

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



**Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского  
края» для электроснабжения городских электросетей в границах  
города Анапа (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа»)**

**Методика поверки**

*в.р. 61193-15*

**Москва  
2015**

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической поверок измерительных каналов (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского края» для электроснабжения городских электросетей в границах города Анапа (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Анапа») (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 26-01, предназначенный для измерения активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в программно-аппаратный комплекс (ПАК) ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям. Выходные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

## 1 Общие положения

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

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

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

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

## 2 Нормативные ссылки

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

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

ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Проверка средств измерений. Организация и порядок проведения»;

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

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

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

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

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

МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

ГОСТ 13109-97 «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 производст-

венное. 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 выше 1000 В. Требования безопасности»;

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

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

### 3 Операции поверки

При проведении поверки выполняются 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 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4 Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5 Проверка контроллеров сетевых промышленных	9.4	Да	Да
6 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.5	Да	Да
7 Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.6	Да	Да
8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	9.7	Да	Да
9 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	9.8	Да	Да
10 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	9.9	Да	Да
11 Проверка погрешности часов компонентов системы	9.10	Да	Да
12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.11	Да	Да
13 Идентификация программного обеспечения	9.12	Да	Да
14 Оформление результатов поверки	10	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 МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1;
- средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;
- средства поверки контроллеров сетевых индустриальных СИКОН С70 по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН 70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- средства поверки УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП»;
- средства поверки УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1»;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от -20...+ 60 °C; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы 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 и обслуживающего персонала

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

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

5.3. Проверка 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. Проверку 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. Проверка 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. Проверка счетчиков СЭТ-4ТМ.03М, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1 и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Проверку 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.

Проверка счетчиков СЭТ-4ТМ.03, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Проверку 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 «ГСИ. 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 «ГСИ. 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.

5.9. Проверка контроллеров СИКОН С70, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН 70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Проверку 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.

5.10. Проверка устройства синхронизации времени УСВ-1, входящего в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика

проверки ВЛСТ 221.00.000МП» 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.

Проверка устройства синхронизации времени УСВ-2, входящего в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1» 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.

## 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, 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.

6.2. 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

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

## 7 Условия проведения поверки

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, определенным в технической документации, средства поверки должны применяться в условиях, указанных в документации на них.

## 8 Подготовка к проведению поверки

8.1. Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельство 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, подтверждающие правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающие правильность подключения вторичных обмоток ТГ;
- акты, подтверждающие 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, контроллеров СИКОН С70, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5, 9.6, 9.11;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.7, 9.8, 9.9;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п. 9.10.

## 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 шильников 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.

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

### 9.2. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» и напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»; счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1; счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124.124 РЭ; контроллеров СИКОН С70 в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН 70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», УСВ-1 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», УСВ-2 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1».

При обнаружении несоответствий по п. 9.2 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 счи-

тается 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 контроллеров СИКОН С70

9.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на контроллерах СИКОН С70. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения контроллеров СИКОН С70.

9.4.2 Проверяют правильность функционирования контроллеров СИКОН С70 в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединеные к контроллерам СИКОН С70 счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

9.4.3 Проверяют программную защиту контроллеров СИКОН С70 от несанкционированного доступа.

9.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора контроллеров СИКОН С70.

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

#### 9.5. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

9.5.1 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.

9.5.2 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».

9.5.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электрической энергии.

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

9.5.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти центрального компьютера (сервера).

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

#### 9.6. Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.6.1. 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 или контроллеров СИКОН С70.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

9.6.2. Проверка функционирования адаптеров интерфейса

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО.

9.6.3. 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 тока

9.7.1. Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых ор-

ганизаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

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

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

9.8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

9.8.1. 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.

9.8.2. Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «ГСИ. 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.

