



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.061.A № 48194

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО "Первая сбытовая компания"
для электроснабжения ООО "Южный полюс"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 002-2012

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
ОАО "Первая сбытовая компания", г. Белгород

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51295-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 51295-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **21 сентября 2012 г. № 775**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Бульгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006722

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Южный полюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Южный полюс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ООО «Южный полюс», г. Белгород, а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС» и др. (далее – внешние пользователи).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии,
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в счетчиках).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 по проводным линиям связи поступает на вход УСПД, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам передачи данных. ИВК предназначен для обеспечения выполнения задач автоматического сбора, диагностики, обработки и хранения информации об измеренной электроэнергии,

а также обеспечения интерфейсов доступа к информации. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet (основной канал связи) и GSM- модем (резервный канал связи), отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов 51070 и 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ состоит из 3 уровней

1-й уровень – 9 измерительно-информационных точек учета в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТСН12, ТТИ класса точности 0,5 и 0,5S;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами типа Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4 и ПСЧ-4ТМ.05М класса точности 0,5S.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИБКЭ) содержит в своем составе:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа УСПД RTU-325L-E2-512-M2-B2.
- коммуникационное и модемное оборудование (преобразователь интерфейса RS-485/RS-232; линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы);
- устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключенное к УСПД по интерфейсу RS232, выполненное на основе GPS приемника 35-HVS;
- цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи;

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИБК) содержит в своем составе:

- компьютер в серверном исполнении (сервер опроса и SQL-сервер);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- автоматизированное рабочее место (АРМ);
- цепи и устройства питания сервера (UPS);
- коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, ZyXEL U-336E Plus, GSM-модемы Teleofis RX-108R);

Измерительно-информационные точки учета, ИБКЭ, ИБК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

Программное обеспечение:

Специализированное ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа –планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	11.02.01	24dc80532f6d9391d c47f5dd7aa5df37	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		783e1ab6f99a5a7ce4 c6639bf7ea7d35	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		7e92d1506419b2f78 e55d5908bd7e34e	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		dcaed6743d0b6c37d 48deda064141f9e	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700,А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba 400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e344441 70eee9317d635cd	

Программное обеспечение имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС КУЭ синхронизация часов производится от эталона, в качестве которого выступает GPS приемник.

УСПД, с периодом в 30 мин., выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УССВ было не более ± 1 с.

От УСПД синхронизируются внутренние часы счетчиков 8 раз в сутки при опросе по GSM связи каждые 3 часа. В случае расхождения часов счетчиков и УСПД более чем ± 1 с, производится коррекция часов счетчиков.

Часы ИВК синхронизируется с часами УСПД при его опросе 1 раз в 30 мин. Допустимое рассогласование часов составляет ± 1 с, при превышении которого производится коррекция времени.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более ± 5 с/сут.

Организация защиты от несанкционированного доступа. В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков, информационных цепей.

Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологических характеристик с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 2 – Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики.

Канал измерений		Средство измерений				Ктт/ Ксч	Наименование, измеряемой величины	
№ ИК, код НП АТС	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип	Заводской номер			
1	2	3		4	5	6	7	
1	ТП-1020 РУ-1-0,4 кВ Ввод №2 0,4 кВ яч.6	37288-08		УСПД RTU-325L		1	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время Ток первичный I_1	
		ТТ	КТ=0,5S Ктт= 3000/5 № 26100-03	A	TCH 12			19254
				B	TCH 12			19253
				C	TCH 12	19237		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=600 № 31857-06	Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4		01197991	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время			
2	ТП-1020 РУ-2-0,4 кВ Ввод №1 0,4 кВ яч.3	37288-08		УСПД RTU-325L		1	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время Ток первичный I_1	
		ТТ	КТ=0,5S Ктт= 3000/5 № 26100-03	A	TCH 12			19251
				B	TCH 12			19246
				C	TCH 12	19239		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=600 № 31857-06	Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4		01197993	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время			

