

<p><b>СОГЛАСОВАНО</b></p> <p>Директор департамента Стандартизации и сертификации по РФ и странам СНГ АО «Шнейдер Электрик»</p> <p> А.М. Саливон</p> <p>« 30 » _____ 2019 г.</p>	<p><b>УТВЕРЖДАЮ</b></p> <p>Руководитель ИЦ ФГУП «ВНИИМС»</p> <p> Н. В. Иванникова</p> <p>« 30 » _____ 10 _____ 2019 г.</p>
--	--

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета энергоресурсов Power monitoring expert

Методика поверки  
МП 206.2-103-19

## 1. ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика поверки устанавливает методы и средства первичной и периодической поверки систем автоматизированных информационно-измерительных коммерческого учета энерго-ресурсов Power monitoring expert (далее – АИИС или системы).

Настоящая методика распространяется на поверку измерительных каналов электрической энергии, погрешности которых установлены в соответствии с описанием типа АИИС.

Учет тепловой энергии, газа, воды и других коммунальных ресурсов осуществляют соответствующие вычислители, корректоры, расходомеры и счетчики. Эти каналы не участвуют в процедуре поверки, так как погрешности этих каналов в АИИС не нормируются.

В настоящей методике приведены методы проверки:

- абсолютной погрешности измерения текущего времени в системе и ее компонентах для систем учета электроэнергии и мощности.

- погрешности результатов измерений электрической энергии, переданных и хранящихся на сервере, так как на основании этих данных производят расчет за потреблённую электроэнергию.

- точности измерения электрической энергии ИК. Так как погрешность измерений электрической энергии в основном определяется погрешностями измерительных трансформаторов напряжения (ТН), трансформаторов тока (ТТ) и электросчетчиков, а все компоненты системы, участвующие в измерении и вносящие погрешность, должны быть поверены и свидетельства должны быть действительными, погрешность ИК оценивается расчетным методом.

АИИС представляют собой территориально распределённые многоуровневые программно-технические измерительные системы. АИИС это совокупность измерительных каналов, объединённых одним центром сбора данных (далее сервер). Для реализации требуемых измерительных каналов (ИК) и для решения конкретных задач, АИИС могут включать в себя различные технические и программные средства, такие как средства измерений, средства сбора и передачи информации, средства отображения информации и программное обеспечение для них.

В состав измерительных каналов в зависимости от конфигурации могут входить трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии однофазные или трехфазные, коммуникационные модули, линии связи и, обязательно сервер, объединяющий элементы системы в единое целое.

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

Средства измерений входящие в АИИС поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки компонента наступает до очередного срока поверки АИИС, поверяется только этот компонент, и поверка АИИС 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.).

Первичную поверку систем выполняют после завершения монтажа оборудования на объектах и пробной эксплуатации системы, при вводе систем в постоянную эксплуатацию.

Периодическую поверку систем выполняют в процессе эксплуатации при наступлении срока периодической поверки.

Внеочередную поверку АИИС проводят после ремонта системы, 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, при условии, что собственник АИИС подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляется свидетельство о поверке на измерительные каналы с протоколом результатов поверки, где перечисляются испытанные ИК.

Интервал между поверками – 4 года.

## 2. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 Операции поверки

№ п/п	Наименование операции	Номер пункта Методики поверки	Обязательность проведения операции при:	
			первичной поверке	периодической поверке
1	Подготовка к поверке	7	Да	Да
2	Подтверждение соответствия ПО	8.1	Да	Да
3	Проверка состава системы	8.2	Да	Да
4	Проверка срока действия свидетельств о поверке измерительных компонентов	8.3	Нет	Да
5	Проверка счетчиков электрической энергии	8.4	Да	Да
6	Проверка функционирования сервера АИИС	8.5	Да	Да
7	Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да	Да
8	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	8.7	Да	Да
9	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	8.8	Да	Да
10	Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	8.9	Да	Да
11	Проверка абсолютной погрешности измерений времени	8.10	Да	Да
12	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена в измерительных каналах системы	8.11	Да	Да
13	Расчет и проверка метрологических характеристик ИК при измерении электрической энергии	8.12	Да	Да
14	Оформление результатов поверки	9	Да	Да

При большом количестве однотипных измерительных каналов, которые эксплуатируются в схожих условиях, например многоквартирные дома, поверителю при выборе ИК и оценки их погрешности следует руководствоваться Приказом Минпромторга РФ от 2 июля 2015 г. N 1815 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

## 3. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки на измерительные компоненты системы, а также средства, указанные в таблице 2. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

Таблица 2. Средства измерений и вспомогательные устройства, применяемые при поверке.

