

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ  
ВНИИМС

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора  
ФГУП «ВНИИМС»

В. Н. Яншин

2015 г.



Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
тяговой подстанции «Скачуново» Свердловской  
ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги»  
в границах Тюменской области

Методика поверки

н.р. 62061-15

Москва  
2015

## Содержание

|   | Стр. |
|---|------|
| 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....                         | 3    |
| 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....                      | 3    |
| 3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ .....                        | 5    |
| 4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ .....                        | 5    |
| 5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ .....   | 6    |
| 6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ .....                 | 7    |
| 7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ .....                         | 7    |
| 8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ .....                    | 7    |
| 9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ .....                      | 7    |
| 10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ..... | 11   |
| 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ .....         | 12   |
| ПРИЛОЖЕНИЕ А .....                              | 13   |
| ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....                              | 15   |

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговой подстанции «Скачуново» Свердловской ЖД – филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Тюменской области (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 1314, предназначенную для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, мощности, времени, интервалов времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проверке подлежит каждый измерительный канал (далее – 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 и замены её измерительных компонентов. 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. Поверка 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».

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

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

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

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

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности

0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 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».

### 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. 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 и УСПД       | 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. Подтверждение соответствия 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 измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- Средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «ГСИ. 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»;

- Термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %;
- Радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками Альфа А1800 и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

Примечания:

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

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

## 5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

5.2 Определение погрешности 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», принимающими сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 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.

5.4 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.

5.5 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 поверки должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой 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 электрических станций и сетей РФ» и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (от 24 июля 2013 г. N 328н), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

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

6.3 Все оперативные отключения и включения должны проводиться 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 ПРОВЕДЕНИЮ ПОВЕРКИ

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства 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);

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

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4, 9.5;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.6, 9.7, 9.8.

## 9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 9.1 Внешний осмотр

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

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

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

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

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

## **9.2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ**

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

- измерительных трансформаторов тока;
- измерительных трансформаторов напряжения;
- счетчиков электрической энергии;
- УСПД;
- устройств синхронизации системного времени УССВ.

При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, ИК АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

При обнаружении свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

## **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 УСПД**

9.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

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

9.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

9.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора УСПД.

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 электроэнергии.

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

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 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 УСПД.

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.

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

9.7.2 Измеряют мощность 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». Мощность нагрузки должна соответствовать ГОСТ 7746-2001.

Примечания:

1 Допускается использование другой Методики измерений, аттестованной и зарегистрированной в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений в установленном порядке.

2 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

3 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем. Если известны входные импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

При обнаружении несоответствий по п. 9.6 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 Измеряют мощность 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». Мощность нагрузки должна соответствовать ГОСТ 1983-2001.

Примечания:

1 Допускается использование другой Методики измерений, аттестованной и зарегистрированной в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений в установленном порядке.

2 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

3 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем. Если известны входные импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

При обнаружении несоответствий по п. 9.7 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  $U_l$  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.

Примечание. Допускается использование другой Методики измерений, аттестованной и зарегистрированной в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений в установленном порядке.

При обнаружении несоответствий по п. 9.8 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 «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации времени УССВ, синхронизирующего собственное время по сигналам спутниковой системы навигации. Расхождение показаний радиочасов с часами «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», не должно превышать  $\pm 1$  с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и

проверительного оборудования.

9.10.2 Распечатывают журнал событий «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», УСПД и счетчика, выделив события, соответствующие различию часов УСПД и «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», счетчика и УСПД, соответственно. Расхождение времени часов: УСПД – «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», счетчик – УСПД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать  $\pm 2$  с.

При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются

### **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 БД).

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

9.11.1 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 устраниенным отказом какого-либо компонента системы.

9.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютеров (серверов) 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 и через дополнительный порт Ethernet считывают данные с УСПД. 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 учтенного 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 получаса (часа) с данными, зарегистрированными в УСПД и 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 поверке 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 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с ПР 50.2.006. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

11.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причин.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

Таблица А.1 - Перечень измерительных каналов системы

| №<br>ИК | Диспетчерское<br>наименование<br>точки учёта   | Измерительные компоненты  |  |   | Вид<br>электроэнергии  |
|---------|--|---|--|---|------------------------|
|         |  | Трансформатор тока  | Трансформатор<br>напряжения  | Счётчик статический<br>трёхфазный переменного<br>тока активной/реактивной<br>энергии      |                        |
| 1       | 2  | 3   | 4  | 5   | 6                      |
| 1       | ВЛ - 110 кВ<br>«Никольская» (ВВ<br>- 1 110 кВ) | ТОГФМ-110<br>класс точности 0,2S<br>Ктг=300/1<br>Зав. № 235; 238; 240<br>Госреестр № 53344-13 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 10332; 10331;<br>10616<br>Госреестр № 31857-11 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 01290020<br>Госреестр № 31857-11 | активная<br>реактивная |
| 2       | ВЛ - 110 кВ<br>«Петухово» (ВВ -<br>2 110 кВ)   | ТОГФМ-110<br>класс точности 0,2S<br>Ктг=300/1<br>Зав. № 227; 228; 239<br>Госреестр № 53344-13 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 10626; 10622;<br>10624<br>Госреестр № 24218-13 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 01289994<br>Госреестр № 31857-11 | активная<br>реактивная |
| 3       | Т - 1 110 кВ                                   | ТОГФМ-110<br>класс точности 0,2S<br>Ктг=150/1<br>Зав. № 54; 56; 59<br>Госреестр № 53344-13    | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>Ктн=110000/√3/100/√3<br>Зав. № 10332; 10331;<br>10616<br>Госреестр № 24218-13 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 01289949<br>Госреестр № 31857-11 | активная<br>реактивная |

Продолжение таблицы А.1

| 1 | 2            | 3   | 4  | 5   | 6   | 7                      |
|---|--------------|---|--|---|---|------------------------|
| 4 | T - 2 110 кВ | ТОГФМ-110<br>класс точности 0,2S<br>К <sub>ГР</sub> =150/1<br>Зав. № 31; 32; 38 | НАМИ-110 УХЛ1<br>класс точности 0,2<br>К <sub>ГН</sub> =110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$<br>Зав. № 10626; 10622;<br>10624 | A1802RALQ-P4GB-DW-4<br>класс точности 0,2S/0,5<br>Зав. № 01290000<br>Госреестр № 31857-11 | RTU-327<br>зав. № 001530<br>Госреестр<br>№ 41907-09 | активная<br>реактивная |

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 - Лист регистрации изменений ИК системы