

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Петровское ЛПУ МГ КС «Новопетровская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Петровское ЛПУ МГ КС «Новопетровская» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005, 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 на базе RTU-325 (далее - УСПД), устройство синхронизации системного времени на базе Garmin 35HVS (далее - УССВ-35HVS) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее - ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места (далее - АРМ) ООО «Газпром энерго», АО «Межрегионэнергообит», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы преобразователя интерфейсов и далее по сети Ethernet через коммутатор на входы УСПД. В УСПД происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление измерительной информации, ее хранение и передача на верхний уровень системы.

В качестве основного канала передачи данных от УСПД на сервер ООО «Газпром энерго» используется спутниковая сеть передачи данных. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному наземному каналу связи тональной частоты. 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 осуществляется по сети Internet с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML с возможностью использования электронно-цифровой подписи.

В АИИС КУЭ реализован информационный обмен данными (макеты XML формата 80020, 80030) со смежной системой: Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Межрегионэнергообьт», регистрационный номер № 65280-16.

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

Сличение часов сервера ООО «Газпром энерго» с УССВ-35HVS производится 1 раз в час, коррекция часов сервера выполняется при расхождении с УССВ-35HVS на величину более ± 1 с.

Сличение часов УСПД с УССВ-35HVS производится 1 раз в час, коррекция часов УСПД выполняется при расхождении с УССВ-35HVS на величину более ± 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 ± 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 ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение на базе ПО «АльфаЦЕНТР», идентификационные данные которого указаны в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК*			
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД		Основ- ная по- греш- ность, ± δ%	Погреш- ность в рабочих услови- ях, ± δ%		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
1	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш., яч.№8	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Г.р. №25433-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	EA05RAL-P3B- 4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97	RTU-325 Г.р. № 37288-08	актив- ная	1,1	3,4		
								реак- тивная	2,7	5,3
2	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 1 с.ш., яч.№10	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Г.р. №25433-03				EA05RAL-P3B- 4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4
								реак- тивная	2,7	5,3
3	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 1А с.ш., яч.№40	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 300/5 Г.р. №25433-03				EA05RAL-P3B- 4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4
								реак- тивная	2,7	5,3
4	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 1А с.ш., яч.№41	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 100/5 Г.р. №25433-03		EA05RAL-P3B- 4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4		
						реак- тивная	2,7	5,3		
5	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 1А с.ш., яч.№42	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Г.р. №25433-03		EA05RAL-P3B- 4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4		
						реак- тивная	2,7	3,9		
6	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 1А с.ш., яч.№44	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Г.р. №25433-03		EA05RAL-P3B- 4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4		
						реак- тивная	2,7	3,9		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
7	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш., яч.№13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Г.р. №25433-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	EA05RAL-P3B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97	RTU-325 Г.р. № 37288-08	актив- ная	1,1	3,4		
						реак- тивная	2,7	5,3		
8	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 2 с.ш., яч.№17	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Г.р. №25433-03		EA05RAL-P3B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97			актив- ная	1,1	3,4	
							реак- тивная	2,7	5,3	
9	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 3 с.ш., яч.№20	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Г.р. №25433-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	EA05RAL-P3B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97			актив- ная	1,1	3,4	
								реак- тивная	2,7	5,3
10	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 3 с.ш., яч.№21	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Г.р. №25433-03				EA05RAL-P3B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4
							реак- тивная	2,7	5,3	
11	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 3А с.ш., яч.№50	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 300/5 Г.р. №25433-03			EA05RAL-P3B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4	
						реак- тивная	2,7	3,9		
12	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 3А с.ш., яч.№51	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Г.р. №25433-03		EA05RAL-P3B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4		
						реак- тивная	2,7	3,9		
13	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 3А с.ш., яч.№52	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Г.р. №25433-03		EA05RAL-P3B-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4		
						реак- тивная	2,7	3,9		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 3А с.ш., яч.№54	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Г.р. №25433-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	ЕА05RAL-РЗВ-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97	RTU-325 Г.р. № 37288-08	актив- ная	1,1	3,4
						реак- тивная	2,7	3,9
15	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 4 с.ш., яч.№29	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Г.р. №25433-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5	ЕА05RAL-РЗВ-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4
						реак- тивная	2,7	5,3
16	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ, 4 с.ш., яч.№30	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Г.р. №25433-03	10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	ЕА05RAL-РЗВ-4 Кл.т.0,5S/1,0 Г.р. № 16666-97		актив- ная	1,1	3,4
						реак- тивная	2,7	5,3
17	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ КС-25, 1 СШ 10 кВ, яч.3	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 11077-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 36697-08		актив- ная	1,0	3,0
					реак- тивная	2,6	4,6	
18	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ КС-25, 2 СШ 10 кВ, яч.15	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 11077-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04	актив- ная	1,0	3,0	
					реак- тивная	2,6	4,6	
19	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ КС-25, 3 СШ 10 кВ, яч.24	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 11077-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04	актив- ная	1,0	3,0	
					реак- тивная	2,6	4,6	
20	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ КС-25, 4 СШ 10 кВ, яч.35	ТЛШ-10 Кл.т. 0,5 3000/5 Г.р. № 11077-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 36697-08	актив- ная	1,0	3,0	
					реак- тивная	2,6	4,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	7	7	8	9
21	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ КС-25, 3А СШ 10 кВ, яч.46	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 100/5 Г.р. №25433-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04	RTU-325 Г.р. № 37288-08	актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6
22	ПС 110/10/10 кВ "Газовая", ЗРУ 10 кВ КС-25, 1А СШ 10 кВ, яч.43	ТЛО-10 Кл.т. 0,5 100/5 Г.р. №25433-03	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Г.р. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т.0,2S/0,5 Г.р. № 27524-04		актив- ная	1,0	3,0
						реак- тивная	2,6	4,6

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой (при доверительной вероятности равной 0,95) относительной погрешности ИК.

2 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение (0,95-1,05) U_n ; ток (1,0-1,2) I_n ; $\cos j = 0,9$ инд.; частота (50±0,2) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

3 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9-1,1) U_{n1} ; диапазон силы первичного тока (0,01(0,05-1,2) I_{n1} ; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота (50±0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9-1,1) U_{n2} ; диапазон силы вторичного тока (0,01-1,2) I_{n2} ; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота (50±0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50±1) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 10 до плюс 50 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 (5) % $I_{ном} \cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С.

5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена сервера, УСПД и УССВ-35 НВС на однотипные. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

6 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- Электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- Электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- Электросчётчик ЕА05РАL-РЗВ-4 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- УССВ-35 НВС - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер АИИС КУЭ - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

- счетчик электрической энергии EA05RAL-P3B-4 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- RTU-325 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 90 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-03	54
Трансформаторы тока	ТЛШ-10	11077-03	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-02	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EA05RAL-P3B-4	16666-97	16
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-35 HVS	-	1
Сервер базы данных с ПО «АльфаЦентр»	HP ProLiant ML350 G4p	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 67055-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Петровское ЛПУ МГ КС «Новопетровская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» 12.12.2016 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.

- счётчик EA05RAL-P3B-4 - в соответствии с документом «Методика поверки. Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (EA)», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.;

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

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1 %.

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

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Петровское ЛПУ МГ КС «Новопетровская», 2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Саратов» Петровское ЛПУ МГ КС «Новопетровская»

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

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

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

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

Телефон: (3532) 68-71-26

Факс: (3532) 68-71-27

E-mail: info@of.energo.gazprom.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

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

Телефон (факс): (4712) 53-67-74

E-mail: 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.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.