Зав. № 7121; Зав. № 4171	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 0252	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 02070268	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±8,2
39	РЩ-0,4 кВ СДП 180/2, вв. 2 ИК №1.42	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0711122373	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
40	РЩ-0,4 кВ СДП 180/2, вв. 1 ИК №1.43	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0711122401	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
41	РЩ-0,4 кВ БПРМ 1/2 ИК №1.44	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0703120417	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
42	РЩ-0,4 кВ ДПРМ 1/2 ИК №1.45	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0703120543	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
43	ВРУ-0,4 кВ ДПСР, 2 сш, вв. 4 ИК №1.46	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 3050319; Зав. № 3050332; Зав. № 3050287	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606111792	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
44	ВРУ-0,4 кВ ДПСР, 2 сш, вв. 3 ИК №1.47	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 3049672; Зав. № 3049658; Зав. № 3050940	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611121266	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
45	ВРУ-0,4 кВ ДПСР, 1 сш, вв. 2 ИК №1.48	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 3047714; Зав. № 3049657; Зав. № 3049666	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612104173	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
46	ВРУ-0,4 кВ ДПСП, 1 сш, вв. 1 ИК №1.49	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 3049696; Зав. № 3050398; Зав. № 3049694	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606111661	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
47	РЩ-0,4 кВ БПРМ 2/2 ИК №1.50	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0712110051	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
48	ВРУ-0,4 кВ СДП 360/2, вв. 2 ИК №1.51	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0711122478	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
49	ВРУ-0,4 кВ СДП 360/2, вв. 1 ИК №1.52	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0711122393	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
50	ТП-3/2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ЩУ № 2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВЦП № 2 аппаратной DVOR/DME ИК №1.53	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0703120468	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
51	ТП-3/2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ЩУ № 1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону ВЦП № 1 аппаратной DVOR/DME ИК №1.54	-	-	ПСЧ-3ТМ.05М.05 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 0703120517	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
52	РЩ-0,4к В ФГБУ «Авиаметтелеко м Росгидромет», КЛ-0,4 кВ от ТП-3/2 10/0,4 кВ ИК №1.55	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 4030488; Зав. № 4030483; Зав. № 4030457	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1124137782	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
53	ВРУ-0,4 кВ Административн ого здания № 4 ИК №1.56	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 3051565; Зав. № 3051577; Зав. № 3051562	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612105783	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
54	ЩУ-0,4 кВ уличное освещение автостоянки Техснаб ИК №1.57	-	-	СЭБ-1ТМ.02М.03 Кл. т. 1,0/2,0 Зав. № 1207120054	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
55	РП-Линдовское 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш, яч. 23б, ф. 23б ИК №2.1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 24100354; Зав. № 24100355	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/√3/100/√3 Зав. № 1916	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 10062726	-	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,7 ±6,3
56	РП-6 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш, яч. 14, ф. 23а ИК №2.2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 63242; Зав. № 45133	МТЗ Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 260922	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 11062670	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,7 ±6,3
57	ВРУ-0,4 кВ КДП, 2 сш, Вв. 2 ИК №2.3	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 3050933; Зав. № 3050944; Зав. № 3051538	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606111467	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
58	ВРУ-0,4 кВ ФГУП «ФНПЦ НИИИС им. Ю.Е. Седакова», ввод от КТПН- 17 ИК №2.4	-	-	МАЯК 301АРТ Кл. т. 1/2,0 Зав. № 15002798	-	активная реактивная	±1,1 ±2,4	±4,0 ±8,5
59	РП-0,4 кВ ООО «АМЗ», ВРУ-0,4 кВ, ввод от КТП-СН ИК №2.5	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 3007731; Зав. № 3007875; Зав. № 3007849	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612105790	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
60	ЩУ-2 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону РЩ-0,4 кВ СТ «Авиатор» ИК №2.6	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 3046886; Зав. № 3046896; Зав. № 3050211	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606111815	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
61	ВРУ-0,4 кВ КДП, 1 сщ, Вв. 1 ИК №2.7	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 3046897; Зав. № 3050308; Зав. № 3048960	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606110239	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,7 ±6,2
62	ТП-18 6/0,4 кВ, РЩ-1 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ в сторону Самолетных стоянок в/ч 3797 ИК №2.8	ТТИ-А Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № М24695; Зав. № М24693; Зав. № М24694	-	ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0606111765	-	активная реактивная	±1,0 ±2,4	±3,6 ±6,2

