

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» с Изменением № 1 (далее - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК», регистрационный № 52559-13, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений 4.52-4.60 АИИС КУЭ предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую 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, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя основной и два резервных сервера АИИС КУЭ, три устройства синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через интерфейс RS-485 поступает на вход УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в

частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). АИИС КУЭ оснащена тремя устройствами синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующими собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приёмника, входящего в состав УСВ-1. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,5 с. Основной и резервные серверы АИИС КУЭ периодически (1 раз в 1 час) сравнивают своё системное время с УСВ-1, корректировка часов серверов АИИС КУЭ осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами основного сервера АИИС КУЭ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется при наличии расхождения больше ± 1 с. Абсолютная погрешность измерений времени УСПД составляет ± 1 с/сутки. Сличение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов осуществляется при расхождении часов счетчиков и УСПД более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ 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 «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные 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 ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClient s.dll	CalcLeaka ge.dll	Calc- Losses.dll	Metro- logy.dll	ParseBin.d ll	ParseIEC. dll	ParseModb us.dll	ParsePira mida.dll	SynchroNSI. dll	VerifyTime. dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b 1b219065 d63da9491 14dae4	b1959ff70 be1eb17c8 3f7b0f6d4 a132f	d79874d1 0fc2b156a 0fdc27e1c a480ac	52e28d7b6 08799bb3c cea41b548 d2c83	6f557f885 b7372613 28cd77805 bd1ba7	48e73a928 3d1e66494 521f63d00 b0d9f	c391d6427 1acf4055b b2a4d3fe1 f8f48	ecf532935 ca1a3fd32 15049af1f d979f	530d9b01 26f7cdc23 ecd814c4e b7ca09	1ea5429b261 fb0e2884f5b3 56a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав дополнительных измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав дополнительных измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
Салаватская ТЭЦ						
4.52	Салаватская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ 6 СШ, яч. № 42, Тр-р С4Т	ТЛШ-10 3000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 181 В: Зав. № 192 С: Зав. № 180	НТМИ НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1460 Зав. № 7414	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804151121	СИКОН С70 Зав. № 01362	активная реактивная
4.53	Салаватская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ 1 СШ, яч. № 20, Тр-р С1Т	ТЛШ-10 4000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 52 В: Зав. № 53 С: Зав. № 165	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 7216 Зав. № 7414	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803152378	СИКОН С70 Зав. № 01362	активная реактивная
4.54	Салаватская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ 3 СШ, яч. № 6, Тр-р С5Т	ТЛШ-10 4000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 51 В: Зав. № 50 С: Зав. № 49	НТМИ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 7287 Зав. № 7414	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803152526	СИКОН С70 Зав. № 01362	активная реактивная
4.55	Салаватская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ 2 СШ, яч. № 52, Тр-р С5Т	ТЛШ-10 4000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 54 В: Зав. № 164 С: Зав. № 163	НТМИ-6 НТМИ 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 9567 Зав. № 10205	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803152532	СИКОН С70 Зав. № 01362	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4.56	Салаватская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ 4 СШ, яч. № 68, Тр-р С2Т	ТЛШ-10 3000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 183 В: Зав. № 193 С: Зав. № 195	НТМИ 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 7109 Зав. № 10205	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803152420	СИКОН С70 Зав. № 01362	активная реактивная
4.57	Салаватская ТЭЦ ГРУ-6 кВ 5 СШ, яч. № 90, Тр-р С3Т	ТЛШ-10 3000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 196 В: Зав. № 194 С: Зав. №182	НТМИ 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 2038 Зав. № 10205	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. №0803152511	СИКОН С70 Зав. № 01362	активная реактивная
4.58	Салаватская ТЭЦ, ГПП ОРУ-35 кВ 1 СШ, яч. № 2, Тр-р С7Т	ТВ-СВЭЛ-35-IX 1000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 1273703 В: Зав. № 1273704 С: Зав. № 1273705	ЗНОМ-35-65 НОМ-35 35000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 А: Зав. № 1261888 В: Зав. № 1261853 С: Зав. № 1261882 А: Зав. № 605460 В: Зав. № 725697 С: Зав. № 605458	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. №0806112845	СИКОН С70 Зав. № 01361	активная реактивная
4.59	Салаватская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ 1 СШ, яч. № 16	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 22207 В: Зав. № 22209 С: Зав. № 22186	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № РРКВ Зав. № 1344	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. №0807120397	СИКОН С70 Зав. № 01362	активная реактивная

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4.60	Салаватская ТЭЦ, ГРУ-6 кВ 3 СШ, яч. № 8	ТПОЛ-10 1000/5 Кл.т. 0,2S А: Зав. № 22293 В: Зав. № 22208 С: Зав. № 22292	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № ХААВ Зав. № 1344	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. №0807120657	СИКОН С70 Зав. № 01362	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
4.52 – 4.60 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,8	0,9	1,4	1,1	1,2	1,6
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,8	0,9	1,4	1,1	1,2	1,6
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,9	1,0	1,6	1,2	1,3	1,8
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	1,3	1,5	2,3	1,5	1,7	2,4

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm \delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm \delta$), %		
		$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 0,9$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
4.52 – 4.60 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	1,7	1,3	1,0	2,5	2,2	2,0
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,7	1,3	1,0	2,5	2,2	2,0
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	1,9	1,4	1,1	2,6	2,3	2,1
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	2,8	2,1	1,6	3,3	2,8	2,4

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- 3 Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: диапазон напряжения (0,99 – 1,01) U_n ; диапазон силы тока (0,02– 1,2) I_n , частота (50 \pm 0,15) Гц; коэффициент мощности $\cos j = 0,5; 0,8; 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды:
 - ТТ и ТН от минус 45 до плюс 40 °С;
 - счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
 - УСПД от плюс 15 до плюс 25 °С;
 - ИВК от плюс 15 до плюс 25 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
- 4 Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (0,01 – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 \pm 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С.
 - для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,02 – 1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота (50 \pm 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха: температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (№ Госреестра 36697-08) – среднее время наработки на отказ $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М (№ Госреестра 36697-12) – среднее время наработки на отказ $T = 165\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35 000 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 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.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - Сервера АИИС КУЭ;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - Сервера АИИС КУЭ.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;
- Сервер АИИС КУЭ - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» с Изменением № 1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	47957-11	18
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ-35-IX	54722-13	3
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	47958-11	6
Трансформатор напряжения	НТМИ	831-53	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	380-49	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	3
Трансформатор напряжения	НОМ-35	187-49	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	8
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	3
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	ВЛСТ 1102.00.000 ФО	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 52559-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» с Изменением №1. Методика поверки», утвержденному ИЦ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (№ Госреестра 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «04» декабря 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М (№ Госреестра 36697-12) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки. ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденным «ВНИИМС» «17» января 2005 г.;
- УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» «15» декабря 2004 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 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 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ООО «БГК» с Изменением № 1 в части ИИК №№ 4.3; 4.5; 4.6; 4.26; 4.27; 4.29; 4.35 – 4.46; 4.52 – 4.60 для оптового рынка электрической энергии, аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «БГК» с Изменением № 1

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

ООО «БГК»

ИНН 0277077282

Юридический адрес: 450045, г. Уфа, ул. Энергетиков, 60

Тел.: (347) 269-00-46

E-mail: office@bgkrb.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»
(ООО «Сервис-Метрология»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

E-mail: info@s-metr.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2016 г.