

Перо. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Име. № дубл.

Взам. ине. №

Подп. и дата

Име. № подл.

**СОГЛАСОВАНО**

**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР**

**ООО «СИСТЕЛ»**

**С. Н. РЫКОВАНОВ**

**«28» ОКТЯБРЯ 2016 Г.**



**УТВЕРЖДАЮ**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР**

**ООО «ИЦРМ»**

**М.С. КАЗАКОВ**

**«28» ОКТЯБРЯ 2016 Г.**



**СИСТЕМЫ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ  
КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ  
«АТЛАС»**

**Методика поверки  
17683977-4252-042 МП**

**г. Видное  
2016 г.**

Перв. примен.

Стр. №

## СОДЕРЖАНИЕ

**Раздел**

**Страницы**

|  |    |
|--|----|
| 1. ВВЕДЕНИЕ .....                              | 4  |
| 2. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ.....                       | 4  |
| 3. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....                       | 5  |
| 4. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ ..... | 5  |
| 5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ .....               | 6  |
| 6. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ .....                       | 6  |
| 7. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ .....                  | 6  |
| 8. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ .....                    | 7  |
| 9. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....         | 14 |
| ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ.....                | 15 |

Подп. и дата

Име. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Име. № подл.

17683977-4252-042 МП

| Изм. | Лист | № докум. | Подп. | Дата |
|------|------|----------|-------|------|
|      |      |          |       |      |

|           |           |  |  |  |
|-----------|-----------|--|--|--|
| Разраб.   | Харламов  |  |  |  |
| Пров.     | Ковальцов |  |  |  |
| Н. контр. |           |  |  |  |
| Утв.      | Шалунов   |  |  |  |

Системы информационно-измерительные автоматизированные контроля и учета энергетических ресурсов «АТЛАС»  
МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

| Лит. | С. | Страниц |
|------|----|---------|
|      | 3  | 15      |

**ООО «СИСТЕЛ»**

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки системы информационно-измерительной автоматизированной контроля и учета энергетических ресурсов «АТЛАС» (АИИС КУЭР) на основе статических счетчиков электроэнергии, измерительный выходной сигнал которых передается на верхний уровень АИИС КУЭР в цифровой форме.

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

Периодическую поверку АИИС КУЭР выполняют в процессе эксплуатации.

Внеочередную поверку АИИС КУЭР проводят после ремонта, замены ее 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.

Интервал между поверками – 4 года.

## 2. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1

Таблица 1 - Операции поверки

| Наименование операции   | Номер пункта по поверке | Обязательность проведения операции при |                       |
|---|-------------------------|--|-----------------------|
|   |                         | первичной поверке                      | периодической поверке |
| 1. Подготовка к поверке   | 7                       | Да                                     | Да                    |
| 2. Внешний осмотр   | 8.1                     | Да                                     | Да                    |
| 3. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭР                                       | 8.2                     | Да                                     | Да                    |
| 4. Проверка счетчиков электрической энергии   | 8.3                     | Да                                     | Да                    |
| 5. Проверка УСПД  | 8.4                     | Да                                     | Да                    |
| 6. Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭР                        | 8.5                     | Да                                     | Да                    |
| 7. Проверка функционирования вспомогательных устройств                                | 8.6                     | Да                                     | Да                    |
| 8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения         | 8.7                     | Да                                     | Да                    |
| 9. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока               | 8.8                     | Да                                     | Да                    |
| 10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком | 8.9                     | Да                                     | Да                    |
| 11. Проверка погрешности системного времени   | 8.10                    | Да                                     | Да                    |
| 12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена                                 | 8.11                    | Да                                     | Да                    |
| 13. Проверка метрологических характеристик измерительных каналов                      | 8.12                    | Да                                     | Да                    |
| 14. Проверка идентификационных данных метрологически значимого ПО                     | 8.13                    | Да                                     | Да                    |
| 15. Оформление результатов поверки  | 9                       | Да                                     | Да                    |

### 3. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭР, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 - Средства измерений

| № п/п                       | Наименование  |
|-----------------------------|---|
| Основное оборудование       |   |
| 1                           | Термометр диапазон измерений от минус 40 до +50 °С, пределы допускаемой погрешности ±1 °С   |
| 2                           | Вольтамперфазометр, диапазон измерений от 0 до 10 А   |
| 3                           | Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации"  |
| 4                           | Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации"  |
| 5                           | Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом "Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации" |
| Дополнительное оборудование |   |
| 6                           | Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками АИИС КУЭР   |

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

### 4. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 К проведению поверки допускают лица, аттестованные в качестве поверителей средств измерений электрических величин, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭР, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭР, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации" 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭР, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации" 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

|              |              |              |              |              |   |      |          |       |   |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---|------|----------|-------|---|
| Име. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Име. № дубл. | Подп. и дата | <p style="text-align: center;">17683977-4252-042 МП</p> |      |          |       | С |
|              |              |              |              |              |   |      |          |       | 5 |
|              |              |              |              |              | Изм.  | Лист | № докум. | Подп. |   |

4.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭР, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ "Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации" 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 свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

## 5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 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", "Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок" ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

5.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3.

