

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Свинокомплекс Короча» с Изменением №1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Свинокомплекс Короча» с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Свинокомплекс Короча», Г.р. № 48082-11 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 15, 16, 17, 18, 19, 20.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Свинокомплекс Короча» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ЗАО «Свинокомплекс Короча», Белгородская обл., 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 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 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.

Состав: АИИС КУЭ состоит из 3 уровней

1-й уровень – измерительно-информационные точки учета в составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа МАК-ги класса точности 0,5s;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS485 для измерения активной и реактивной энергии типа A1802RL-P4G-DW КТ 0,2S по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005.

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

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа УСПД RTU325-E-512-M3-B4.
- 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 (ИВК) 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 Cinterion MC-35i);

Измерительно-информационные точки учета, ИВКЭ, 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 «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	11.01.01	04fcc1f93fb0e701ed6 8cdc4ff54e970	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		8fd268e61bce921203 52f2da23ac022f	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		e3327ecf6492ffd59f1 b493e3ea9d75f	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		dcaed6743d0b6c37d4 8deda064141f9e	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbba 400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e3444417 0eee9317d635cd	

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 времени 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  $\pm 1$  с.

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

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

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более  $\pm 5$  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 ИК коммерческого учета АИИС КУЭ их состав и характеристики.

Канал измерений		Средство измерений			Кт/Ксч	Наименование, измеряемой величины
№ ИК, код НП	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование АТС	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер		
1	2	3	4	5	6	7
15	ПС Короча 110/35/10 кВ РП-10/0,4 кВ №3, РУ 0,4 кВ, Ввод №6 ГРЩ-3	37288-08	УСПД RTU-325	003843	800	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
						Ток первичный $I_1$
						Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
		TT Kt=0,5S Ktt= 4000/5 № 50244-12	A	MAK-ru		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
			B	MAK-ru		Ток первичный $I_1$
			C	MAK-ru		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
16	ПС Короча 110/35/10 кВ РП-10/0,4 кВ №3, РУ 0,4 кВ, Ввод №5 ГРЩ-3	37288-08	УСПД RTU-325	003843	800	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
						Ток первичный $I_1$
						Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
		TT Kt=0,5S Ktt= 4000/5 № 50244-12	A	MAK-ru		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
			B	MAK-ru		Ток первичный $I_1$
			C	MAK-ru		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
17	ПС Короча 110/35/10 кВ РП-10/0,4 кВ №3, РУ 0,4 кВ, Ввод №4 ГРЩ-3	37288-08	УСПД RTU-325	003843	800	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
						Ток первичный $I_1$
						Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
		TT Kt=0,5S Ktt= 4000/5 № 50244-12	A	MAK-ru		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
			B	MAK-ru		Ток первичный $I_1$
			C	MAK-ru		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
		Счетчик Kt=0,2S Ksc=1 № 31857-11	A1802RL-P4G-DW-4	01252193		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
			A1802RL-P4G-DW-4	01252192		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время
			A1802RL-P4G-DW-4	01252191		Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_q$ Календарное время

18	ПС Короча 110/35/10 кВ РП-10/0,4 кВ №3, РУ 0,4 кВ, Ввод №1 ГРЩ-3	37288-08		УСПД RTU-325	003843	800	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
		TT	Kт=0,5S Kтт= 4000/5 № 50244-12	A B C	MAK-ru MAK-ru MAK-ru		280603 280604 280605	
		Счетчик	Kт=0,2S Ксч=1 № 31857-11	A1802RL-P4G-DW-4			01252188	
							Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
19	ПС Короча 110/35/10 кВ РП-10/0,4 кВ №3, РУ 0,4 кВ, Ввод №2 ГРЩ-3	37288-08		УСПД RTU-325	003843	800	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
		TT	Kт=0,5S Kтт= 4000/5 № 50244-12	A B C	MAK-ru MAK-ru MAK-ru		280606 280607 280608	
		Счетчик	Kт=0,2S Ксч=1 № 31857-11	A1802RL-P4G-DW-4			01252189	
							Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
20	ПС Короча 110/35/10 кВ РП-10/0,4 кВ №3, РУ 0,4 кВ, Ввод №3 ГРЩ-3	37288-08		УСПД RTU-325	003843	800	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время	
		TT	Kт=0,5S Kтт= 4000/5 № 50244-12	A B C	MAK-ru MAK-ru MAK-ru		280609 280610 280611	
		Счетчик	Kт=0,2S Ксч=1 № 31857-11	A1802RL-P4G-DW-4			01252190	
							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, 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 ( $\delta_{WP}$  /  $\delta_{WQ}$ ) электроэнергия (мощность) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>TH</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение $\cos \phi$	$\delta_{WP}, \%$			
					для диапазона $1 \% \leq I/I_{hom} < 5 \%$ $W_{P5\%} \leq W_p < W_{P20\%}$	для диапазона $5 \% \leq I/I_{hom} < 20 \%$ $W_{P5\%} \leq W_p < W_{P20\%}$	для диапазона $20 \% \leq I/I_{hom} < 100 \%$ $W_{P20\%} \leq W_p < W_{P100\%}$	для диапазона $100 \% \leq I/I_{hom} \leq 120 \%$ $W_{P100\%} \leq W_p \leq W_{P120\%}$
15- 20	0,5s	-	0,2s	1,0	1,8	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$
				0,8	2,8	$\pm 1,6$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
				0,5	5,3	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$

