

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» КС-26 «Путятинская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» КС-26 «Путятинская» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений. Количество измерительных каналов 16.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2015, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2015 и счетчики активной и реактивной электроэнергии в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52320-2005 и в режиме измерений реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов

АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325L (УСПД), устройство синхронизации системного времени (УССВ) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер баз данных (БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» (ПО), устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места (АРМ) ООО «Газпром энерго», АО «Межрегионэнергосбыт», каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерений и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Для ИК №№ 1-16 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи стандарта RS-485 через преобразователь поступает в линию Ethernet коммутатора и далее от коммутатора – на входы Ethernet УСПД. В УСПД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и передача полученных данных на сервер ООО «Газпром энерго».

Сервер ООО «Газпром энерго» производит опрос УСПД по основному спутниковому каналу связи и в случае сбоя работы основного канала связи по резервному ГЧ GSM каналу. На сервере ООО «Газпром энерго» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных, оформление отчетных документов. Передача информации в АО «АТС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭ осуществляется по сети Internet с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP в виде отчетов в формате XML с возможностью использования электронно-цифровой подписи через автоматизированные рабочие места АО «Межрегионэнергосбыт» и ООО «Газпром энерго».

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными (макеты XML формата 80020, 80030) со смежной АИИС КУЭ АО «Межрегионэнергосбыт» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 65280-16).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени УССВ-16HVS и УССВ-35HVS, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников.

Сличение часов сервера ООО «Газпром энерго» с УССВ-35HVS производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов сервера выполняется при расхождении с УССВ-35HVS на величину более  $\pm 1$  с.

Сличение часов УСПД с УССВ-16HVS производится 1 раз в 30 минут, коррекция часов УСПД выполняется при расхождении с УССВ-16HVS на величину более  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и УСПД на величину более  $\pm 2$  с. Передача информации от счётчика электрической энергии до УСПД реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счётчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», имеющее сертификат соответствия № ТП 031-15 от 12.03.2015 г. в Системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерений. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с

Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает  $\pm 1$  единицы младшего разряда.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ, (уст. фазы)	ТН, (уст. фазы)	Счетчик	УСПД/УССВ /Сервер
1		2	3	4	5
1	ОРУ-220 кВ Т1 Ввод № 1	ТРЕ-14В 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 41106-09 (А, В, С)	НКФ-220-58 <sup>(1)</sup> 220000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 1382-60 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	RTU-325L Рег. № 37288-08/ УССВ- 16HVS, УССВ- 35HVS/ Stratus FT Server 4700 P4700-2S
2	ОРУ-220 кВ Т2 Ввод № 2	ТРЕ-14В 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 41106-09 (А, В, С)	НКФ-220-58 <sup>(2)</sup> 220000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 1382-60 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	ОРУ-220 кВ Т3 Ввод № 3	ТРЕ-14В 200/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 41106-09 (А, В, С)	НКФ-220-58 <sup>(3)</sup> 220000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 1382-60 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
4	ЗРУ-0,4 кВ ПС Глебово, 1СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-1 10 кВ	ТТИ-40 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-04 (А, В, С)	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
5	ЗРУ-0,4 кВ ПС Глебово, 2СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ ТСН-2 10 кВ	ТТИ-40 400/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 28139-04 (А, В, С)	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
6	РУ-0,4 кВ RM170, яч.6QF2, КЛ-3 0,4 кВ в сторо- ну АВ-1 ПС Глебово	ТШП-0,66 300/5 Кл.т. 0,5S Рег. № 15173-06 (А, В, С)	-	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
7	РУ-0,4 кВ RM170, яч.11QF2, КЛ-4 0,4 кВ в сторо- ну АВ-2 ПС Глебово	ТШП-0,66 300/5 Кл.т. 0,5S Пер. № 15173-06 (А, В, С)	-	A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	RTU-325L Пер. № 37288-08/ УССВ- 16HVS, УССВ- 35HVS/ Stratus FT Server 4700 P4700-2S
8	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ R1, яч.9R1	ТЛП-10 4000/5 Кл.т. 0,5 Пер. № 30709-05 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(4)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Пер. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	
9	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ R2, яч.9R2	ТЛП-10 4000/5 Кл.т. 0,5 Пер. № 30709-05 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(5)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Пер. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	
10	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ R3, яч.9R3	ТЛП-10 4000/5 Кл.т. 0,5 Пер. № 30709-05 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(6)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Пер. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	
11	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ 1QE10, яч.1E10	ТЛП-10-3 1500/5 Кл.т. 0,2S Пер. № 30709-08 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(7)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Пер. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	
12	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ 1QE20, яч.1E20	ТЛП-10-3 1500/5 Кл.т. 0,2S Пер. № 30709-08 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(8)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Пер. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	
13	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ 2QE10, яч.2E10	ТЛП-10-3 1500/5 Кл.т. 0,2S Пер. № 30709-08 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(9)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Пер. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Пер. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5
14	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ 2QE20, яч.2E20	ТЛП-10-3 1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30709-08 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(10)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	RTU-325L Рег. № 37288-08/ УССВ- 16HVS, УССВ- 35HVS/ Stratus FT Server 4700 P4700-2S
15	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ 3QE10, яч.3E10	ТЛП-10-3 1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30709-08 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(11)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
16	ПС 220 кВ Глебово, РУ-10 кВ 3QE20, яч.3E20	ТЛП-10-3 1500/5 Кл.т. 0,2S Рег. № 30709-08 (А, В, С)	ЗНОЛП <sup>(12)</sup> 10000:√3/ 100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 23544-02 (А, В, С)	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

