

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ФГУП «СНИИМ»



/ В.Ю. Кондаков

«04» мая 2018 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго»  
ООО «Газпром трансгаз Югорск» Комсомольское ЛПУ  
Методика поверки

МП-136-РА.RU.310556-2018

Новосибирск

2018

Настоящая методика поверки распространяется на измерительные каналы системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Югорск» Комсомольское ЛПУ (далее по тексту – АИИС КУЭ).

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

Перечень и состав ИК приведен в формуляре АИИС КУЭ.

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

Первичная поверка АИИС КУЭ проводится при вводе в эксплуатацию или после ремонта.

При вводе в эксплуатацию отдельных измерительных каналов, замене измерительных компонентов операции поверки проводят только для вводимых в эксплуатацию или изменяемых 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 4 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 при поверке АИИС КУЭ должны соответствовать указаниям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1 – содержание и последовательность выполнения работ при поверке АИИС КУЭ

Наименование операции	номер пункта	Вид поверки			
		Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов)	Периодическая	Внеочередная. После замены	
				ТТ или ТН	Счетчиков
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	+	+	+	+
Идентификация ПО	6.3	+	+	-	-
Проверка метрологических характеристик:					
Проверка отклонений меток времени	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 – средства поверки

Номер пункта документа по поверке	Эталоны, основные и вспомогательные средства поверки
6.4.1	Переносной персональный компьютер, оснащенный драйвером ИК-порта и с установленным программным обеспечением для опроса счетчиков электроэнергии
6.4.2	NTP-серверы, работающие от сигналов рабочих шкал Государственного первичного эталона времени и частоты ГЭТ 1-2012
6.4.2	Переносной персональный компьютер с программным обеспечением, обеспечивающим поддержку протокола NTP, и доступом в Интернет.
6.4.3, 6.4.4, 6.4.5, 6.4.6	Миллитесламетр ТП2-2У-01 $\pm 2,5\%$ ; Мультиметр цифровой Fluke 289 от 0 до 200 В; $\pm(0,7\%+80\text{ед.мл.р.})$ ; Клещи токовые АТК-1001 от 0 до 40 А; $\pm(0,015\cdot I+5\text{ед.мл.р.})$ А; измеритель комплексных сопротивлений «Вымпел» от 0,05 до 5 Ом, $\pm[1,0+0,05\cdot( Z_k / Z_x  - 1)] \%$
Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.	

2.2 Для проведения поверки измерительных компонентов в составе ИК и системы обеспечения единого времени (СОЕВ) используется оборудование, приведенное в следующих нормативных и технических документах по поверке:

- для измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- для измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- для счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» ДИЯМ.411152.018 МП утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки» ДИЯМ.411152.018 МП утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
- для устройства сбора и передачи данных RTU-327 в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.
- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М по документу ИГЛШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации Часть 2. Методика поверки» утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.

## 3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Условия поверки должны соответствовать рабочим условиям применения средства измерений и вспомогательного оборудования в соответствии с их описаниями типов, паспортами или руководствами пользователя.

## 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 технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

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 оборудование, указанное в таблице 2, и программное обеспечение для опроса счетчиков электроэнергии.

5.3 Обеспечить выполнение условий поверки.

## 6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Внешним осмотром проверяют укомплектованность АИИС КУЭ измерительными компонентами, проверяют соответствие типов фактически использованных измерительных компонентов типам средств измерений, использование которых предусмотрено проектной документацией (перечень измерительных компонентов приведен в формуляре). 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 считать положительными**, если состав измерительных каналов соответствует формуляру и, при наличии, акту замены измерительных компонентов; целостность корпусов измерительных компонентов не нарушена, пломбы и клейма сохранны, имеются действующие результаты поверки на каждый измерительный компонент, входящий в состав измерительных каналов АИИС КУЭ; 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, контроллеров и сервера баз данных, 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 АИИС КУЭ с результатами измерений, хранящимися в энергонезависимой памяти счетчиков электрической энергии ИК.

6.2.2 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения ИВК, производят чтение журналов событий, хранящихся в памяти счетчиков. Убеждаются в отсутствии записей об ошибках и аварийных ситуациях в счетчиках электроэнергии, убеждаются в отсутствии записей об ошибках связи.