№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>TH</sub>	КТ <sub>СЧ</sub>	Значение cos φ (sin φ)	$\delta_{WQ}, \%$			
					для диапазона 1 % ≤ I/I <sub>ном</sub> < 5 % W <sub>Q1%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q20%</sub>	для диапазона 5 % ≤ I/I <sub>ном</sub> < 20 % W <sub>Q5%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q20%</sub>	для диапазона 20 % ≤ I/I <sub>ном</sub> < 100 % W <sub>Q20%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> < W <sub>Q100%</sub>	для диапазона 100 % ≤ I/I <sub>ном</sub> ≤ 120 % W <sub>Q100%</sub> ≤ W <sub>Q</sub> ≤ W <sub>Q120%</sub>
15-20	0,5s	-	0,5	0,8	±6,2	±5,0	±4,6	±4,6
				0,5	±5,1	±4,7	±4,4	±4,4

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

W<sub>P5</sub> % (W<sub>Q5</sub>) - W<sub>P120</sub> % (W<sub>Q120</sub> %) - значения электроэнергии при соотношении I/In равном от 1 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 по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД

УСПД RTU-325 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 <sub>2мин</sub> до I <sub>2макс</sub>	от I <sub>1мин</sub> до 1,2 I <sub>1ном</sub>	-
Напряжение переменного тока, В	от 0,8 U <sub>2ном</sub> до 1,15 U <sub>2ном</sub>	-	от 85 до 264
Коэффициент мощности (cos φ)	0,5 <sub>инд</sub> ; 1,0; 0,8 <sub>емк</sub>	0,8 <sub>инд</sub> ; 1,0	-
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	-
Температура окружающего воздуха, °C -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 cosφ <sub>2</sub> =0,8 <sub>инд</sub> )	-	от 0,25 S <sub>2ном</sub> до 1,0 S <sub>2ном</sub>	-

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

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

Компоненты АИИС:

Трансформаторы тока  
Электросчетчики A1802RL-P4G-DW-4  
УСПД RTU-325  
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA  
Модем GSM Cinterion TC-35i и коммуникационное оборудование  
Устройство синхронизации системного времени  
УССВ  
Сервер

Среднее время наработки на отказ, ч,  
не менее:

1000000  
90000  
100000  
35000  
50000  
50000  
20000

	Срок службы, лет:
Трансформаторы тока;	30
Электросчетчики А1802RL-P4G-DW-4;	30
УСПД RTU-325	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 счетчике (сервере).

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

Защита информации на программном уровне:

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

Глубина хранения информации в счетчиках 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.2013.02.АСКУЭ.31.ФП
- руководство по эксплуатации счётчик;
- паспорт на счётчик;
- руководство по эксплуатации УСПД RTU-325;
- формуляр УСПД RTU-325;
- методика поверки.

## Проверка

осуществляется по документу МП 48082-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Свинокомплекс Короча» с Изменением №1. Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в 2013 г., входит в комплект документации на систему.

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

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1	2	3	4
1. Термометр	ТП 22	ЦД 1 °C в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °C	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление 80-106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4. Миллитесlamетр	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
6. Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение 0-460 В Ток 0-6 А Частота 45-65 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	0-30 мин., ЦД 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ

Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа А1802RL-P4G-DW-4 производится в соответствии с Методикой поверки

ДЯИМ.411152.018МП.

Средства поверки УСПД RTU-325 по методике 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 ЗАО «Свинокомплекс Короча» с Изменением № 1. Свидетельство об аттестации № 45/12-01.00272-2013 от 16.04.2013 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Свинокомплекс Короча» с Изменением № 1**

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

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. 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.

**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.

«\_\_\_\_» 2013 г.