## 6. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха ( $20 \pm 5$ ) °С;
- относительная влажность 30-80 %;
- атмосферное давление от 86 до 106,7 кПа.

6.2 Допускается проводить поверку в рабочих условиях эксплуатации ИК, если при этом соблюдаются условия эксплуатации рабочих эталонов поверки.

## 7. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭР;
- описание типа АИИС КУЭР;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭР (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭР с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

7.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;

17683977-4252-042 МП

с.

6

- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение - после всех отсоединений.

## 8. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

### 8.1 Внешний осмотр

8.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

8.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭР.

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

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

Результаты проверки считаются положительными, если выполняются все вышеуказанные требования.

### 8.2 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭР

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД (если является измерительным компонентом). При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

Результаты проверки считаются положительными, если выполняются вышеуказанные требования.

### 8.3 Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

8.3.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности (допускается операцию проводить выборочно).

8.3.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика (при его наличии) 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.

|              |              |              |              |              |                      |   |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|---|
| Име. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Име. № дубл. | Подп. и дата | 17683977-4252-042 МП | С |
|              |              |              |              |              |                      |   |

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

Результаты проверки считаются положительными, если выполняются вышеуказанные требования.

#### **8.4 Проверка УСПД**

8.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД (если является измерительным компонентом). При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

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

8.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

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

#### **8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭР**

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

8.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭР.

8.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ АИИС КУЭР 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.

8.5.4 Проверяют работу аппаратных ключей (при их наличии). 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".

#### **8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

8.6.1 Проверка функционирования мультиплексоров (при их наличии)

Проверяют функционирование мультиплексоров с помощью переносного компьютера, подключенного к мультиплексору (группе мультиплексора) через кабель RS232, и специальной программы. Мультиплексор (группа мультиплексоров) считают работоспособным, если все счетчики, подключенные к данному мультиплексору (группе), были опрошены.

8.6.2 Проверка функционирования модемов (при их наличии)

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.

8.6.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса (при их наличии)

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS232.

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

|      |      |          |       |  |  |  |  |  |   |
|------|------|----------|-------|--|--|--|--|--|---|
|      |      |          |       |  |  |  |  |  | С |
|      |      |          |       |  |  |  |  |  | 8 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подл. |  |  |  |  |  |   |

## 8.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.7.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более  $\pm 10\%$  от  $U_{ном}$ .

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне  $(0,25-1,0) \cdot S_{ном}$ .

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

### Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭР. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

## 8.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

8.8.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

8.8.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне  $(0,25-1,0) S_{ном}$ .

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

### Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭР. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

|              |              |              |              |              |                      |    |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------------|----|
| Име. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Име. № дубл. | Подп. и дата | 17683977-4252-042 МП | С. |
|              |              |              |              |              |                      |    |



## 8.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения  $U_d$  в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу "Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации". Падение напряжения не должно превышать 0,25 % (0,20 %) от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

### Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов - протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала АИИС КУЭР. Результаты проверки считают положительными, если паспорт- протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

## 8.10 Проверка погрешности системного времени

8.10.1 Проверяют погрешность хода часов реального времени электросчетчиков, УСПД и сервера синхронизации по паспортным данным на устройства. Значение погрешности не должно превышать  $\pm 0,5$  с/сутки.

8.10.2 Определяют устройство внешней синхронизации (NTP-сервер, приемник ГЛОНАСС/GPS, радиочасы «МИР») и место его подключения (сервер синхронизации, УСПД) по эксплуатационной документации на АИИС КУЭР.

8.10.3 Выводят на экран монитора сервера синхронизации основное окно программы устройства внешней синхронизации с показаниями даты и времени и показания внутренних часов сервера. Максимальное рассогласование показаний времени не должно превышать 1 с.

