УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора ФГУП «СНИИМ»

Е.С. Коптев

«26» 02 2017 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала АО «Барнаульская тепломагистральная компания»

Методика поверки

МП-103-RA.RU.310556-2017

Настоящая методика поверки распространяется на каналы измерительные (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания» (далее – АИИС КУЭ), предназначенной для измерения активной и реактивной электрической энергии.

ИК АИИС КУЭ, состоят из информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) и информационных каналов связи.

Настоящая методика не распространяется на измерительные компоненты ИК (трансформаторы тока, напряжения, счетчики электрической энергии, ИВК), поверка которых осуществляется по нормативно-техническим документам, указанным в эксплуатационной документации на измерительные компоненты АИИС КУЭ.

Настоящая методика поверки устанавливает методы и средства поверки при первичной, периодической и внеочередной поверках АИИС КУЭ.

Первичная поверка АИИС КУЭ проводится при вводе в эксплуатацию или после ремонта. При вводе в эксплуатацию отдельных измерительных каналов операции поверки проводят только для вводимых в эксплуатацию измерительных каналов.

Периодическая поверка АИИС КУЭ проводится в процессе эксплуатации не реже одного раза в 4 года.

После замены измерительных компонентов на однотипные проводится внеочередная поверка АИИС КУЭ.

Перед проведением поверки следует ознакомиться с эксплуатационной документацией на измерительные компоненты АИИС КУЭ; документами, указанными в разделе 3 настоящей методики поверки, регламентирующими требования безопасности.

1 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

1.1 При поверке допускается не проверять измерительные каналы, выведенные из системы коммерческого учета.

1.2 В случае если проводят поверку ИК в связи с заменой измерительных компонентов ИК на однотипные, то операции поверки проводят только для измерительных каналов, в состав которых входят данные измерительные компоненты.

1.3 Содержание и последовательность выполнения работ по проверке измерительных каналов и ИК в целом должны соответствовать указаниям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	номер пункта	Вид поверки			
		Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов)	Периодическая	внеочередная, после замены	
				ТТ или ТН	Счетчиков или УСПД
Внешний осмотр:					
Проверка состава ИК	6.1.1	+	+	-	-
Проверка схем включения измерительных компонентов	6.1.2	+	+	-	-
Проверка отсутствия повреждений измерительных компонентов	6.1.3	+	+	-	-
Проверка последовательности чередования фаз	6.1.4	+	+	+	+*
Опробование	6.2	+	+	+	+
Подтверждение соответствия ПО	6.3	+	+	-	-
Проверка метрологических характеристик:					
Проверка отклонений меток времени, формируемых СОЕВ, относительно шкалы времени UTC	6.4.2	+	+	-	+
Проверка величины магнитной индукции	6.4.3	+	-	-	-
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ	6.4.4	+	+	-	-
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН	6.4.5	+	-	-	-
Проверка потерь напряжения в цепи «ТН-счетчик»	6.4.6	+	+	-	-
Примечание: «+» - операция выполняется, «-» - операция не выполняется; * - после замены счетчика, ТН или монтажных работ во вторичных цепях ТН.					

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

2.1 При проведении поверки используют средства измерений и вспомогательное оборудование, указанное в таблице 2.

Таблица 2

Операция	Эталоны и вспомогательное оборудование
6.2	Переносной персональный компьютер, оснащенный драйвером ИК-порта и с установленным программным обеспечением «Конфигуратор СЭТ», устройство сбора оптическое УСО-2

Операция	Эталоны и вспомогательное оборудование
6.4.2	Переносной персональный компьютер с программным обеспечением, обеспечивающим поддержку протокола NTP, и доступом в Интернет; NTP серверы, работающие от рабочих шкал Государственного первичного эталона времени, частоты и национальной шкалы времени и вторичных эталонов ВЭТ 1-5 и ВЭТ 1-7
6.4.3	Миллитесламетр портативный ТП2-2У-01 (погрешность измерения модуля вектора магнитной индукции 2,5%).
6.4.4, 6.4.5	Мультиметр АРРА-109, от 0 В до 200 В; 0,7%+80ед.мл.р.; вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», от 0 до 10 А, $(1+(0,1I_К/I_И-1))$%; измеритель комплексных сопротивлений «Вымпел» от 0,05 Ом до 5 Ом, ± [1,0+0,05·(|Zk|/|Zx| - 1)] %.
6.4.6	Мультиметр АРРА-109; от 0 В до 200 В; 0,7%+80ед.мл.р.
Допускается использовать другие средства измерений, обеспечивающие требуемую погрешность измерений.	

3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Условия поверки должны соответствовать рабочим условиям применения эталонов и вспомогательного оборудования.

4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При выполнении поверки следует выполнять требования безопасности в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

4.2 Поверитель допускается к выполнению работ в составе бригады в количестве не менее 2 человек, хотя бы один из которых имеет группу допуска по электробезопасности не ниже IV (до и свыше 1000 В).