№	Наименование технических средств	Кол-во, шт
<b>Основное оборудование</b>		
1	Вольтамперфазометр «Парма ВАФ <sup>®</sup> -А(М)» Диапазон измерений 0,1 - 10 А. Предел основной погрешности измерения силы тока $\pm(0,008 \cdot X + 0,01)$ , где X- измеренное значение силы тока.	1
2	Мультиметр «Ресурс – ПЭ» Границы относительной погрешности измерений полной мощности $\delta_S$ : - при значении тока от 0,25 А до 7,5 А $\delta_S = \pm 0,5 \%$ от измеренного значения; - при значении тока от 0,05 А до 0,25 А $\delta_S = \pm 1 \%$ от измеренного значения; - при значении тока от 0,01 А до 0,05 А $\delta_S = \pm 4 \%$ от измеренного значения.	1
3	NTP-серверы: -ntp1.vniiftri.ru,-ntp2.vniiftri.ru,-ntp3.vniiftri.ru,-ntp4.vniiftri.ru,-ntp21.vniiftri.ru	1
<b>Вспомогательное оборудование</b>		
4	Портативный компьютер	1
5	Монитор	1
6	Устройство связи USB	1
7	Оптоголовка	1
8	Программа опроса счетчиков	-
9	Программа для определения контрольной суммы ПО «MD5 File Checker»	-
		-

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

#### 4. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

При проведении поверки системы должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха от 10 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха 30 - 80 %;
- атмосферное давление от 86 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.);
- напряжение сети питания  $230 \pm 23$  В ;
- частота сети питания  $50$  Гц  $\pm 1 \%$ .

Допускается проводить поверку в рабочих условиях эксплуатации АИИС, но при этом соблюдая нормированные условия применения средств поверки.

#### 5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», 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. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки допускают поверителей, аттестованных в соответствии с действующими нормативными документами, изучивших настоящую методику и руководство по эксплуатации на АИИС, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

6.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав системы, 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.

6.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих и состав системы, 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.

6.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав системы, 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.

## 7. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию с которой необходимо ознакомиться:

- Руководство по эксплуатации;
- Методика поверки;
- Формуляр.
- описание типа АИИС;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК при их наличии;
- рабочие журналы системы с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (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, 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, проводится инструктаж персонала, участвующего в проверке, а также ознакомление со структурой и работой системы по эксплуатационной документации;

- проверяется выполнение условий поверки на соответствие требованиям раздела 6 настоящей методики, средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;

- 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 Подтверждение соответствия ПО.**

Для проверки соответствия ПО необходимо на центральном компьютере проверить версию установленного программного обеспечения.

Результат проверки считается положительным, если версия ПО при проверке совпадает с представленными в описании типа таблице 2.

### **8.2 Проверка состава системы.**

8.2.1 Проверяют соответствие каждого ИК составу и номерам, указанным в формуляре на АИИС.

Для этого запускают ПО «РМЕ» (раздел Диаграммы) на центральном компьютере или на одном из рабочих мест и находят проверяемый измерительный канал с входящими в него компонентами ИК.

8.2.2 В случае составления протокола поверки проверяют соответствие заводских номеров компонентов системы, указанных в приложении к протоколу поверки, номерам, указанным в формуляре на АИИС;

Результат проверки считается положительным, если номера компонентов каждого ИК совпадают с записью в формуляре.

### **8.3 Проверка срока действия свидетельств о поверке измерительных компонентов**

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию (менее 6-ти месяцев), дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

### **8.4 Проверка счетчиков электрической энергии**

Проверка счетчиков может проводиться как с выездом на объект, так и на одном из компьютеров без выезда на объект, в случае, если доступ к средствам измерения затруднен.

В случае проведения поверки с выездом на объект выполняются пункты 8.4.1-8.4.5.

При проведении поверки без выезда на объект выполняются пункт 8.4.5. При невыполнении хотя бы одного из условий по пункту 8.4.5 необходимо выехать на место установки оборудования для непосредственного контроля измерительного канала по пунктам 8.4.1-8.4.5.

В любом случае, при подозрении на вмешательство в работу ИК, следует произвести проверку ИК непосредственно в местах установки средств измерения.

8.4.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений электросчетчиков. Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке, при её наличии. 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 (от-

сутствии) пломб проверяют правильность подключения к цепям тока и напряжения счетчиков (соответствие схемам, приведенным на шильдиках счетчиков). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольтамперфазометра. Проверяют правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии. Также проверяют маркировку электросчетчиков, которая должна быть четкой, хорошо различимой.

