

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля энергии и мощности, поставляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также формирования отчетных документов электрической и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 минут) 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 и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно- измерительные комплексы (далее - ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5 и 0,5S по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 и 0,2 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.08 класса точности (КТ) 0,2S/0,5 и СЭТ-4ТМ.03М.09 класса точности (КТ) 0,5S/1 (Пер.№№ 36697-12), счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 класса точности (КТ) 0,2S/0,5 и СЭТ-4ТМ.03.01 класса точности (КТ) 0,5S/1 (Пер. № 27524-04) по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 30206-94 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ 26035-83 при измерении

реактивной электрической энергии, указанные в таблице 2 (8 точек измерения) и коммуникаторы PGC.02 стандарта GSM/GPRS.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервер типа MSI H81M-P33 с установленным ПО ПК «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени (далее-УСВ) УСВ-3 (Рег.№ 51644-12), автоматизированное рабочее место (далее - АРМ), устройство бесперебойного питания сервера (UPS), коммуникатор PGC.01 стандарта GSM/GPRS, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации, её накопление, обработка, а также отображение информации по подключенным к серверу устройствам. Передача измерительной информации смежным субъектам.

На верхнем втором уровне системы также выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование, хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

С сервера ИВК осуществляется передача информации в ПАК КО, информационные системы филиала «СО ЕЭС» РДУ Самарской энергосистемы и смежным субъектам.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS) установленного на уровне ИВК. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем УСВ-3, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и УСВ-3 на  $\pm 0,1$  с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами сервера происходит при каждом опросе, при расхождении часов сервера с часами счетчиков на  $\pm 1$  с выполняется их корректировка, но не чаще 1 раза в сутки.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ  $\pm 5$  с/сут.

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

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ использовано программное обеспечение (далее- ПО) ПК «ЭНЕРГОСФЕРА»

Идентификационные данные (признаки) ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1- Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	ПК «ЭНЕРГОСФЕРА»
Идентификационное наименование ПО	ПО «Сервер опроса»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.0.66
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014 - средний.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты - разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

### Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее - ИК), представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110/10кВ Кошки ВЛ-110 Садовая	ТФНД-110М 300/5, КТ 0,5 зав. №52360 зав. №336 зав. №678 Рег. № 32825-11	НКФ-110-57 110000/100, КТ 0,5 зав. №25948 зав. №26117 зав. №26104 Рег. №14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав. №0808093364 Рег. № 36697-12	УСВ-3 №0068, Рег.№ 51644-12	Активная/Реактивная
2	ПС 110/10кВ Садовая С-1-Т 10 кВ	ТЛМ-10-2У3 600/5, КТ 0,5 зав.№2241 зав.№2251 Рег. № 48923-12	НАМИ-10-У2 зав.№ 5016 10000/100, КТ 0,2 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1 зав. 0104082839 Рег. № 36697-12		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
3	ПС 110/10кВ Садовая С-2-Т 10 кВ	ТЛМ-10-2У3 600/5, КТ 0,5 зав.№2012 зав.№2001 Рег. № 48923-12	НАМИТ-10 зав.№ 2496 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 16687-13	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 зав.№0102060211 Рег. № 27524-04	УСВ-3 №0068, Рег.№ 51644-12	Активная/Реактивная
4	ПС 110/10кВ Садовая ТСН 0,4 кВ	Т-0,66 У3 200/5, КТ 0,5 зав.№80321 зав.№90075 зав.№80627 Рег. №51179-12	-	СЭТ-4ТМ.03М.09 КТ 0,5S/1,0 зав.№0808135247 Рег. № 36697-12		
5	ПС 110/10кВ Н.Кармала С-1-Т 10 кВ	ТЛМ-10 зав.№000693 зав.№000689 600/5, КТ 0,5 Рег. № 48923-12	НАМИ-10-У2 зав.№ 2107 10000/100, КТ 0,5 Рег. № 51198-12	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 зав.№0104084517 Рег. № 27524-04		
6	ПС 110/10кВ Н.Кармала ТСН 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 100/5, КТ 0,5S зав.№260880 зав.№260882 зав.№260883 Рег. № 52667-13	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 зав.№0811080696 Рег. № 36697-12		
7	ПС 110/10кВ Восток ВЛ-110 кВ Первомайская	ТФЗМ-110Б-1У1 300/5, КТ 0,5 зав.№61159 зав.№61214 зав.№61161 Рег. № 32852-06	НКФ-110-83 110000/100, КТ 0,5 зав.№377 зав.№349 зав.№2465 Рег. №1188-84	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№0811140095 Рег. № 36697-12		
8	ПС 110/10кВ Поляково ВЛ-110 Перелюб	ТФЗМ-110Б-1У1 300/5, КТ 0,5 зав.№61233 зав.№61213 зав.№61220 Рег. № 32852-06	НКФ-110-П-У1 110000/100, КТ 0,5 зав.№41106 зав.№55845 зав.№61956 Рег. №26452-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 зав.№0811140518 Рег. №36697-12		