5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

5.1 Обеспечить выполнение требований безопасности.

5.2 Изучить эксплуатационную документацию на ПО «Конфигуратор СЭТ».

5.3 Обеспечить выполнение условий поверки.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Внешним осмотром проверяют укомплектованность ИК измерительными компонентами, проверяют соответствие типов фактически использованных измерительных компонентов типам средств измерений, использование которых предусмотрено формуляром на ИК. Проверяют, имеются ли на все измерительные компоненты свидетельства о поверке или действующие результаты поверки, оформленные иным образом.

6.1.2 Внешним осмотром проверяют схемы подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии на соответствие проектной документации.

6.1.3 Визуально проверяют отсутствие повреждений доступных частей измерительных компонентов.

6.1.4 Визуально, по маркировке проводников в измерительных цепях и индикатору счетчиков, проверяют последовательность чередования фаз на каждом счетчике электрической энергии.

Результаты выполнения операции считают положительными, если состав измерительных каналов соответствует проектной документации; целостность корпусов измерительных компонентов не нарушена, пломбы и клейма сохранны, имеются действующие результаты поверки на каждый измерительный компонент, входящий в состав ИК;

размещение измерительных компонентов, схемы включения счетчиков электрической энергии, места прокладки вторичных цепей соответствуют проектной документации; последовательность чередования фаз прямая.

6.2 Опробование

6.2.1 Проверяют работоспособность связующих компонентов и вспомогательных устройств, счетчиков, ИВК, отсутствие ошибок информационного обмена. Проверка осуществляется анализом записей в журнале событий сервера баз данных, проверкой наличия в базе данных результатов измерений, сравнением результатов измерений, хранящихся в базе данных ИВК с результатами измерений, хранящимися в энергонезависимой памяти счетчиков электрической энергии.

6.2.2 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ», производят чтение журнала событий, хранящихся в памяти счетчиков. Считывают журналы событий ИВК и убеждаются в отсутствии записей об ошибках и аварийных ситуациях в ИВК, в том числе в отсутствии записей об ошибках связи.

6.2.3 Используя программное обеспечение ИВК убедиться, что коэффициенты трансформации трансформаторов тока, запрограммированные в ИВК соответствуют указанным в формуляре.

6.2.4 Через канал прямого доступа к счетчикам электрической энергии (оптопорт или цифровой интерфейс) с использованием программы конфигурирования счетчика «Конфигуратор СЭТ» считывают из архива каждого счетчика в составе ИК результаты измерений количества активной и реактивной электрической энергии за предшествующие сутки или за те сутки, в которых суточное приращение электрической энергии не равно нулю. Убеждаются в том, что коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках равны единице.

6.2.5 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения, установленного на ИВК, сформировать выходной XML файл, содержащий результаты измерений за ту же дату, что и результаты измерений, полученные непосредственно со счетчиков электрической энергии при выполнении 6.2.4.

Рассчитывают количество потребленной активной и реактивной электрической энергии за контрольный интервал времени по формулам:

$$W^A_i = K_{Ii} \cdot K_{Ui} \cdot \Delta T \cdot kp \cdot N^A_{счi},\ кВт \cdot ч$$

$$W^P_i = K_{Ii} \cdot K_{Ui} \cdot \Delta T \cdot kq \cdot N^P_{счi},\ квар \cdot ч \qquad (1)$$

где i – номер измерительного канала;

K_{Ii} – коэффициент трансформации трансформаторов тока, использованных в i-ом измерительном канале;

K_{Ui} – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, использованных в i-ом измерительном канале;

ΔT – интервал времени, на котором счетчиком осуществлялось интегрирование, ч;

$N^A_{счi}$ – число импульсов, отраженное в профиле активной мощности счетчика за i-ый получасовой интервал контрольных суток, кВт;

$N^P_{счi}$ – число импульсов, отраженное в профиле реактивной мощности счетчика за i-ый получасовой интервал контрольных суток, кВт;

kp – вес импульса в профиле активной мощности счетчика, кВт·ч/имп.;

kq – вес импульса в профиле реактивной мощности счетчика, квар·ч/имп.

Сравнивают результаты расчета по формулам (1) с результатами измерений, содержащимися в выходном файле, полученном на ИВК.

Результаты выполнения проверки считают положительными, если журналы событий не содержат записей об аварийных ситуациях и ошибках информационного обмена; результаты вычислений по формуле (1) не отличаются от результатов полученных с помощью программы чтения данных из базы данных ИВК АИИС КУЭ, более чем на целые части киловатт-часа.

6.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.3.1 Проверяют соответствие цифрового идентификатора метрологически значимой части ПО, указанному в описании типа АИИС КУЭ. Проверку проводят путем расчета цифрового идентификатора. В качестве программного обеспечения для расчета цифрового идентификатора допускается использовать любое программное обеспечение, реализующее алгоритм, описанный в RFC 1321.

