

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

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора
по производственной метрологии
ФГУП «ВНИИМС»



Н. В. Иванникова

2017 г.

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ)
ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту
НПС-20 (1-ая пусковая очередь)**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

СТАД 421458.015 МП

(с изменением № 1)

Москва 2017 г.

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь) (далее – АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь)). Поверке подлежат измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь), по которым производится расчетный (коммерческий) учет электрической энергии.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

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

Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Интервал между поверками - 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке АИИС КУЭ с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

(Изменённая редакция, Изм. № 1)

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ КАНАЛАМ

1.1. Погрешность измерений электрической энергии и мощности в основном определяется погрешностями измерительных трансформаторов напряжения (ТН), трансформаторов тока (ТТ) и электросчетчиков (Эсч).

ЛПД – линии передачи данных.

Структура ИК приведена на рис.1.

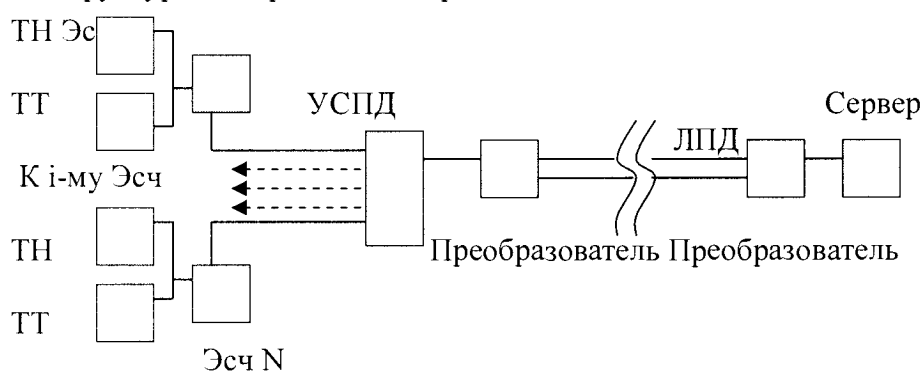


Рис.1

Такую структуру ИК используют в случае, когда применяются счетчики с цифровым выходом. В этом случае используют УСПД, через которые вся информация об энергопотреблении в цифровом виде с координатами времени и без искажений может быть передана на сервер по ее запросу.

УСПД в своем составе имеют цифровой вход, встроенные часы, электронную память и интерфейс связи с сервером. Каналы связи и преобразователи интерфейсов не вносят дополнительных погрешностей в ИК, потому что передаче подлежит только цифровая информация, и протоколы обмена имеют защиту от искажения помехами. В случае сбоя при передаче данных запрос повторяется, что делает процесс измерений устойчивым к сбоям. При повреждении каналов связи роль сервера может выполнять переносной компьютер.

Точность измерений электрической энергии по одному каналу и по группе каналов характеризуется пределом допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95 и пороговой мощностью, ниже которой идет учет электроэнергии без нормирования точности. При измерении количества электрической энергии, оплачиваемой по тарифу, зависящему от времени суток, точность канала дополнительно характеризуется абсолютной погрешностью измерений системного времени.

Точность измерений электрической мощности по одному каналу и по группе каналов характеризуется:

- пределом относительной погрешности электрической мощности при доверительной вероятности 0,95;
- диапазоном мощности, измеряемой с нормированной точностью.

Поскольку все компоненты системы, участвующие в измерении и вносящие погрешность, должны быть метрологически годны согласно действующим свидетельствам о поверке, погрешность ИК оценивается расчетным методом. Исключение составляют погрешность и рассогласование по времени, так как они зависят от состояния каналов связи.

Общая погрешность измерительного канала состоит из инструментальных и методических составляющих погрешностей. Инструментальные составляющие погрешности определяют по документации на конкретные типы средств измерений. Методические составляющие погрешности определяются расчетным путем с учетом метрологических характеристик средств измерений.

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**

№	Операции поверки	Номер пункта методики поверки
1	2	3
1	Подготовка к поверке	6
2	Подтверждение соответствия ПО СИ	7.1
3	Внешний осмотр	7.2
4	Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь)	7.3
5	Проверка счетчиков электрической энергии	7.4
6	Проверка УСПД	7.5

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
7	Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь)	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 погрешности системного времени	7.11
13	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.12
14	Оформление результатов поверки	8

Таблица 2.1 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

Допускается проведение поверки с применением рабочих эталонов и вспомогательных средств поверки, не указанных в таблице, но обеспечивающих определение и контроль метрологических характеристик с требуемой точностью.