6.2.3 Через канал прямого доступа к счетчикам электрической энергии (оптопорт или цифровой интерфейс) с использованием программы конфигурирования счетчиков «Metercat» или «Конфигуратор СЭТ4-ТМ» считать из архива каждого счетчика результаты измерений количества активной и реактивной электрической энергии за предшествующие сутки или за те сутки, в которых суточное приращение электрической энергии не равно нулю. Убедиться в том, что коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках равны единице.

6.2.4 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения ПО «АльфаЦентр», установленного на ИВК, сформировать отчетный документ с результатами измерений за ту же дату, что и результаты измерений, полученные непосредственно со счетчиков электрической энергии при выполнении 6.2.1.

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

$$\begin{aligned} W_{i}^A &= K_{ii} \cdot K_{Ui} \cdot W_{счi}^A, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \\ W_{i}^P &= K_{ii} \cdot K_{Ui} \cdot W_{счi}^P, \text{ квар}\cdot\text{ч} \end{aligned} \quad (1)$$

где  $i$  – номер измерительного канала АИИС КУЭ;

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

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

$W_{счi}^A$  – приращение активной электроэнергии, учтенное в архиве счетчика  $i$ -го измерительного канала за контрольные сутки, кВт·ч;

$W_{счi}^P$  – приращение реактивной электроэнергии, учтенное в архиве счетчика  $i$ -го измерительного канала за контрольные сутки, квар·ч.

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

**Результаты выполнения проверки считать положительными**, если журналы событий не содержат записей об аварийных ситуациях и ошибках информационного обмена; коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках равны единице; считанные со счетчиков приращения электроэнергии и рассчитанные на их основе по формуле (1) приращения электроэнергии в точке измерений не отличаются от данных, полученных из базы данных АИИС КУЭ, более чем на единицу кВт·ч (квар·ч).

### 6.3 Идентификация ПО

6.3.1 Используя программное обеспечение для расчета контрольных сумм MD5 вычислить контрольные суммы файлов метрологически значимой части ПО.

6.3.2 В качестве программного обеспечения для расчета контрольных сумм допускается использовать любое программное обеспечение, реализующее алгоритм, описанный в RFC 1321, например, Microsoft (R) File Checksum Integrity Verifier (Windows-KB841290-x86-ENU.exe).

6.3.3 Посчитать контрольную сумму и сравнить с данными, приведенными в описании типа.

**Результаты выполнения проверки считать положительными**, если вычисленная контрольная сумма файла метрологически значимой части ПО соответствуют значению, указанному в описании типа.

### 6.4 Проверка метрологических характеристик.

6.4.1 Метрологические характеристики АИИС КУЭ при измерении времени проверяются комплектным методом, при измерении электрической энергии – поэлементным. Измерительные каналы 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 Проверка отклонений меток времени.

6.4.2.1 В качестве вспомогательного устройства, хранящего шкалу времени UTC(SU), допускается использовать персональную ЭВМ, часы которой устанавливаются сервером точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ» на базе Государственного эталона времени и частоты с использованием протокола NTP. Отклонения меток времени, формируемых СОЕВ от шкалы UTC(SU) равны значениям поправки часов счетчиков.

6.4.2.2 Сравнить показания часов УСПД с показаниями часов персональной ЭВМ и определить поправку  $\Delta t_{УСПД}$ .

6.4.2.3 Сравнить показания часов персональной ЭВМ с показаниями часов счетчиков электрической энергии и зафиксировать для каждого счетчика разность показаний его часов и эталонных часов (поправки  $\Delta t_{счi}$ , где  $i$  – номер счетчика).

**Результаты проверки считают удовлетворительными**, если поправки часов счетчиков электрической энергии ( $\Delta t_{\text{сч}}$ ) не превышают  $\pm 5$  с, поправка УСПД ( $\Delta t_{\text{УСПД}}$ ), не превышает  $\pm 1$  с.

6.4.3 Проверка величины магнитной индукции в месте расположения счетчиков электрической энергии

6.4.3.1 Выполнить измерение модуля вектора магнитной индукции на частоте 50 Гц в непосредственной близости от счетчиков электрической энергии миллитесламетром портативным ТП2-2У-01.

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

6.4.4 Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ

Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку каждого ТТ осуществляют в соответствии с аттестованной методикой выполнения измерений, например, в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» и зарегистрированной в информационном фонде по обеспечению единства измерений под №ФР.1.34.2014.17814.

