

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
ООО «НПФ «ТЭМП»»



М.В. Бубнов

2015 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора
ФБУ "Нижегородский ЦСМ"



А.Н. Лахонин

"18" июня 2015 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО
«Нижегородский водоканал»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
ТЭМП ЭЭ.065344.047.РЭ1**

л.р. 62269-15

Нижегород
2015г.

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижегородский водоканал» (в дальнейшем – АИИС КУЭ), зав. № 001. АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Поверке подлежат измерительные каналы (в дальнейшем - ИК) АИИС КУЭ, по которым производится расчетный (коммерческий) учет электрической энергии.

1 Общие положения

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

Первичную поверку ИК проводят после установки и монтажа АИИС КУЭ на объекте и проведения опытной эксплуатации. Периодическую поверку проводят в процессе эксплуатации.

Первичную поверку после ремонта проводят после ремонта АИИС КУЭ, замены СИ из состава ИК, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те СИ из состава ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляется свидетельство о поверке АИИС КУЭ с перечнем каналов прошедших внеочередную поверку.

Интервал между поверками - 4 года.

2. Операции и средства поверки

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции, указанные в таблице 2.1, и должны использоваться средства поверки, указанные в таблице 2.2. Допускается применение других средств измерений и контроля с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками. Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

Таблица 2.1 Операции поверки

№ п/п	Операции поверки	Номер пункта методики
1	Подготовка к поверке	6
2	Внешний осмотр	7.1
3	Подтверждение соответствия ПО СИ	7.2
4	Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	7.3 - 7.5
5	Проверка счетчиков электрической энергии	7.4
6	Проверка УСПД	7.5
7	Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ	7.6
8	Проверка функционирования вспомогательных устройств	7.7
9	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	7.8
10	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	7.9
11	Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	7.10
12	Проверка абсолютной погрешности часов, проверка функционирования синхронизации в системе единого времени АИИС КУЭ	7.11
13	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.12
14	Определение метрологических характеристик измерительных каналов	7.13

Таблица 2.2 Средства проведения поверки

Наименование средства измерения	Метрологические характеристики
Радиочасы РЧ-011	Пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени ЭСЧВ, ± 100 мкс.
Термогигробарометр автоматизированный ТГБА-1	Диапазон измерений: температура от минус 60 до 50 °С, погрешность $\pm 0,2$ °С; относительная влажность воздуха от 10 до 98 %, относительная погрешность ± 3 % при температуре от 0 до 50 °С, ± 5 % при температуре от минус 30 до 0 °С; атмосферное давление от 600 до 1080 гПа, относительная погрешность $\pm 0,3$ гПа.
Переносной компьютер	С оптическим преобразователем «оптический кабель» и программным обеспечением «Конфигуратор счётчиков» для чтения данных со счетчиков
прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин Энерготестер ПКЭ-А	Диапазон измерений: переменного тока от 0 до 10 А, относительная погрешность $\pm 0,5$ %; частоты переменного тока f от 45 Гц до 75 Гц, абсолютная погрешность $\pm 0,01$ Гц; активной электрической мощности от $0,01P_n$ до $2,25P_n$, относительная погрешность $\pm 0,5$ %

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии Альфа А1800 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденным в 2012г.;
- средства поверки счетчиков электрической энергии ЕвроАльфа в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- средства поверки счетчиков электрической энергии Меркурий 234 в соответствии с документом «Счётчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки. АВЛГ.411152.033 РЭ1», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 01 сентября 2011 г.;
- средства поверки счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК в соответствии с документом «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011 г.;
- средства поверки счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

– средства поверки УССВ-2 в соответствии с документом МП-РТ-1906-2013 (ДЯ-ИМ.468213.001 МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.

3. Условия поверки и подготовки к ней

При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- 1) температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С;
- 2) относительная влажность от 30 до 80 %;
- 3) напряжение питающей сети (220 ± 22) В,
- 4) частота (50 ± 1) Гц;
- 5) атмосферное давление от 86 до 106,7 кПа.

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

4. Требования безопасности

При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные действующими «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и действующими «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

5. Требования к квалификации поверителей

К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в порядке, установленном Росстандартом России.

6. Подготовка к поверке

6.1 Перед проведением поверки решается комплекс организационных вопросов, связанных с процессом поверки, в соответствии с порядком, принятым на предприятии. Проводится инструктаж персонала, участвующего в поверке.

Средства поверки и вспомогательные технические средства следует применять в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них.

Проводится ознакомление со структурой и работой ИК по эксплуатационной документации.

6.2 Для проведения поверки поверителю представляют следующую документацию, оригиналы либо копии:

- описание типа АИИС КУЭ;
- паспорт-формуляр АИИС КУЭ ТЭМП ЭЭ.065344.047.ПФ с перечнем измерительных каналов.
- свидетельства о поверке СИ, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической поверке);
- действующие паспорта-протоколы ИК (точек учета);

6.3 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, центрального компьютера, АРМ; по размещению эталонов, СИ и вспомогательного оборудования, отключению в необходимых случаях поверяемых СИ от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования.