Таблица 2.2 – Средства проведения поверки

Наименование средства измерения	Метрологические характеристики
Радиочасы МИР РЧ-01	Пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC, ± 1 мкс.
Измеритель многофункциональный SKYWATCH модели GEOS N11	От минус 40 до +85 °С, погрешность $\pm 0,5$ °С; Относительная влажность воздуха от 1 до 100 %, относ. погрешность ± 2 %, температура от +15 до +30 °С; Атмосферное давление от 630 до 800 мм рт. ст., относит. погрешность $\pm 0,5$ %;
Вольтамперфазометр «Парма ВАФ®-А(М)»	Диапазон измерений от 0,1 до 10 А. Предел основной погрешности измерения силы тока $\pm(0,008 \cdot X + 0,01)$, где X- измеренное значение силы тока.
Мультиметр «Ресурс – ПЭ»	Границы относительной погрешности измерений полной мощности δ_S : - при значении тока от 0,25 до 7,5 А $\delta_S = \pm 0,5$ % от измеренного значения; - при значении тока от 0,05 до 0,25 А $\delta_S = \pm 1$ % от измеренного значения; - при значении тока от 0,01 до 0,05 А $\delta_S = \pm 4$ % от измеренного значения.

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;

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 (30-80) %;
- 3) напряжение питающей сети 220 В ± 10 %,
- 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 рабочих эталонов поверки.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

4.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

Раздел 4 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

5.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую рекомендацию и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

5.1 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

5.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «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 IV.

5.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «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.

5.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений 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.

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.

6.2 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

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

6.3 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные 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, установленно-го 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.

7. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1 Подтверждение соответствия ПО СИ

7.1.1 Проверка выполняется в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

7.1.1 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

7.1.2 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) на базе программного комплекса «Энергосфера», указанных в описании типа:

- наименование ПО;
- идентификационное наименование ПО;
- номер версии (идентификационный номер) ПО;
- цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

7.1.2 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

7.1.3 Идентификация ПО реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией-разработчиком СИ (ПО СИ);
- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

7.1.3 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

7.1.4 Результат подтверждения соответствия ПО считается положительным, если полученные идентификационные данные программных компонентов и модулей ПО СИ (номера версий (идентификационные номера) и цифровые идентификаторы) соответствуют идентификационным данным, приведенным в Описании типа.

7.2 Внешний осмотр

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

7.2.2 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 ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь).

7.2.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь).

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

7.3 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь)

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД, устройств синхронизации времени. 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.

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

7.4.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, 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.

7.5 Проверка УСПД

7.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подключения 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 (удалён, Изм. № 1)

7.6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ ОАО «АК» Транснефть» в части ООО «Востокнефтепровод» по объекту НПС-20 (1-ая пусковая очередь)

7.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

7.6.3 Проверяют защиту программного обеспечения на сервер 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.

7.6.3 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

7.6.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти сервера.

7.6.4 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

7.7 Проверка функционирования вспомогательных устройств

7.7.1 (удалён, Изм. № 1)

7.7.2 Проверка функционирования модемов. Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков. Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

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

7.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

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

Измерение мощности нагрузки на вторичные цепи ТН проводят в соответствии с МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика 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 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.

7.8.1 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

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 мультиметра измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) Sном.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика 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.

7.9.2 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

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

При помощи мультиметра 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.

7.11 Проверка погрешности системного времени

7.11.1 Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от сервера синхронизации времени ССВ-1Г. Расхождение показаний радиочасов с часами сервера не должно превышать значения, указанного в описании типа АИИС КУЭ. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

7.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – сервер в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допустимого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

7.11 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

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) системы 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 устранившимся отказом какого-либо компонента системы.

7.12.2 Распечатывают журнал событий счетчика, УСПД и сервера 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 единицу младшего разряда учтенного 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 единицу младшего разряда.

7.13 (Удалён, Изм. № 1)

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ, удовлетворяющее Приказу Минпромторга от 02.07.2015 г. №1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК, прошедших поверку. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

8.2 При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности удовлетворяющее Приказу Минпромторга от 02.07.2015 №1815 с указанием причин. В приложении к извещению указывают перечень ИК, не прошедших поверку.


Раздел 8 (Изменённая редакция, Изм. № 1)

Разработал:

Начальник отдела 201 ФГУП «ВНИИМС»

 И.М. Каширкина

Ведущий инженер отдела 201 ФГУП «ВНИИМС»

 Е.И. Кириллова