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

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

9.9.1. Проверяют наличие данных измерений падения напряжения  $U_1$  в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

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

9.10. Проверка погрешности часов компонентов системы

9.10.1. 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 УСВ-1. Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать  $\pm 1$  с. Сверяют показания радиочасов с показаниями часов контроллеров СИКОН С70, получающих сигналы точного времени от соответствующих УСВ-1 и УСВ-2. Расхождение показаний радиочасов с контроллером СИКОН С70 не должно превышать  $\pm 1$  с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.10.2. Распечатывают журнал событий счетчика и контроллеров СИКОН С70, сервера выделив события, соответствующие сличению часов счетчика, контроллеров СИКОН С70 и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – контроллер СИКОН С70; счетчик – сервер в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения  $\pm 3$  с.

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

## 9.11. 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 компьютера (сервера).

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

9.11.1. На центральном компьютере (сервере) 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 устраниенным отказом какого-либо компонента системы.

9.11.2. Распечатывают журнал событий счетчика, контроллера СИКОН С70 и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти контроллеров СИКОН С70 центральных компьютерах (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

9.11.3. 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) полученные по п. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

9.11.4. 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 полусаса (часа) с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) 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) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

При обнаружении несоответствий по п. 9.11 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## 9.12. Идентификация программного обеспечения

Проверка выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.564-2009 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

Операции проверки идентификационных данных программного обеспечения (далее ПО) предусматривают экспериментальное подтверждение соответствия идентификационных данных ПО заявлением.

9.12.1. Убедиться что идентификационное наименование и номер версии ПО соответствуют заявлением.

### 9.12.2. Проверка цифрового идентификатора ПО.

На выделенных модулях ПО проверить Цифровые идентификаторы. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на сервере, где установлено ПО «Пирамида 2000». Для чего нужно запустить менеджер файлов, позволяющих производить хэширование файлов. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить необходимые файлы. Далее в закладке Файл Главного меню выбрать команду – 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 фиксируют в виде, представленном в таблице 2.

Таблица 2

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

## 10 Оформление результатов поверки

10.1. На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

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 ПР 50.2.006 с указанием причин.

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Таблица А.1 – Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТЦ  
«Анапа» и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Номер точки изме- рений на од- нолинейной схеме	Наименова- ние объекта	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологиче- ские характе- ристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ (ИВК)		Ос- новная по- греш- ность, %	По- греш- ность в ра- бочих усло- виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	1	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 11 (ДМ-4)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 14631 Зав. № 14526	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810120231	Ак- тив- ная  Реак- ак- тив- ная	±1,3  ±2,5	±3,6  ±6,0	
			ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29143 Зав. № 29157	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2230	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810121457				
2	2	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.32 (ДМ-10)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29143 Зав. № 29157	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2230	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810121457	Ак- тив- ная  Реак- ак- тив- ная	±1,3  ±2,5	±3,6  ±6,0	
			ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29193 Зав. № 29188	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810121366				
3	3	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.16 (ДМ-12)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29193 Зав. № 29188	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810121366	Ак- тив- ная  Реак- ак- тив- ная	±1,3  ±2,5	±3,6  ±6,0	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	4	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.10 (ДМ-14)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29053 Зав. № 29134	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063155		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$
							Реак ак- тив ная	$\pm 2,5$	$\pm 7,7$
5	5	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.14 (ДМ-16)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29177 Зав. № 29394	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2230	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0804141958		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$
							Реак ак- тив ная	$\pm 2,5$	$\pm 6,0$
6	6	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч.22 (ДМ-22)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29074 Зав. № 29069	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2230	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810110623	СИКО Н С70 Зав. № 05533	Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$
							Реак ак- тив ная	$\pm 2,5$	$\pm 6,0$
7	7	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.7 (ДМ-5)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 14321 Зав. № 14351	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110055013		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$
							Реак ак- тив ная	$\pm 2,5$	$\pm 7,7$
8	8	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч.5 (ДМ-3)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29109 Зав. № 29108	НАМИ-10- 95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2262	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810120192		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$
							Реак ак- тив ная	$\pm 2,5$	$\pm 6,0$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	9	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.42 (ДМ-42)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 07897-13 Зав. № 07774-13 Зав. № 07782-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 00212-13 Зав. № 00213-13 Зав. № 00214-13	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062140		Ак- тив ная Реак- тив ная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,6$ $\pm 7,7$
10	10	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.31 (ДМ-31)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 39514-12 Зав. № 39575-12 Зав. № 42296-12	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 00234-13 Зав. № 00235-13 Зав. № 00236-13	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062090		Ак- тив ная Реак- тив ная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,6$ $\pm 7,7$
11	44	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч.35 (ДМ-35)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 07899-13 Зав. № 07624-13 Зав. № 06656-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 00212-13 Зав. № 00213-13 Зав. № 00214-13	СЭТ- 4ТМ.03М 0,5S/1,0 Зав. № 0822126927	СИКО Н С70 Зав. № 05533	Ак- тив ная Реак- тив ная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$
12	45	ПС 110/35/10/6 кВ "Джеме- те", КРУН 10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч.40 (ДМ-40)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 07735-13 Зав. № 07599-13 Зав. № 06568-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 00212-13 Зав. № 00213-13 Зав. № 00214-13	СЭТ- 4ТМ.03М 0,5S/1,0 Зав. № 0822126689		Ак- тив ная Реак- тив ная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	11	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4 (ПН-4)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 1263 Зав. № 1477	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1442	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0805121901		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,5$
							Реак- тив ная		
14	12	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12 (ПН-12)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1349 Зав. № 1319	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1442	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109068180		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,5$
							Реак- ак- тив ная		
15	13	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.8 (ПН-48)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1318 Зав. № 1631	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1442	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109068029	СИКО Н С70 Зав. № 01447	Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,5$
							Реак- ак- тив ная		
16	14	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.14 (ПН- 14)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 1348 Зав. № 1288	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1442	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0120072408		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$
							Реак- ак- тив ная		
17	15	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 7 (ПН-7)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1569 Зав. № 1290	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3368	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109060002		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,5$
							Реак- ак- тив ная		
18	16	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.13 (ПН-13)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 1231 Зав. № 1289	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3368	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0804140876		Ак- тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$
							Реак- ак- тив ная		