**Результаты проверки считать удовлетворительными**, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов тока лежит в пределах, установленных в ГОСТ 7746.

6.4.5 Проверка мощности 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 зарегистрированной в информационном фонде по обеспечению единства измерений под №ФР.1.34.2014.17814.

**Результаты проверки считать удовлетворительными**, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов напряжения лежит в пределах, установленных ГОСТ 1983.

6.4.6 Проверка падения 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 зарегистрированной в информационном фонде по обеспечению единства измерений под №ФР.1.34.2014.17814.

**Результаты проверки считать 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. Знак поверки 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».

7.3 В приложении к свидетельству о поверке приводится перечень измерительных каналов, по которым ведется коммерческий учет электроэнергии и сведения о входящих в состав АИИС КУЭ измерительных компонентах с указанием их типов и заводских номеров, идентификационных данных программного обеспечения. Пример оформления Приложения к свидетельству о поверке приведен в Приложении А.

7.4 При проведении внеочередной поверки приводить идентификационные признаки ПО не требуется.

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

Разработал:

Начальник сектора 113

 В.С. Крылов



А.1 Пример оформления приложения к свидетельству о поверке

Таблица А.1 – перечень ИК и измерительных компонентов в составе ИК АИИС КУЭ

№ИК	Диспетчерское наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	ПС 110/10 кВ «Геологическая», ЗРУ-10 кВ, яч.7 ф."КС 3-1"	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32139-06 зав. №05885, 05861	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05 зав. №1171	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 зав. №0808140559	УСПД RTU-327 Рег № 41907-09 зав. № 0011506
2	ПС 110/10 кВ «Геологическая», ЗРУ-10 кВ, яч.22 ф."КС 3-2"	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32139-06 зав. №05540, 06132	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05 зав. №1222	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 зав. №0808141886	
3	ПС 110/10 кВ «Геологическая», ЗРУ-10 кВ, яч.15 ф."КС 3-3"	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32139-06 зав. №05917, 05860	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05 зав. №1171	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 зав. №0808141908	
4	ПС 110/10 кВ «Геологическая», ЗРУ-10 кВ, яч.8 ф."КС 3-4"	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т. 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 32139-06 зав. №06200, 05869	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 20186-05 зав. №1222	СЭТ-4ТМ.03М кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12 зав. №0809140145	
5	ПС 110 кВ Омега, ЗРУ-10 кВ КС-11, 1СШ 10 кВ, яч.7 Ввод №1	ТПЛ-10 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59 зав. №1517, 1545	ЗНОЛП кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 46738-11 зав. №523, 521, 522	Альфа А1800, А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 зав. №01197475	УСПД RTU-327 Рег № 41907-09 зав. № 0011507
6	ПС 110 кВ Омега, ЗРУ-10 кВ КС-11, 2СШ 10 кВ, яч.8 Ввод №2	ТПЛ-10 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59 зав. №1516, 1544	ЗНОЛП кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 46738-11 зав. №509, 519, 524	Альфа А1800, А1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 зав. №01197482	
7	ПС 110 кВ Омега, ЗРУ-10 кВ КС-11, 2СШ 10 кВ, яч.20	ТПЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 1276-59 зав. №22254, 40026	НТМИ-10-66 кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 831-69 зав. №5881	Альфа А1800, А1805RAL-P4GB-DW-4 кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06 зав. №01312901	

№ИК	Диспетчерское наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
8	ПС 110 кВ Новокомсомольская, ЗРУ-10 кВ КС-20, 1СШ 10 кВ, яч.17 Ввод №1	ТЛП-10 кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег. № 30709-07 зав. №8485, 8484	ЗНОЛП кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 46738-11 зав. №143, 257, 282	Альфа А1800, А1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 зав. №01197490	УСПД RTU-327 Рег № 41907-09 зав. № 0011508
9	ПС 110 кВ Новокомсомольская, ЗРУ-10 кВ КС-20, 2СШ 10 кВ, яч.18 Ввод №2	ТЛП-10 кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 Рег. № 30709-07 зав. №8483, 8486	ЗНОЛП кл.т. 0.5 Ктн = 10000/100 Рег. № 46738-11 зав. №143, 257, 282	Альфа А1800, А1802RALQ-P4GB- DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06 зав. №01197456	