1	2	3		4		5	6	7
3	ТП-1020 РУ-2-0,4 кВ Ввод №2 0,4 кВ яч.5	37288-08		УСПД RTU-325L		2393	1	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТТ	КТ=0,5S Ктт= 3000/5 № 26100-03	A	TCH 12	19240		Ток первичный I_1
				B	TCH 12	19242		
				C	TCH 12	19233		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=600 № 31857-06	Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4		01197990	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время			
4	ТП-1020 РУ-1-0,4 кВ Ввод №1 0,4 кВ яч.4	37288-08		УСПД RTU-325L		2393	1	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТТ	КТ=0,5S Ктт= 3000/5 № 26100-03	A	TCH 12	19255		Ток первичный I_1
				B	TCH 12	19248		
				C	TCH 12	19243		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=600 № 31857-06	Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4		01197988	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время			
5	ТП-1021 РУ-1-0,4 кВ Ввод №2 0,4 кВ яч.6	37288-08		УСПД RTU-325L		2393	1	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТТ	КТ=0,5S Ктт= 4000/5 № 26100-03	A	TCH 12	29291		Ток первичный I_1
				B	TCH 12	29290		
				C	TCH 12	19231		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=800 № 31857-06	Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4		01197992	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время			
6	ТП-1021 РУ-1 -0,4 кВ Ввод №1-0,4 кВ яч.4	37288-08		УСПД RTU-325L		2393	1	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТТ	КТ=0,5S Ктт= 4000/5 № 26100-03	A	TCH 12	29292		Ток первичный I_1
				B	TCH 12	29288		
				C	TCH 12	19230		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=800 № 31857-06	Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4		01197986	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время			
7	ТП-1021 РУ-2-0,4 кВ Ввод №2 0,4 кВ яч.5	37288-08		УСПД RTU-325L		2393	1	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТТ	КТ=0,5S Ктт=3000/5 № 26100-03	A	TCH 12	19245		Ток первичный I_1
				B	TCH 12	19234		
				C	TCH 12	19236		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=600 № 31857-06	Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4		01197987	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время			

1	2	3		4		5	6	7
8	ТП-1021 РУ-2-0,4 кВ Ввод №1 0,4 кВ яч.3	37288-08		УСПД RTU-325L		2393	1	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТТ	КТ=0,5S КТТ= 3000/5 № 26100-03	A	TCH 12	19244		Ток первичный I_1
				B	TCH 12	19238		
				C	TCH 12	19235		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=600 № 31857-06	Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4		01197989	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время			
9	КТП - 10/0,4 кВ РУ-0,4 кВ КЛ 0,4 кВ Ввод 0,4 кВ	37288-08		УСПД RTU-325L		2393	1	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время
		ТТ	КТ=0,5 КТТ= 400/5 № 28139-07	A	ТТИ	615013		Ток первичный I_1
				B	ТТИ	614970		
				C	ТТИ	614959		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=80 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0309061053	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время			

КТ – класс точности средства измерений.

Ксч – коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

КТТ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 3- Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (активная, реактивная (δ_{WP}/δ_{WQ}) электроэнергия (мощность) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение $\cos \varphi$	для диапазона $5\% \leq I/I_{ном} < 20\%$ $W_{P5\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	для диапазона $20\% \leq I/I_{ном} < 100\%$ $W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	для диапазона $100\% \leq I/I_{ном} \leq 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
1-9	0,5S (0,5)	-	0,5s	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,2$
				0,8	$\pm 3,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,6$
				0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	для диапазона $5\% \leq I/I_{ном} < 20\%$ $W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	для диапазона $20\% \leq I/I_{ном} < 100\%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	для диапазона $100\% \leq I/I_{ном} \leq 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
1-9	0,5	-	1,0	0,8(0,6)	$\pm 5,2$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$
				0,5(0,87)	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$

I/I_n – значение первичного тока в сети в процентах от номинального

$W_{P5\%}(W_{Q5\%}) - W_{P120\%}(W_{Q120\%})$ - значения электроэнергии при соотношении I/I_n равном от 5 до 120 %