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
19	17	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.21 (ПН- 21)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 7508 Зав. № 7510	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3368	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062015	СИКО Н С70 Зав. № 01447	Ак- тив ная	±1,3	±3,6
							Реак- тив ная	±2,5	±7,7
20	18	ПС 35/10 кВ "Пионер- ская", КРУН 10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 17 (ПН-17)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 100/5 Зав. № 1232 Зав. № 1229	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3368	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110062008	Ак- тив ная	±1,3	±3,6	
							Реак- ак- тив ная	±2,5	±7,7
21	19	ПС 110/35/10 кВ "Джигин- ская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10 (ДГ-10)	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 34871 Зав. № 8070	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 4163	СЭТ- 4ТМ.03М 0,5S/1,0 Зав. № 0812080776	СИКО Н С70 Зав. № 05359	Ак- тив ная	±1,3	±3,6
							Реак- ак- тив ная	±2,5	±6,0
22	20	ПС 110/35/10 кВ "Джигин- ская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.3 (ДГ- 3)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 11439 Зав. № 11438	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2642	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0104085342	Ак- тив ная	±1,3	±3,5	
							Реак- ак- тив ная	±2,5	±5,8
23	21	ПС 110/35/10 кВ "Джигин- ская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7 (ДГ- 7)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5S 150/5 Зав. № 11227 Зав. № 11254	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2642	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0109068217	Ак- тив ная	±1,3	±3,6	
							Реак- ак- тив ная	±2,5	±7,7
24	22	ПС 110/35/10 кВ "Джигин- ская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.2 (ДГ- 2)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1568 Зав. № 1230	НТМИ-10- 66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 4163	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810120261	Ак- тив ная	±1,3	±3,5	
							Реак- ак- тив ная	±2,5	±6,0