8.10.4 Выводят на экран монитора сервера синхронизации показания внутренних часов сервера и поочередно показания часов реального времени входящих в АИИС КУЭР электросчетчиков и УСПД. Максимальное рассогласование показаний времени не должно превышать 1 с

### Примечание

При подключении устройства внешней синхронизации к УСПД операции по п.п. 8.10.3 и 8.10.3 выполняют с помощью переносного компьютера, подключенного к УСПД.

АИИС КУЭР считается прошедшей поверку, если погрешность системы точного времени АИИС КУЭР не превышает  $\pm 2$  с.

## 8.11 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 сервера.

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

|      |      |         |       |  |  |  |  |                      |    |
|------|------|---------|-------|--|--|--|--|----------------------|----|
|      |      |         |       |  |  |  |  |                      | с  |
|      |      |         |       |  |  |  |  |                      | 10 |
| Изм. | Лист | № докум | Подл. |  |  |  |  | 17683977-4252-042 МП |    |

8.11.1 На центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭР распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом 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 АИИС КУЭР.

8.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика и УСПД и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами АИИС КУЭР. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти УСПД и центральном сервере АИИС КУЭР на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.11.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

**Примечание**

Допускается проверку отсутствия ошибок информационного обмена каналов, для которых моменты нарушения связи между измерительными компонентами АИИС КУЭР в журнале событий отсутствуют, проводить выборочно.

8.11.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 8.10.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭР 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) АИИС КУЭР. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

**8.12 Определение метрологических характеристик измерительных каналов**

8.12.1 Общие положения

Для определения метрологических характеристик ИК АИИС КУЭР всем расчетам, предусмотренным методикой поверки, предшествует установление исходных данных для проверки погрешностей ИК.

8.12.2 Исходные предположения для вычисления погрешностей

Погрешности измерительных трансформаторов и электросчетчика относятся к инструментальным погрешностям.

При наличии на объекте УСПД (контроллера), оснащенного средствами отображения информации в именованных величинах энергии и мощности и отсчета времени, определение метрологических характеристик ИИС проводят только для ИК, включающего измерительные трансформаторы, счетчики, линии связи от счетчиков до УСПД и собственно УСПД. Линии передачи данных от УСПД по каналам связи на ИВК (ЭВМ) не влияют на погрешность измерений в силу цифрового характера передачи данных. В этом случае на ИВК (ЭВМ) должен проверяться запрет несанкционированного доступа к измерительной информации, и точность хода часов в ИВК (ЭВМ), которая влияет на погрешность отсчета времени в ИК. Если ИВК подключен к ИК, работает только в режиме индикации и не участвует в процессе измерений, то этот ИВК не включают в состав ИК АИИС КУЭР.

|              |  |
|--------------|--|
| Име. № подл. |  |
| Подп. и дата |  |
| Взам. инв. № |  |
| Име. № дубл. |  |
| Подп. и дата |  |

Погрешность отсчета времени определяется погрешностью таймера, который может быть установлен в счетчике, в контроллере и, соответственно, в ИВК и погрешностью, обусловленной запаздыванием в линии передачи данных сигналов корректировки, поступающих от устройства внешней синхронизации для синхронизации таймеров.

Принимаемый закон распределения погрешностей - нормальный.

Факторы, определяющие погрешность, независимы.

Доверительная вероятность определения погрешности равна 0,95.

Погрешности измерительных трансформаторов не коррелированы между собой.

Колебания напряжения в сети составляют  $\pm 10\%$  от номинального значения, колебания частоты  $\pm 5\%$  от номинального, изменения фазы тока относительно напряжения происходят от  $\varphi_{\max}$  до  $\varphi_{\min}$ .

Закон распределения влияющих факторов предполагается нормальным, за исключением амплитуды 3-й гармоники, амплитуды вибрации и напряженности переменного магнитного поля, законы распределения которых предполагаются экспоненциальными.

Предполагаются следующие значения математического ожидания факторов, влияющих на погрешность:

- 1) напряжение: номинальное напряжение электросчетчика;
- 2) нагрузка по току: симметричная;
- 3) фазовый сдвиг между током и напряжением:  $(\varphi_{\max} - \varphi_{\min})/2$ ;
- 4) частота: 50 Гц;
- 5) температура окружающей среды: 23°C.