6.4 Проверка условий эксплуатации АИИС КУЭ и её компонентов

В ходе выполнения данной проверки производится обследование климатических усло-

вий в помещениях, где размещены компоненты АИИС КУЭ, а также параметров сети питания. Проводится измерение и регистрация температуры, относительной влажности с помощью термогигробарометра, и напряжения сети питания с помощью вольтметра.

Составляются протоколы, в которых отражаются предельные отклонения от нормальных значений, каждого подлежащего контролю внешнего влияющего фактора. Допускается выполнять измерение и регистрацию значений климатических условий путем периодических измерений. Периодичность измерений в этом случае должна быть не более 2 часов.

При наличии документов с подтверждающими данными по условиям эксплуатации, указанные измерения допускается не проводить, используя данные из вышеуказанных документов.

Фактические условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ, определенные при выполнении данной проверки, должны удовлетворять регламентированным рабочим условиям применения.

7. Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие пломб либо клейм.

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

7.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорте-формуляре АИИС КУЭ ТЭМП ЭЭ.065344.047.ПФ.

Заводские номера компонентов системы, указанные на их шильдиках, должны совпадать с номерами, указанными в эксплуатационных документах – паспорте системы. Средства измерений, входящие в состав информационно-измерительной системы должны быть зарегистрированы в Государственном реестре, иметь действующие свидетельства о поверке (оттиски поверительных клейм).

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

7.2 Подтверждение соответствия программного обеспечения (ПО).

Проверка идентификационных данных программного обеспечения происходит на сервере, где установлено программное обеспечение «АльфаЦЕНТР». Для определения номера версии метрологически значимого программного компонента или модуля необходимо осуществить просмотр дополнительных сведений/свойств файлов соответствующего программного компонента или модуля путем нажатия правой кнопки мышки. В открывшейся форме выбрать закладку «Подробно», где в таблице «Описание» найти строку «Версия файла».

Для расчета и проверки правильности MD5 суммы для выбранных файлов следует использовать программу Portable MD5 GUI (разработчик Toast442.org).

При этом наименование файла MD5 должно строго соответствовать наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Полученные данные необходимо сравнить с указанными в описании типа.

7.2.1 Результаты проверки считают удовлетворительными, если данные полностью совпадают.

7.3 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД, УССВ. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых менее 3 месяцев, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

7.3.1 Результаты проверки считают удовлетворительными, если предоставлены действующие свидетельства о поверке на все измерительные компоненты.

7.4 Проверка счетчиков электрической энергии

7.4.1 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 энерготестера. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

7.4.2 Проверяют работу сегментов индикатора счетчика, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

7.4.3 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.

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

7.4.5 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.4.1-7.4.4 соблюдены.

7.5 Проверка УСПД

7.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

7.5.2 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.

7.5.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

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

7.5.5 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.5.1-7.5.4 соблюдены.

7.6 Проверка функционирования компьютера АИИС КУЭ.

7.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

7.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

7.6.3 Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ 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.

7.6.4 Проверяют работу аппаратных ключей - физических Hasp-ключей. Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу. Работа аппаратных признается успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

7.6.5 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.6.1-7.6.4 соблюдены.

7.7 Проверка функционирования вспомогательных устройств и устройства синхрониза-

ции времени (УСВ).

7.7.1 Проверка функционирования модемов (при их наличии в ИК). 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.

7.7.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса/мультиплексоров (при их наличии в ИК). Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS-232. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

7.7.3 Проверка функционирования УСВ. Произвести проверку индикации питания УСВ, затем проверить записи в журнале событий, подтверждающий синхронизацию компонентов системы (проверка производится методом, указанным в п. 7.12.2). Проверка считается успешной, если записи журнала по всем точкам учета отображают величину рассинхронизации часов счетчика не более 2 с и подтверждают успешную синхронизацию.

7.7.4 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.7.1-7.6.3 соблюдены.

7.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

7.8.1 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.

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

При помощи энерготестера измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25 - 1,0) $S_{ном}$.

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 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.

7.9 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

7.9.2 При помощи энерготестера измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25 - 1,0) $S_{ном}$.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измеритель-

ный 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.

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

7.10.1 При помощи энерготестера измеряют падение напряжения Ул 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».

7.10.2 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 межповерочного интервала 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.

7.11 Проверка абсолютной погрешности часов.

7.11.1 Включают питание и запускают тестирующую программу центрального компьютера в режиме индикации текущего значения системного времени. К центральному компьютеру подключаются радиочасы и запускается технологическая программа TimeSync. В момент, когда на дисплее появится ровно одна минута следующего часа, следует произвести синхронизацию центрального компьютера и радиочасов. Через сутки провести измерения в конце того же часа и определить разницу показаний:

$$\Delta_{\text{суточная}} = t_2 - t_1, \quad (1)$$

где t_1 - время определенное радиочасами;

t_2 - время центрального компьютера.

7.11.2 Результаты проверки считают удовлетворительными, если абсолютная погрешность часов за сутки не превышает ± 5 с.

7.12 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.