6.3.2 Результаты проверки считают удовлетворительными, если цифровой идентификатор соответствует, указанному в описании типа АИИС КУЭ. Идентификационные признаки ПО приводят в свидетельстве о поверке.

6.4 Проверка метрологических характеристик.

6.4.1 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ при измерении времени проверяются комплектным методом, при измерении электрической энергии – поэлементным. ИК АИИС КУЭ обеспечивают нормированные характеристики погрешности измерения электрической энергии при использовании поверенных измерительных компонентов и при выполнении рабочих условий их применения, установленных в технической документации на АИИС КУЭ.

6.4.2 Проверить величину отклонений меток времени, формируемых СОЕВ, относительно шкалы времени UTC.

6.4.2.1 Значения отклонений меток времени, формируемых СОЕВ, относительно шкалы времени UTC равны поправкам часов измерительных компонентов, формирующих метки времени, с которыми соотносятся результаты измерений или записи в журналах событий.

6.4.2.2 Синхронизуют часы переносной персональной ЭВМ с часами любого тайм-сервера из группы тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ» (ntp1.imvp.ru, ntp2.imvp.ru или ntp3.imvp.ru) с использованием протокола NTP.

6.4.2.3 Сравнивают показания часов сервера в составе ИВК с показаниями эталонных часов и определяют поправку $\Delta t_{ИВК}$.

6.4.2.4 Сравнивают показания эталонных часов с показаниями часов счетчиков электрической энергии и фиксируют для каждого счетчика разность показаний его часов и эталонных часов (поправки $\Delta t_{счi}$, где i – номер счетчика).

6.4.2.5 Операцию 6.4.2.4 проводят не позднее, чем через 48 часов после установки часов ЭВМ, а операции 6.4.2.3 – не позднее, чем через 24 часа после установки часов ЭВМ.

Результаты проверки считают удовлетворительными, если поправки часов счетчиков электрической энергии ($\Delta t_{счi}$) не превышают ±5 с, а поправка часов ИВК ($\Delta t_{ИВК}$), не превышает ±1 с.

6.4.3 Проверяют величину магнитной индукции в месте расположения счетчиков электрической энергии

6.4.3.1 Выполняют измерение модуля вектора магнитной индукции на частоте 50 Гц в непосредственной близости от счетчиков электрической энергии миллитесламетром портативным ТП2-2У.

Результаты проверки считают удовлетворительными, если величина модуля вектора магнитной индукции не превышает 0,05 мТл.

6.4.4 Проверяют мощность нагрузки на вторичные обмотки ТТ

6.4.4.1 Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку каждого ТТ осуществляют в соответствии с аттестованной методикой выполнения измерений, например, в соответствии с методикой «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» и аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

Результаты проверки считают удовлетворительными, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов тока лежит в пределах установленной ГОСТ 7746.

6.4.5 Проверяют мощность нагрузки на вторичные обмотки ТН

6.4.5.1 Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку ТН осуществляют в соответствии с аттестованной методикой выполнения измерений, например, в соответствии с методикой «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» и аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563

Результаты ***проверки считают удовлетворительными***, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов напряжения лежит в пределах, установленных ГОСТ 1983 (от 25 до 100% номинального значения, указанного в паспортах трансформаторов).

6.4.6 Проверяют падение напряжения в цепи «ТН – счетчик».

6.4.6.1 Проверку падения напряжения в цепи «трансформатор напряжения – счетчик» проводят измерением падения напряжения в соответствии с аттестованной методикой измерений, например, в соответствии с методикой «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» и аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

Результаты проверки считают положительными, если ни в одном случае измеренное значение потерь напряжения не превышает 0,25%.

7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке; поверительное клеймо наносится на свидетельство о поверке.

7.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке делается запись «Настоящее свидетельство о поверке действительно при наличии действующих результатов поверки на все измерительные компоненты, перечисленные в Приложении к нему», указывают цифровой идентификатор программного обеспечения. Цифровой идентификатор допускается указывать в приложении к свидетельству о поверке.

7.3 В приложении к свидетельству о поверке приводится перечень измерительных каналов, которые были проверены в рамках поверки и сведения о входящих в их состав измерительных компонентах с указанием их типов и заводских номеров. Пример оформления Приложения к свидетельству о поверке приведен в Приложении А.

7.4 В случае получения отрицательных результатов поверки свидетельство о поверке аннулируют, гасят клеймо о поверке, оформляют извещение о непригодности с указанием причин несоответствия.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

А.1 Пример оформления приложения к свидетельству о поверке

Перечень ИК АИИС и измерительных компонентов в их составе

№ п/п	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип	Зав. №
…	…	…	…	…	…

Поверитель _____ /ФИО, должность/ Дата «___»_____г.

(оттиск клейма)