



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.061.A № 46699

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО "Первая сбытовая компания"
для электроснабжения ОАО "Колос"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 002

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Первая сбытовая компания", г. Белгород

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50025-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 50025-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **29 мая 2012 г. № 375**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004807

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для электроснабжения ОАО «Колос»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для электроснабжения ОАО «Колос» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ОАО «Колос», 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, 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 сервере).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 и по GSM-каналу поступает на вход сервера баз данных, 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 2 уровней

1-й уровень – 5 измерительно-информационных точек учета в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТОЛ-10, ТПЛМ-10 класса точности 0,5 и ТОЛ-СЭЦ-10 класса точности 0,5S
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа НОЛ.08, НА-ЛИ-СЭЦ-6-1, НОЛП класса точности 0,5
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS485 для измерения активной и реактивной энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005.

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

- коммуникационное и модемное оборудование (преобразователь интерфейса RS-485/RS-232; линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы);
- устройство синхронизации времени (УСВ), тип УСВ-2;
- 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 Cinterion MC-35i);

Измерительно-информационные точки учета, ИВК 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	11.05.01	04fcc1f93fb0e701ed68cdc4ff54e970	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		8fd268e61bce92120352f2da23ac022f	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		e3327ecf6492ffd59f1b493e3ea9d75f	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		dcaed6743d0b6c37d48deda064141f9e	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков A1700,A1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbb a400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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/ Ктн 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-27 6/0,4кВ РУ- 6кВ, 1 с.ш., яч.№4, КЛ-6 кВ "ТП-183 -ТП-27"	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 400/5 № 7069-79	A	ТОЛ-10	754	4800	Ток первичный I ₁
				B	-	-		
				C	ТОЛ-10	86687		
		ТН	КТ=0,5 ε _{ТН} =6000/100 №3345-04	A	НОЛ.08	865		Напряжение первичное U ₁
				B		-		
				C		862		
Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0605110138	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
2	РП-3 6кВ, РУ- 6кВ, 2 с.ш. яч.№12, КЛ-6 кВ "РП-3-ТП-27"	ТТ	КТ=0,5s Ктт= 300/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	08799	3600	Ток первичный I ₁
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	08837		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	08490		
		ТН	КТ=0,5 ε _{ТН} =6000/100 №38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-6-1	00101-11		Напряжение первичное U ₁
				B				
				C				
Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0605110159	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			

1	2	3		4		5	6	7	
3	РП-3 6кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. яч.№4, КЛ-6 кВ "Б" РП-3 -ТП-140"	ТТ	КТ=0,5s Ктт= 300/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	08271	3600	Ток первичный I ₁	
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	08326		Напряжение первичное U ₁	
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	08325			
		ТН	КТ=0,5 κ _{ТН} =6000/100 №38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-6-1	00101-11		3600	Напряжение первичное U ₁
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0605110180	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
4	РП-3 6кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш., яч.№13, КЛ-6 кВ "А" РП-3 -ТП-140"	ТТ	КТ=0,5s Ктт= 300/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	08544	3600	Ток первичный I ₁	
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	08465		Напряжение первичное U ₁	
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	08459			
		ТН	КТ=0,5 κ _{ТН} =6000/100 №38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-6-1	00097-11		3600	Напряжение первичное U ₁
				B					
				C					
Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0606110618	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время			
5	ЦРП-1 6кВ, РУ- 6кВ, 1с.ш., яч.№7, КЛ-6 кВ "ЦРП-1 - ТП-140"	ТТ	КТ=0,5 Ктт= 200/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	1498	2400	Ток первичный I ₁	
				B	-	-		Напряжение первичное U ₁	
				C	ТПЛМ-10	4901			
		ТН	КТ=0,5 κ _{ТН} =6000/100 №27112-04	A	НОЛП	140		2400	Напряжение первичное U ₁
				B		-			
				C		62			
Счетчик	КТ=0,5s Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0612097450	2400	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.