7.12.1 На центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭ 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 устра-

ненным отказом какого-либо компонента системы.

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

7.12.3 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.

7.12.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 7.12.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда учетного значения.

7.12.5 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.12.1-7.12.4 соблюдены.

7.13. Определение метрологических характеристик ИК.

Примечание: Операции по п. 7.13 (расчет метрологических характеристик каналов) производятся в случае замены отдельных измерительных компонентов АИИС КУЭ, после предоставления собственником АИИС КУЭ Акта замены компонента и заявки на поверку с перечнем каналов, подвергшихся замене компонентов.

7.13.1. Общие положения.

7.13.1.1. Для определения метрологических характеристик (далее - МХ) ИК системы всем расчетам, предусмотренным методикой поверки, предшествует установление исходных данных для определения погрешностей ИК.

7.13.1.2. Исходные предположения для вычисления погрешностей.

Погрешности измерительных трансформаторов и электросчетчика относятся к инструментальным погрешностям.

При наличии на объекте УСПД, оснащенного средствами отображения информации в именованных величинах энергии и мощности и отсчета времени, определение метрологических характеристик АИИС КУЭ проводят только для ИК, включающего измерительные трансформаторы, счетчики, линии связи от счетчиков до УСПД. Линии передачи данных от УСПД к модему не влияют на погрешность измерений в силу цифрового характера передачи данных. В этом случае на АРМ должен проверяться запрет несанкционированного доступа к измерительной информации и точность часов в УСПД, которая влияет на погрешность измерений времени в ИК. Если ЭВМ присоединена к ИК, работает только в режиме индикации и не участвует в процессе измерений, то эту ЭВМ не включают в состав измерительно-вычислительных каналов системы.

Погрешность часов в АИИС КУЭ определяется погрешностью часов центрального компьютера и погрешностью, обусловленной запаздыванием в линии передачи данных сигналов корректировки, поступающих от центрального компьютера 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 φ_{\max} до φ_{\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.

7.13.2. Порядок расчета МХ для ИК энергии и мощности.

Операции данного пункта методики поверки проводятся для каждого канала в отдельности.

7.13.2.1. Определение погрешности измерения электрической энергии, обусловленной угловыми погрешностями ТН и ТТ.

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

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

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

формуле:

$$\delta_{\theta_Q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi} \quad (3)$$

В формулах приведены следующие обозначения:

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

7.13.2.2. Определение погрешности счетчика.

7.13.2.2.1. Определение погрешности счетчика в соответствии с методикой поверки, проводится в следующей последовательности:

- убедитесь, что измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, обесточены и их высоковольтные входы заземлены (питание счетчика должно осуществляться от резервного источника);

- отсоедините от счетчика электроэнергию, входящего в состав ИК, провода в распределительной коробке, идущие от трансформатора напряжения, и провода, идущие от трансформаторов тока;

- поверьте счетчик электрической энергии в соответствии с методикой поверки multifunctional счетчиков электрической энергии соответствующего типа.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности счетчика) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.13.2.2.2. Определение погрешности счетчика при измерении 30-ти минутных профилей электроэнергии, проводится в следующей последовательности:

- определите погрешность счетчика в режиме измерения активной и реактивной электрической энергии в соответствующих точках диапазона тока нагрузки.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности счетчика) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.13.2.3. Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и

реактивной электрической энергии и мощности, определяются композицией пределов допускаемых значений погрешностей трансформаторов напряжения, тока и счетчиков электроэнергии в реальных условиях эксплуатации и практически не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации информационных каналов. Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерения электроэнергии в АИИС КУЭ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 2 единицы младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Расчет доверительных границ относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности равной 0,95 производится по формуле:

$$\delta_{w(Q)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta p(Q)}^2 + \delta_A^2 + \delta_{y.c}^2 + \delta_{c.oW p(Q)}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c_j}^2} \quad (4)$$

В формуле приведены следующие обозначения:

- δ_J - пределы относительной погрешности измерения тока ТТ, %;
- δ_U - пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН, %;
- $\delta_{\theta p(q)}$ - пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;
- δ_A - относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;
- $\delta_{y.c}$ - основная относительная погрешность часов в АИИС КУЭ, %;
- $\delta_{c.oW p(q)}$ - пределы основной относительной погрешности счетчика при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;
- суммарная дополнительная относительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;
- $\sum_{j=1}^l \delta_{c_j}$ гии, %;

7.13.4 Результаты проверки считают удовлетворительными, если пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии, рассчитанные для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ, удовлетворяют требованиям описания типа АИИС КУЭ.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанной погрешности ИК) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

8. Оформление результатов поверки

8.1. Результаты поверки оформляются записью в протоколе поверки.

8.2. При положительных результатах поверки выдается свидетельство о поверке установленной формы.

8.3. При отрицательных результатах поверки система к эксплуатации не допускается и выписывается извещение о непригодности, с указанием причин непригодности.

Методика разработана:

ведущий инженер отдела испытаний
продукции ФБУ «Нижегородский ЦСМ»



А.Б. Никольский