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

8.4.3 Проверяют соответствие заводских номеров, указанных на шильдиках счетчиков, номерам, указанным в формуляре на АИИС.

8.4.4 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

8.4.5 Проверяют отображение данных на удалённом дисплее (пользовательском дисплее) в случае их использования. Состав отображаемых данных должны соответствовать конфигурации, установленной для этих дисплеев. Отображаемые данные должны быть актуальны на момент проверки.

Результат проверки считается положительным, если отклонений не обнаружено.

8.4.6 При проведении проверки без выезда на объект проверяются:

- регулярность сбора показаний со счетчика - показания должны приходить регулярно без пропусков (настройки опроса прибора). Для этого необходимо проверить соответствующий отчет.

- проверяется отсутствие сообщений об авариях в журнале событий для этого счётчика. Для этого необходимо проверить соответствующий вкладку об авариях.

При невыполнении хотя бы одного из этих условий необходимо выехать на место установки оборудования для непосредственного контроля измерительного канала по пунктам 8.4.1-8.4.5.

## **8.5 Проверка функционирования центрального компьютера АИИС и ИК.**

8.5.1 В рамках этого пункта проверяют следующее:

- получение текущих показаний со счетчиков электроэнергии;
- защиту программного обеспечения на сервере от несанкционированного доступа.

8.5.2 Проверку получения показаний со счетчиков электроэнергии производят следующим образом. Запускают программу РМЕ и в вкладку диаграм. Находят полученные от каждого счетчика данные, на передачу которых они были сконфигурированы, и дату получения.

Проверка считается успешной, если дата получения отображаемых данных актуальна.

8.5.3 Для проверки защиты программного обеспечения запускают на выполнение программу РМЕ и в поле "пароль" вводят любой неправильный пароль. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

## **8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

Проверку функционирования модемов (при их наличии) проводят косвенно по работе систем в целом. Модемы считаются исправными в составе систем, если были установлены коммутируемые соединения, и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

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

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

8.7.2 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 системы. 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.

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

8.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих 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.

8.8.2 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  $(0,25-1,0)S_{ном}$ .

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 интервала между поверками системы. 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.

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

Измеряют падение напряжения  $U_{л}$  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  $0,25\%$  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 интервала между поверками системы. 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.

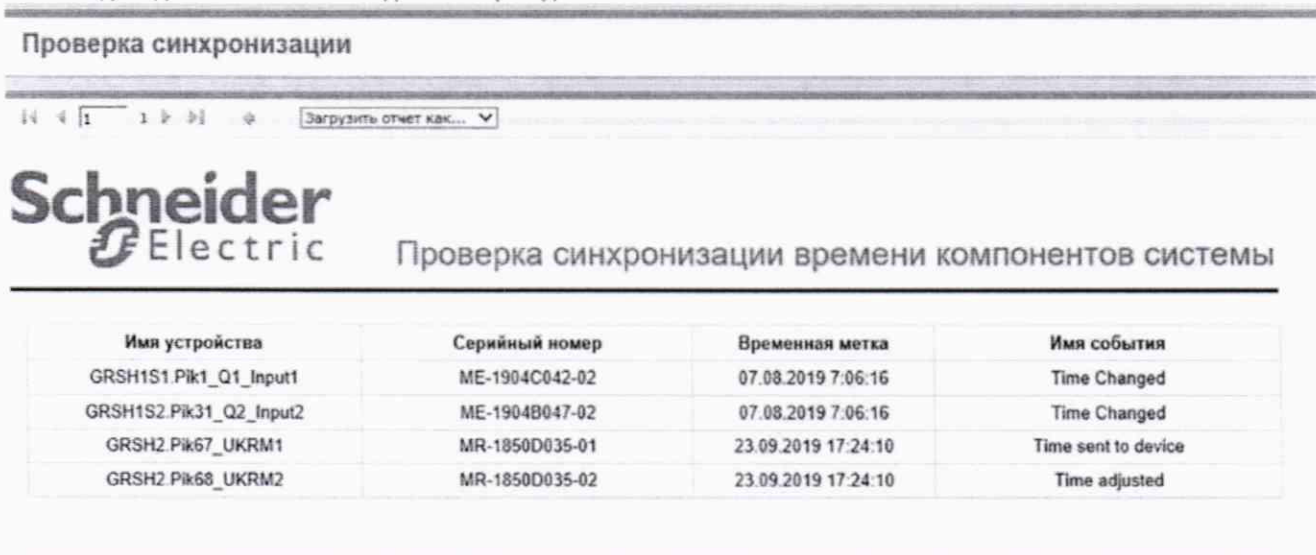


## 8.10 Проверка абсолютной погрешности измерений времени в системе.

### 8.10.1 Проверка абсолютной погрешности часов центра сбора данных.

Проверяют настройки компьютера являющегося сервером и убеждаются, что время сервера центра синхронизируется с NTP-сервером;