4 <sup>(1)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 1 ОРУ-220 кВ Т1 Ввод № 1.

5 <sup>(2)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 2 ОРУ-220 кВ Т2 Ввод № 2.

6 <sup>(3)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 3 ОРУ-220 кВ Т3 Ввод № 3.

7 <sup>(4)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 8 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ R1, яч. 9R1.

8 <sup>(5)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 9 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ R2, яч. 9R2.

9 <sup>(6)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 10 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ R3, яч. 9R3.

10 <sup>(7)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 11 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ 1QE10, яч. 1E10.

11 <sup>(8)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 12 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ 1QE20, яч. 1E20.

12 <sup>(9)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 13 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ 2QE10, яч. 2E10.

13 <sup>(10)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 14 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ 2QE20, яч. 2E20.

14 <sup>(11)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 15 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ 3QE10, яч. 3E10.

15 <sup>(12)</sup> – Указанные трансформаторы напряжения подключены к одному счетчику измерительного канала № 16 ПС 220/10/10/10 кВ Глебово, РУ-10 кВ 3QE20, яч. 3E20.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ( $\pm d$ ), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm d$ ), %
1-3	Активная	2,9	3,0
	Реактивная	4,4	4,7
4-7	Активная	2,8	2,9
	Реактивная	4,4	5,2
8-10	Активная	3,0	3,7
	Реактивная	4,6	6,0
11-16	Активная	1,7	2,8
	Реактивная	2,5	4,6

Примечания:

- 1 Характеристик погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)  
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P = 0,95$ .

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	16
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105 от 1 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности: - $\cos\varphi$ - $\sin\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счётчиков, °С	от 90 до 110 от 1 до 120  от 0,5 до 1,0 от 0,5 до 0,87 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +35

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее 90000</li> <li>среднее время восстановления работоспособности, ч 2</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее 100000</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч 24</li> </ul> <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее 35000</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч 2</li> </ul> <p>Сервера:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее 50000</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч 1</li> </ul>	
<p>Глубина хранения информации:</p> <p>счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее 111</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее 4</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее 45</li> <li>- при отключении питания, лет, не менее 5</li> </ul> <p>сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 3,5</li> </ul>	
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	± 5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
  - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
  - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
  - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
  - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
  - перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- в журнале событий УСПД:
  - факты параметрирования;
  - пропадание напряжения;
  - факты коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

**Защищённость применяемых компонентов:**

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика электрической энергии;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера.
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использование цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер БД.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТРЕ-14В	9
Трансформаторы тока измерительные	ТТИ-40	6
Трансформаторы тока шинные	ТШП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТЛП-10	9
Трансформаторы тока	ТЛП-10-1	18
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	27
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	13
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4
УСПД	RTU-325L	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ	2
Сервер	Stratus FT Server 4700 P4700-2S	1
ПО	«АльфаЦЕНТР»	1
Методика поверки	МП КЦСМ-149-2018	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.116	1

**Поверка**

осуществляется по документу МП КЦСМ-149-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Москва» КС-26 «Путятинская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ», ФБУ «Воронежский ЦСМ» 11.04.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124 РЭ1 «Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦСИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» от 10.09.2004 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦСИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;

- счётчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г., и документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки», утвержденным в 2012 г.;

- УСПД RTU-325L – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);

- миллитесламетр портативный универсальный ТП2-2У (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 16373-08);

- мультиметр «Ресурс – ПЭ-5» (2 шт.) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-07).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

**Сведения о методиках (методах) измерений**  
приведены в эксплуатационном документе.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

#### **Изготовитель**

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»  
(Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»)

ИНН: 7736186950

Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. Донгузская, д. 26

Юридический адрес: 460021, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11

Телефон (факс): (3532) 68-71-26 ((3532) 68-71-27)

E-mail: [info@of.energo.gazprom.ru](mailto:info@of.energo.gazprom.ru)

**Испытательные центры**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области»

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Телефон: (4712) 53-67-74

E-mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311913 от 24.10.2016 г.

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области»

Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Телефон: (473) 222-71-41

E-mail: [mail@csm.vrn.ru](mailto:mail@csm.vrn.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 08.12.2016 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.