Ктн – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ и ТН 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

№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ	δ _{WP} , %		
					для диапазона 5 % ≤ I/In < 20% W _{P 5%} ≤ W _P < W _{P 20%}	для диапазона 20% ≤ I/In < 100% W _{P 20%} ≤ W _P < W _{P 100%}	для диапазона 100% ≤ I/In ≤ 120% W _{P 100%} ≤ W _P ≤ W _{P 120%}
2-4	0,5s	0,5	0,5s	1,0	±1,7	±1,6	±1,6
				0,8	±2,3	±2,0	±2,0
				0,5	±3,6	±3,0	±3,0
1, 5	0,5	0,5	0,5s	1,0	±2,2	±1,7	±1,6
				0,8	±3,3	±2,3	±2,0
				0,5	±5,8	±3,6	±3,0

№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ (sin φ)	δ _{W_Q} , %		
					для диапазона 5% ≤ I/In < 20% W _{Q5%} ≤ W _Q < W _{Q20%}	для диапазона 20% ≤ I/In < 100% W _{Q20%} ≤ W _Q < W _{Q100%}	для диапазона 100% ≤ I/In ≤ 120% W _{Q100%} ≤ W _Q ≤ W _{Q120%}
2-4	0,5s	0,5	0,1	0,8(0,6)	±4,4	±3,0	±2,9
				0,5(0,87)	±3,5	±2,6	±2,5
1, 5	0,5	0,5	0,1	0,8(0,6)	±5,7	±3,4	±2,9
				0,5(0,87)	±4,1	±2,7	±2,5

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

W_{P5%} (W_{Q5%}) - W_{P120%} (W_{Q120%}) - значения электроэнергии при соотношении I/In 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 эксплуатационной документации

Трансформаторы тока по ГОСТ 1983-2001 и эксплуатационной документации

Счётчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005

УСВ-2 по ВЛСТ 237.00.000 РЭ

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	ТН	УСВ-2
Сила переменного тока, А	от I _{2 мин} до I _{2 макс}	от I _{1 мин} до 1,2 I _{1 ном}	-	-
Напряжение переменного тока, В	от 0,8U _{2 ном} до 1,15 U _{2 ном}	-	от 0,9U _{1 ном} до 1,1U _{1 ном}	от 85 до 264
Коэффициент мощности (cos φ)	0,5 _{инд} ; 1,0; 0,8 _{смк}	0,8 _{инд} ; 1,0	0,8 _{инд} ; 1,0	-
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	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 минус 50 до плюс 45 от 7 до 33	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 cosφ ₂ = 0,8 _{инд})	-	от 0,25S _{2 ном} до 1,0S _{2 ном}	-	-
Мощность нагрузки ТН (при cosφ ₂ = 0,8 _{инд})	-	-	от 0,25S _{2 ном} до 1,0S _{2 ном}	-

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

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

Компоненты АИИС КУЭ:

Трансформаторы тока

Трансформаторы напряжения

Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05М

ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA

Модем GSM Cinterion TC-35i и коммуникационное оборудование

Устройство синхронизации системного времени УСВ-2

Сервер

Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:

219000

400000

140000 в соответствии с ТУ

35000

50000

50000

20000

	Срок службы, лет:
Трансформаторы тока;	30
Трансформаторы напряжения	30
Электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05М	30
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2	24
Коммуникационное и модемное оборудование	10

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

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации в счетчиках 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.2011.001.ФП
- руководство пользователя ПСК.2011.001;
- инструкции по формированию и ведению базы данных ПСК.2011.001И4;
- инструкции по эксплуатации комплекса технических средств ПСК.2011.001ИЭ;
- руководство по эксплуатации счётчик ПСЧ-4ТМ.05М ИЛГШ.411152.126 РЭ;
- паспорт на счётчик ПСЧ-4ТМ.05М Паспорт ИЛГШ.411152.146;
- формуляр УСВ-2 ВЛСТ 237.00.000.ФО;
- методика поверки.

Поверка

осуществляется по документу МП 50025-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для электроснабжения ОАО «Колос». Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в 2011 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.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 Миллитесламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА 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 ВА; ПГ ±0,003 ВА 19,99 ВА; ПГ ±0,03 ВА 199,9 ВА ПГ ±0,3 ВА	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 8.216-2003.
Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05.04 в соответствии с Методикой поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1.
Средства поверки УСВ-2 в соответствии с Методикой поверки ВЛСТ 237.00.000 И1.

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 электроснабжения ОАО «Колос». Свидетельство об аттестации № 30/12-01.00272-2011 от 07.07.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для электроснабжения ОАО «Колос»

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».
ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 1986-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52320-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии».
ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»

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

МИ 2439-97 «ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

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 ФГУ «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

Е.Р. Петросян

м.п.

«_____» _____ 2012 г.