8.10.2 В системе РМЕ необходимо зайти во вкладку «Проверка синхронизации» и проверить журнал событий по синхронизации времени компонентов системы, приведено на рисунке. Данные в журнале событий синхронизации времени компонентов системы свидетельствуют о правильности работы системы обеспечения единого времени (СОЕВ).



Имя устройства	Серийный номер	Временная метка	Имя события
GRSH1S1.Pik1_Q1_Input1	ME-1904C042-02	07.08.2019 7:06:16	Time Changed
GRSH1S2.Pik31_Q2_Input2	ME-1904B047-02	07.08.2019 7:06:16	Time Changed
GRSH2.Pik67_UKRM1	MR-1850D035-01	23.09.2019 17:24:10	Time sent to device
GRSH2.Pik68_UKRM2	MR-1850D035-02	23.09.2019 17:24:10	Time adjusted

Рисунок 8.10. Журнал синхронизации времени компонентов системы.

Выполнение условий п. 8.10.1 - 8.10.2 свидетельствует о том, что погрешность часов системы не превышает  $\pm 5$  секунд.

## 8.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена в измерительных каналах системы

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти сервера.

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

Проверка проводится как с выездом на объект, так и на одном из компьютеров сервера без выезда на объект.

В случае проведения проверки с выездом на объект выполняется пункт 8.11.1.

При проведении проверки без выезда на объект выполняются пункт 8.11.2. Для проведения проверки без выезда на объект, счетчики должны быть предварительно сконфигурированы на передачу показаний по двум тарифам.

8.11.1 На центральном компьютере (сервере) или на рабочем месте оператора, подключенному к серверу, распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные счетчиками в соответствии с их конфигурацией за полные сутки, предшествующие дню проверки, по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

Выезжают на место установки счетчика и используя переносной компьютер, считывают через оптопорт показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии за предыдущие сутки и сравнивают с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) для того же момента времени.

Расхождение не должно превышать единицу младшего разряда.

Если есть возможность подключиться к серверу с места установки счетчиков удаленно, то распечатку не делают.

8.11.2 Второй вариант проверки, не связанный с выездом на объект, заключается в проверке совпадения суммы потребленной энергии по двум тарифам за сутки с потребленной общей энергией за сутки, зарегистрированной счетчиком, рассчитанной по формуле (2) приведенной ниже. Счетчик должен быть сконфигурирован на подсчет измеряемой энергии по 2-м и более тарифам.

$$E_{A.I.} = E_{A.I.}(i-1) - E_{A.I.}(i-2) = E_{A.I.T1}(i-1) - E_{A.I.T1}(i-2) + E_{A.I.T2}(i-1) - E_{A.I.T2}(i-2), \quad (2)$$

где:

- $E_{A.I.}$  - потребление активной энергии за сутки;
- $E_{A.I.}(i-1)$  - показания «Активная Энергия Импорт» за предыдущие сутки;
- $E_{A.I.}(i-2)$  - показания «Активная Энергия Импорт» за позапрошлые сутки;
- $E_{A.I.T1}(i-1)$  - показания «Активная Энергия Импорт Тариф 1» за предыдущие сутки;
- $E_{A.I.T1}(i-2)$  - показания «Активная Энергия Импорт Тариф 1» за позапрошлые сутки;
- $E_{A.I.T2}(i-1)$  - показания «Активная Энергия Импорт Тариф 2» за предыдущие сутки;
- $E_{A.I.T2}(i-2)$  - показания «Активная Энергия Импорт Тариф 2» за позапрошлые сутки.

По полученным со счетчика шести значениям делают вывод об отсутствии ошибок информационного обмена, так как, если бы хотя бы одно значение было прислано с ошибкой, то потребленная энергия, высчитываемая по формуле (2) не сходилась.

### 8.11.3 Передача автоданных в центр сбора данных.

Передача автоданных осуществляется в автоматическом режиме, в зависимости от настроек подписки на автоматические данные и настроек.

Для проверки запускают программу РМЕ вкладка «Данные» и проверяют наличие показаний на момент времени предшествующий моменту проверки на 3-е суток.