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 и ЭД.
- УСПД RTU-325L по ДЯИМ.466215.001РЭ

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	УСПД
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	-
Напряжение переменного тока, В	от $0,8 U_{2\text{ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ном}}$	-	от 85 до 264
Коэффициент мощности (cos φ)	0,5 _{инд} ; 1,0; 0,8 _{емк}	0,8 _{инд} ; 1,0	-
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	-
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД - Реальные	от минус 40 до плюс 55 от минус 15 до плюс 25	от минус 40 до плюс 55 от минус 15 до плюс 25	от 0 до плюс 70 от 7 до 33
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	-	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8$ инд)	-	от $0,25S_{2\text{ном}}$ до $1,0S_{2\text{ном}}$	-

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ: трансформаторов тока, счетчиков электроэнергии и УСПД

Компоненты АИИС:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	1000000
Трансформаторы напряжения	1000000
Счетчики электроэнергии	90000
УСПД RTU-325L	100000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM GSM Teleofis RX-108R и коммуникационное оборудование	50000
Устройство синхронизации системного времени УССВ	50000
Сервер	20000
	Срок службы, лет:
Трансформаторы тока;	30
Трансформаторы напряжения	30
Счетчики электроэнергии;	30
УСПД RTU-325L	30
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	24
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС КУЭ при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД;
- резервирование каналов связи на уровне ИИК-ИВК, ИВКЭ-ИВК, информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ;
- удалённый доступ;
- возможность съёма информации со счётчика автономным способом;
- визуальный контроль информации на счётчике.

Регистрация событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счётчике (сервере).

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- УСПД;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счётчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации в счётчиках и УСПД не менее 45 суток, на сервере не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 2.

В комплект поставки также входит:

- формуляр-паспорт ПСК.2012.02.АСКУЭ.31-ФП
- руководство пользователя КорСсис.417112.005И2;
- инструкции по формированию и ведению базы данных КорСсис.417112.005И2;
- инструкции по эксплуатации комплекса технических средств КорСсис.417112.005И2;
- руководство по эксплуатации на счётчики;
- паспорта на счётчики;
- руководство по эксплуатации УСПД RTU-325L;
- формуляр УСПД RTU-325L;
- методика поверки.

Поверка

осуществляется по документу МП 51295-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Южный полюс». Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в июле 2012 г., входит в комплект документации на систему.

Таблица 5-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС КУЭ

Наименование эталонных, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1	2	3	4
1.Термометр	ТП 22	ЦД 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление от 80 до 106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4 Миллitesламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2M	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97

1	2	3	4
6. Вольтамперфазометр	ПАР-МА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение от 0 до 460 В Ток от 0 до 6 А Частота от 45 до 65 Гц Фазовый угол от минус 180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; ПГ ±0,003 В·А 19,99 В·А; ПГ ±0,03 В·А 199,9 В·А ПГ ±0,3 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	От 0 до 30 мин., ЦД 0,1 с	Определение хода часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003. Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88. Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа Альфа А1805 RALQ-P4GB-DW-4 в соответствии с Методикой поверки 2203-0042-2006, типа ПСЧ-4ТМ.05М в соответствии с Методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1. Средства поверки УСПД RTU-325L в соответствии с Методикой поверки ДЯИМ.466453.005 МП

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений регламентирована в документе «Учет электроэнергии и мощности на энергообъектах. Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Южный полюс». Свидетельство об аттестации № 36/12-01.00272-2012 от 12.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Южный полюс».

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока.

Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S».

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Заявитель

ООО «Южный полюс»

Адрес: 308501, Белгородская обл., Белгородский р-н, п. Дубовое, мкр. Пригородный, ул. Щорса, 64. Тел. 8 (4722) 28-90-01, факс (4722) 28-90-10

Изготовитель

ОАО «Первая сбытовая компания»

Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37

Тел/факс 8 (4722) 30-45-86, факс (4722) 58-15-02

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2.

тел./факс 8 (473) 220-77-29

Регистрационный номер 30061-10

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

м.п.

« ____ » _____ 2012 г.