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
25	23	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.9 (АП-9)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 05619-13 Зав. № 05618-13 Зав. № 05616-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 00059-13 Зав. № 00060-13 Зав. № 43124-12 Зав. № 05617-13 Зав. № 05362-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0811120675		Ак- тив ная Реак- тив ная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$
26	24	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч.7 (АП-7)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 43124-12 Зав. № 05617-13 Зав. № 05362-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 00061-13	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0811120417		Ак- тив ная Реак- тив ная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$
27	25	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.4 (АП-4)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 41340-12 Зав. № 05638-13 Зав. № 05640-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 01625	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0807125798		Ак- тив ная Реак- тив ная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$
28	26	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.10 (АП- 10)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 04005-13 Зав. № 04000-13 Зав. № 03909-13	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 04229-12 Зав. № 04230-12 Зав. № 04231-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0811121261		Ак- тив ная Реак- тив ная	$\pm 1,3$ $\pm 2,5$	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
29	27	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.12 (АП- 12)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 13014-11 Зав. № 13069-11 Зав. № 10975-11	НОЛ- СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ Зав. № 12777-11 Зав. № 04229-12 Зав. № 10980-11 Зав. № 04230-12 Зав. № 11394-11 04231-12	СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0812123235	Ак- тив ная Реак тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$		
30	28	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.14 (АП- 14)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29444-12 Зав. № 40768-12 Зав. № 39235-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810127454	Ак- тив ная Реак тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$	$\pm 2,5$	$\pm 6,0$
31	29	ПС 110/35/10 кВ "Анапская", РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч.20 (АП- 20)	ТОЛ-СЭЩ- 10 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 29444-12 Зав. № 40768-12 Зав. № 39235-12		СЭТ- 4ТМ.03М.01 0,5S/1,0 Зав. № 0810127454	Ак- тив ная Реак тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,6$	$\pm 2,5$	$\pm 6,0$
32	30	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.15 (АН-15)	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 14229 Зав. № 18734	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 14229 Зав. № 18734	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063065	Ак- тив ная Реак тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,5$	$\pm 2,5$	$\pm 5,8$
33	31	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.8 (АН-8)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 1535 Зав. № 1409	Зав. № 2532 НТМИ-6- 66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № TXKA	СЭТ- 4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063021	Ак- тив ная Реак тив ная	$\pm 1,3$	$\pm 3,5$	$\pm 2,5$	$\pm 5,8$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
34	32	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.6 (АН-6)	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 14562 Зав. № 14639	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2521 Зав. № 2293 Зав. № 2532	СЭТ- 4TM.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063058		Ак- тив ная Реак тив ная	±1,3 ±2,5	±3,5 ±5,8
35	33	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.4 (АН-4)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 1566 Зав. № 1661	НТМИ-6- 66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № TXKA	СЭТ- 4TM.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110063010	СИКО Н С70 Зав. № 04041	Ак- тив ная Реак ак- тив ная	±1,3 ±2,5	±3,5 ±5,8
36	34	ПС 35/6 кВ "Анапа", РУ-6 кВ, 1, 2 с.ш. 6 кВ, яч.12 (АН-12)	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 1805 Зав. № 1633		СЭТ- 4TM.03M.01 0,5S/1,0 Зав. № 0804142121		Ак- тив ная Реак ак- тив ная	±1,3 ±2,5	±3,5 ±6,0
37	35	КТП-354 6/0,4 кВ, РУ- 0,4 кВ	ТТИ-30 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № E3004 Зав. № E3027 Зав. № E3000	—	СЭТ- 4TM.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108072503	HP DL 380 G4 Зав. №	Ак- тив ная Реак ак- тив ная	±1,0 ±2,1	±3,4 ±5,7
38	38	КТП-821 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № L29843 Зав. № L29853 Зав. № L29852	—	СЭТ- 4TM.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108073326	GB863 8MW0 D	Ак- тив ная Реак ак- тив ная	±1,0 ±2,1	±3,4 ±5,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	39	КТП-154 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № L29868 Зав. № L29864 Зав. № L29861	—	СЭТ- 4TM.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0110060186	HP DL 380 G4 Зав. №	Ак- тив ная Реак- тив ная	±1,0 ±2,1	±3,4 ±5,7
40	40	TII-122 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТТИ-60 Кл.т. 0,5 800/5 Зав. № X28150 Зав. № X28155 Зав. № X28177	—	СЭТ- 4TM.03M.09 0,5S/1,0 Зав. № 0806140869	GB863 8MW0 D	Ак- тив ная Реак- тив ная	±1,0 ±2,1	±3,4 ±5,9