

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

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель директора  
по производственной метрологии  
ФГУП «ВНИИМС»



Н.В. Иванникова

2016 г.

**Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии  
ПС 220/35/10 кВ Зуевка**

**Измерительные каналы**

**Методика поверки  
П2200475-АУВП.411711.ФСК.033.08М.МП**

*л.р.64857-16*

Москва  
2016

## Содержание

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....	4
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ .....	6
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ .....	7
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	8
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	11
7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	11
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	11
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	12
10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	19
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	20
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	26

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/35/10 кВ Зуевка (далее по тексту - АИИС КУЭ), заводской номер № П2200475-АУВП.411711.ФСК.033.08М, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, 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, заме-

ны 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».

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».

МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения  $35\dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя».

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 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 №1815 от 2 июля 2015 г. «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. Идентификация программного обеспечения	10	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	11	Да	Да

#### 4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

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

- Средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- Средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «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 EPQS – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;

- Средства поверки устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» - по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП»;

- 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 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 EPQS, 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 на-

грузка 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 выполне-

ния 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, Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 г. №328н «Об утверждении правил 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 12.2.003-91, 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, УСПД, 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 про-

кладки 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 EPQS – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;
- устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» – по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП».

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 це-

пям 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 проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

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

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.

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

9.4.6 Проверяют программную защиту ИВК от несанкционированного доступа.

9.4.7 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти ИВК.

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 или ИВК.

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 проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

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

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

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

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

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

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

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



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

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

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения  $U_{\text{л}}$  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 ИВК, получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени GPS-приемника. Расхождение показаний радиочасов с ИВК 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, ИВК и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – ИВК 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 учтен-

ного 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.

## **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 оформляют свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России №1815 от 2 июля 2015 г. «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 оформляют извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России №1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Начальник отдела 206.1

Инженер отдела 206.1



В.В. Киселев

А.Т. Бушуев

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
5	КВЛ 10 кВ фидер №10	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6321 Зав.№ 15-6322 Зав.№ 15-6323	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472409	Устройство сбора и передачи данных «ЭКМ-3000» Зав.№ 05082047	активная  реактивная
6	КВЛ 10 кВ фидер №11	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6330 Зав.№ 15-6331 Зав.№ 15-6332	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472407		активная  реактивная
7	КВЛ 10 кВ фидер №12	ТЛО-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6366 Зав.№ 15-6367 Зав.№ 15-6368	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472485		активная  реактивная
8	КЛ 10 кВ фидер №15	ТЛО-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6375 Зав.№ 15-6376 Зав.№ 15-6377	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472489		активная  реактивная
9	КВЛ 10 кВ фидер №16	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6327 Зав.№ 15-6328 Зав.№ 15-6329	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472414		активная  реактивная

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВК, СОЕВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	КВЛ 10 кВ фидер №6	ТЛО-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6369 Зав.№ 15-6370 Зав.№ 15-6371	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 З.№ 472486	Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав.№ 05082047	активная  реактивная
2	КВЛ 10 кВ фидер №7	ТЛО-10 Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6357 Зав.№ 15-6358 Зав.№ 15-6359	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472480		активная  реактивная
3	КВЛ 10 кВ фидер №8	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6354 Зав.№ 15-6355 Зав.№ 15-6356	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472490		активная  реактивная
4	КВЛ 10 кВ фидер №9	ТЛО-10 Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6315 Зав.№ 15-6316 Зав.№ 15-6317	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472413		активная  реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
10	КВЛ 10 кВ фидер №17	ТЛО-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6372 Зав.№ 15-6373 Зав.№ 15-6374	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472410	Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав.№ 05082047	активная  реактивная
11	КВЛ 10 кВ фидер №20	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6339 Зав.№ 15-6340 Зав.№ 15-6341	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472408		активная  реактивная
12	КВЛ 10 кВ фидер №21	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6342 Зав.№ 15-6343 Зав.№ 15-6344	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472484		активная  реактивная
13	КВЛ 10 кВ фидер №22	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6345 Зав.№ 15-6346 Зав.№ 15-6347	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472488		активная  реактивная
14	КВЛ 10 кВ фидер №23	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6348 Зав.№ 15-6349 Зав.№ 15-6350	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472483		активная  реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
15	КВЛ 10 кВ фидер №24	ТЛО-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6363 Зав.№ 15-6364 Зав.№ 15-6365	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-9939 Зав.№ 15-6378 Зав.№ 15-6383	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472487	Устройство сбора и передачи данных «ЭКМ-3000» Зав.№ 05082047	активная  реактивная
16	КВЛ 10 кВ фидер №25	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6324 Зав.№ 15-6325 Зав.№ 15-6326	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472416		активная  реактивная
17	КВЛ 10 кВ фидер №26	ТЛО-10 Коэф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6360 Зав.№ 15-6361 Зав.№ 15-6362	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472417		активная  реактивная
18	КВЛ 10 кВ фидер №28	ТЛО-10 Коэф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6318 Зав.№ 15-6319 Зав.№ 15-6320	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472412		активная  реактивная
19	КВЛ 10 кВ фидер №29	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6333 Зав.№ 15-6334 Зав.№ 15-6335	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 471779		активная  реактивная



Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
20	КВЛ 10 кВ фидер №30	ТЛО-10 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5S Зав.№ 15-6336 Зав.№ 15-6337 Зав.№ 15-6338	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. $10000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав.№ 15-6380 Зав.№ 15-6381 Зав.№ 15-6382	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 471778	Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав.№ 05082047	активная  реактивная
21	ВЛ 35 кВ Зуевка Соколовка II цепь	ТФН-35М Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 13596 Зав.№ 19824	НАМИ Коэф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 3766	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 471397		активная  реактивная
22	ВЛ 35 кВ Зуевка Демаки II цепь	ТФНД-35М Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 2048 Зав.№ 2024	НАМИ Коэф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 3766	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 472482		активная  реактивная
23	ВЛ 35 кВ Зуевка Демаки I цепь	ТФНД-35М Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 1779 Зав.№ 1769	НАМИ Коэф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 3767	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 471774		активная  реактивная
24	ВЛ 35 кВ Зуевка Соколовка I цепь	ТФНД-35М Коэф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 3704 Зав.№ 3003	НАМИ Коэф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 3767	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 471400		активная  реактивная
25	ВЛ 35 кВ Зуевка Мухино	ТФЗМ-35А-У1 Коэф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 Зав.№ 25353 Зав.№ 25313	НАМИ Коэф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 3767	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав.№ 471775		активная  реактивная

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 - Лист регистрации изменений ИК системы

Наименование объекта	Заменяемый компонент	Заменяющий компонент		
		Тип	Зав. номер	Метрологические характеристики