

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

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель директора

ФГУП «ВНИИМС»

«01.09.2015 г.



**Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
ОАО «Независимая энергосбытовая компания Краснодарского  
края» для электроснабжения городских электросетей в границах  
поселка Мостовской  
(АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Мостовской-2»)**

**Методика поверки**

*н.р. 60637-15*

**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 поселка Мостовской (АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Мостовской-2») (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 35-01, 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 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»;

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 функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.4	Да	Да
6 Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.5	Да	Да
7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	9.6	Да	Да
8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	9.7	Да	Да
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	9.11	Да	Да
13 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.03 (Госреестр № 27524-04) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;
- средства поверки УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП»;
- 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 прошедшем 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. 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.

5.5. 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 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 поверки ВЛСТ 221.00.000МП» 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.

## 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, нормированным 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;
- 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, подтверждающие правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающие правильность подключения вторичных обмоток ТТ;
- 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 электрической энергии, 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 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.

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.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ; УСВ-1 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП»;

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 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 электрической энергии.

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

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

9.4.6 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 вспомогательных устройств

9.5.1. 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.

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.

9.5.3. 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 «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.

9.6.3. 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 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 «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.

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

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

9.8.1. Проверяют наличие данных измерений падения напряжения  $U_l$  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.

9.8.2. 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, получающих сигналы точного времени от устройства синхронизации времени УСВ-1. Расхождение показаний 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 и сервера СД, выделив события, соот-

ветствующие сличению часов счетчика с часами сервера СД. Расхождение времени часов: счетчик – сервер СД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения  $\pm 2$  с.

9.9.3. При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке 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).

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

9.10.1. 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.

9.10.2. Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центрального компьютера (сервере) 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) полученные по п. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного 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 полчаса (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. 9.10 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

#### 9.11. Идентификация программного обеспечения

Проверка выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.564-2009 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения», Р 50.2.077-2014. ГСИ. «Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения.»

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

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

##### 9.11.2. Проверка цифрового идентификатора ПО.

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

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на сервере

ре, 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 и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ОАО «НЭСК» для ГТП «Мостовской-2» и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Номер точки измере- ний на одноли- нейной схеме	Наименова- ние объекта	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	ИВК		Основ- ная погреш- ность в рабочих условиях, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	95	ПС 110/35/10 кВ "Мостов- ская", РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. №М- 35	ТЛК-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1332 Зав. № 1342	НАМИТ-10- УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1772	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0110052243		Ак- тивная	±1,3	±3,5
							Реак- тивная	±2,5	±5,8
2	101	КТП-207 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 26902 Зав. № 26906 Зав. № 26903	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0101070096		Ак- тивная	±1,0	±3,5
							Реак- тивная	±2,1	±7,6
3	109	ТП М10-164 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 80775 Зав. № 112689 Зав. № 80781	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108072474		Ак- тивная	±1,0	±3,5
							Реак- тивная	±2,1	±7,6
4	125	КТП-282 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 114666 Зав. № 116662 Зав. № 116644	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108070810	HP DL 380 G4 Зав. № GB8638 MW0D	Ак- тивная	±1,0	±3,5
							Реак- тивная	±2,1	±7,6
5	126	ТП-П11-284 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 8174842 Зав. № 8174854 Зав. № 8174878	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108072328		Ак- тивная	±1,0	±3,5
							Реак- тивная	±2,1	±7,6
6	156	ПС 110/10 кВ "Шедок", РУ-10 кВ, с.ш. 10 кВ, яч. №III-8	ТВК-10 Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 0332 Зав. № 0377	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 900	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0107078201		Ак- тивная	±1,3	±3,6
							Реак- тивная	±2,5	±7,7
7	161	ТП Ш9-375 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 113947 Зав. № 113954 Зав. № 113941	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108070245		Ак- тивная	±1,0	±3,5
							Реак- тивная	±2,1	±7,6

Окончание таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	162	ТП Ш9-386 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 8142967 Зав. № 8142965 Зав. № 8143063	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108070223	HP DL 380 G4 Зав. № GB8638 MW0D	Ак- тивная	±1,0	±3,5
9	200	ЗТП-224 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № 7705 Зав. № 6554	ЗНОЛП-10 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3006205 Зав. № 3006202 Зав. № 3006195	СЭТ-4ТМ.03.01 0,5S/1,0 Зав. № 0108071997		Реак- тивная	±2,1	±7,6
10	201	ТП М38-179 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 79756 Зав. № 117894 Зав. № 117899	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108073409	Ак- тивная	±1,0	±3,5	
11	218	ЗТП-370 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ	ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 400/5 Зав. № 80792 Зав. № 80791 Зав. № 80767	—	СЭТ-4ТМ.03.09 0,5S/1,0 Зав. № 0108070216		Реак- тивная	±2,1	±7,6