### 8.12.3 Порядок расчета МХ для ИК активной энергии и мощности

$$\delta_{w(Q)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta_{p(Q)}}^2 + \delta_{\lambda}^2 + \delta_{y.c}^2 + \delta_{c.o.Wp(Q)}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c_j}^2}$$

В формуле приведены следующие обозначения:

- $\delta_J$  - пределы относительной погрешности измерения тока ТТ, %;
- $\delta_U$  - пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН, %;
- $\delta_{\theta_{p(q)}}$  - пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;
- $\delta_{\lambda}$  - относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;
- $\delta_{y.c}$  - относительная погрешность отсчета времени, %;
- $\delta_{c.o.Wp(q)}$  - пределы относительной погрешности счетчика при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;
- $\sum_{j=1}^l \delta_{c_j}$  - суммарная относительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;

Погрешность измерений активной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_i^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}$$

Погрешность измерений реактивной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_i^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi}$$

В формулах приведены следующие обозначения:

- $\theta_1$  - угловая погрешность ТТ, мин
- $\theta_U$  - угловая погрешность ТН, мин
- $\cos \varphi$  - коэффициент мощности для активной электроэнергии
- $\sin \varphi$  - коэффициент мощности для реактивной электроэнергии

АИИС КУЭР считается прошедшей поверку, если по результатам расчета пределы допускаемых погрешностей не превышают пределов, указанных в эксплуатационной документации на АИИС КУЭР.

При измерении электрической энергии на коротких интервалах времени порядка нескольких минут возникают дополнительные погрешности, обусловленные дискретностью измерительных процедур в счетчике, УСД и УСПД. Такие же погрешности возникают при измерении мощности на тех же интервалах времени. Эти погрешности рассчитываются по формулам.

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней мощности для измерительного канала АИИС КУЭР на интервалах усреднения мощности, на которых не производилась корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_p = \pm 1,1 \sqrt{\delta_s^2 + \left( \frac{60 K_E}{P \cdot T} \cdot 100\% + \frac{I_{ед.мл.разр.}}{P} \cdot 100\% \right)^2}$$

где

$\delta_p$  – пределы допускаемой относительной погрешности по мощности;

$\delta_s$  – пределы допускаемых значений относительной погрешности при измерении электрической энергии;

$P$  – величина измеренной средней мощности, выраженная в кВт (квар);

$T$  – интервал усреднения мощности, выраженный в минутах;

$K_E$  – внутренняя константа счетчика (величина, эквивалентная «внутреннему» 1 имп., выраженному в кВт·ч; квар·ч);

$I_{ед.мл.разр.}$  – единица младшего разряда измеренной средней мощности, выраженная в кВт (квар).

Предел допускаемой дополнительной погрешности по средней мощности на интервале усреднения, на котором производилась корректировка времени, рассчитывается по формуле:

$$\delta_{p,корр} = \frac{\Delta t}{60 \cdot T} \cdot 100\%$$

где

$\Delta t$  – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчике (в секундах);

$T$  – интервал усреднения мощности в минутах.

Предел допускаемой погрешности по времени в каждой точке учета  $\pm 1,5$  с (при наличии связи со счетчиком).

Фактические значения относительных погрешностей измерительных каналов будут определены при проведении метрологической поверки в соответствии с Методикой поверки и Методикой выполнения измерений.

АИИС КУЭР считается прошедшей поверку, если по результатам расчета пределы допускаемых погрешностей не превышают пределов, указанных в эксплуатационной документации на систему.

|              |  |
|--------------|--|
| Подп. и дата |  |
| Име. № дубл. |  |
| Взам. инв. № |  |
| Подп. и дата |  |
| Име. № подл. |  |

|      |      |          |       |  |                      |    |
|------|------|----------|-------|--|----------------------|----|
| Изм. | Лист | № докум. | Подп. |  | 17683977-4252-042 МП | С  |
|      |      |          |       |  |                      | 13 |

### 8.13 Проверка идентификационных данных метрологически значимого ПО

На сервере расчетов и представления данных запускается программа AtlasDataServer.exe. На панели программы нажимается кнопка «идентификация», на экране монитора должна появиться информация:

- название программы;
- название компании - изготовителя;
- название компании – владельца;
- дата установки;
- номер версии;
- контрольная сумма исполняемого кода.

АИИС КУЭР считается прошедшей поверку, если название программы, номер версии и контрольная сумма исполняемого кода соответствуют данным, внесенным в описание типа на АИИС КУЭР.

### 9. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 Результаты поверки АИИС КУЭР оформить в соответствии с Приказом Министерство промышленности и торговли РФ от 2 июля 2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

9.2 При положительном результате поверки АИИС КУЭР удостоверяются знаком поверки и записью в формуляре, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки или выдается «Свидетельство о поверке».

9.3 При отрицательном результате поверки АИИС КУЭР не допускаются к дальнейшему применению, знак поверки гасится, «Свидетельство о поверке» аннулируется, выписывается «Извещение о непригодности» или делается соответствующая запись в формуляре на АИИС КУЭР.