Результаты проверки считают удовлетворительными, если в базу данных центра в течение последующих 3-х суток поступают все данные, указанные в конфигурации испытуемых счетчиков.

## 8.12 Расчет и проверка метрологических характеристик (МХ) ИК при измерении активной и реактивной электрической энергии

### 8.12.1 Общие положения

Расчету метрологических характеристик ИК систем, предусмотренной методикой поверки, предшествует установление исходных данных для определения погрешностей ИК.

### 8.12.2 Исходные предположения для вычисления погрешностей

Погрешности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии относятся к инструментальным погрешностям. Значения их погрешностей для расчета принимается максимально допустимым, согласно нормированным метрологическим характеристикам при утверждении их типа.

Если ИВК, подключенный к ИК, работает только в режиме индикации и не участвует в процессе измерений, то этот ИВК не включают в состав ИК системы.

Погрешность отсчета времени определяется погрешностью часов, которые установлены в счетчике и, соответственно, в ИВК и погрешностью, обусловленной запаздыванием в линии передачи данных сигналов корректировки, поступающих от устройства внешней синхронизации для синхронизации часов счетчиков.

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 не более  $\pm 10\%$  от номинального значения, колебания частоты не более  $\pm 5\%$  от номинального, изменения фазы тока относительно напряжения

происходят от  $\varphi_{\max}$  до  $\varphi_{\min}$ .

Закон распределения влияющих факторов предполагается нормальным или экспоненциальным для тех величин, которые действуют не постоянно, а могут возникать кратковременно, например, значительные амплитуды 5-й гармоники, амплитуды вибрации и прочее.

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 °С.

### 8.12.3 Порядок расчета МХ для ИК активной и реактивной энергии.

$$\delta_{w(Q)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta_{P(Q)}}^2 + \delta_{\lambda}^2 + \delta_{y.c}^2 + \delta_{c.o.W_{P(Q)}}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c_j}^2} \quad (3)$$

В формуле приведены следующие обозначения:

1,1 - коэффициент, учитывающий разные законы распределения погрешностей при их суммировании в измерительном канале. В случае отсутствия в ИК измерительных трансформаторов ТТ и ТН, этот коэффициент может принимать значение равное 1.

$\delta_I$  - 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, %;

$\delta_{y.c}$  - основная относительная погрешность отсчета времени, %;

$\delta_{c.o.W_{P(Q)}}$  - пределы основной относительной погрешности счетчика при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;

$$\sum_{j=1}^l \delta_{c_j}$$

- суммарная дополнительная относительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;

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

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (4)$$

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

$$\delta_{\theta_q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi} \quad (5)$$

В формулах (3) и (4) приведены следующие обозначения:

$\theta_I$  - угловая погрешность ТТ, мин;

$\theta_U$  - угловая погрешность ТН, мин;

$\cos \varphi$  - коэффициент мощности для активной электроэнергии;

$\sin \varphi$  - коэффициент мощности для реактивной электроэнергии.

Системы считаются прошедшими поверку успешно, если по результатам экспериментальных проверок не было превышение допусковых пределов, состав системы и классы точности средств измерений соответствуют описанию типа. В этом случае основные погрешности ИК (без учета

суммарной дополнительной погрешности счетчика) не превышают пределов допускаемых погрешностей, указанных в описании типа на данные системы.

Суммарная погрешность ИК зависит от условий работы всех измерительных компонент и линий связи ТТ и ТН со счетчиком, но в основном от рабочих условий счетчика, который находится в данном ИК. Общую погрешность ИК, в зависимости от рабочих условий, следует рассчитывать по формулам 3-5 и указывать в протоколе поверке.

## 9. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1 При положительных результатах поверки системы может выдаваться свидетельство о поверке с заполнением соответствующего раздела формуляра. Форма свидетельства приведена в действующих нормативных документах.

9.2 При необходимости (по желанию заказчика) может оформляться протокол поверки форма которого приведена в Приложении 1.

Протокол поверки должен содержать список ИК и отметки о погрешности. Приложение может состоять из нескольких листов, которые добавляются по необходимости, при этом в нижней строчке каждой таблицы указывают номер листа и общее число листов.

9.3 При отрицательных результатах поверки системы на объекте выявляют причину, вызвавшую отказ, после устранения которой повторяют поверку. Допускается повторную поверку проводить не в полном объеме.

9.4 При отрицательных результатах повторной поверки системы оформляют извещение о непригодности в соответствии с действующими нормативными документами.

Начальник лаборатории ФГУП «ВНИИМС»

Д.А. Мясников