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1) Уном, ток (0,01-1,2) Iном, 0,5 инд.  $\leq \cos \varphi \leq 0,8$  емк, допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 70 °С, счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С, сервера от 10 до 35 °С приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от минус 10 до плюс 35 °С.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях

Номер ИК	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях, ( $\pm d$ ), %							
		$d_{I(2)\%}, I_{I(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$		$d_5 \%, I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1,3,7,8	0,5	-	-	5,4	2,5	2,9	1,5	2,2	1,2
	0,8	-	-	2,9	4,4	1,6	2,4	1,2	1,9
	1	-	-	1,8	Не норм	1,1	Не норм	0,9	Не норм
2	0,5	-	-	5,4	2,7	2,8	1,7	2,0	1,4
	0,8	-	-	2,9	4,5	1,5	2,4	1,2	1,9
	1	-	-	1,8	Не норм	1,1	Не норм	0,9	Не норм
4	0,5	-	-	5,8	3,8	3,5	3,2	2,9	3,0
	0,8	-	-	3,3	5,4	2,3	3,9	2,1	3,6
	1	-	-	2,3	Не норм	1,9	Не норм	1,8	Не норм
5	0,5	-	-	5,9	3,9	3,7	3,2	3,1	3,1
	0,8	-	-	3,4	5,5	2,5	4,0	2,2	3,7
	1	-	-	2,4	Не норм	2,0	Не норм	1,9	Не норм
6	0,5	5,4	2,8	2,8	2,0	2,0	1,7	2,0	1,7
	0,8	2,9	4,6	1,7	2,9	1,2	2,4	1,2	2,4
	1	1,8	Не норм	1,2	Не норм	0,9	Не норм	0,9	Не норм

Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) Уном; ток (0,01-1,2) Ином; 0,5 инд.  $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ ; приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии

Номер ИК	Значение $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, ( $\pm d$ ) %							
		$d_{I(2)\%}, I_{I(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$		$d_5 \%, I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1,3,7,8	0,5	-	-	5,4	2,6	2,7	1,6	1,9	1,3
	0,8	-	-	2,8	4,4	1,5	2,4	1,1	1,8
	1	-	-	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,8	Не норм.
2	0,5	-	-	5,4	2,7	2,8	1,7	2,0	1,4
	0,8	-	-	2,9	4,5	1,5	2,4	1,2	1,9
	1	-	-	1,8	Не норм.	1,1	Не норм.	0,9	Не норм.
4	0,5	-	-	5,4	2,6	2,7	1,6	1,9	1,3
	0,8	-	-	2,8	4,4	1,5	2,4	1,1	1,8
	1	-	-	1,7	Не норм.	1,0	Не норм.	0,8	Не норм.
5	0,5	-	-	5,5	2,7	3,0	1,8	2,3	1,5
	0,8	-	-	2,9	4,6	1,7	2,6	1,3	2,1
	1	-	-	1,8	Не норм	1,2	Не норм	1,0	Не норм
6	0,5	5,3	2,4	2,7	1,3	1,8	1,0	1,8	1,0
	0,8	2,8	4,3	1,5	2,3	1,0	1,5	1,0	1,5
	1	1,7	Не норм	0,9	Не норм	0,6	Не норм	0,6	Не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03

среднее время наработки на отказ, не менее,  $T_{ср} = 140\ 000$  ч;

среднее время восстановления работоспособности,  $t_v = 2$  ч;

счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М

среднее время наработки на отказ, не менее,  $140\ 000$  ч;

среднее время восстановления работоспособности,  $t_v = 2$  ч;

трансформаторы тока и трансформаторы напряжения

среднее время наработки на отказ, не менее,  $T_{ср} = 400\ 000$  ч,

среднее время восстановления работоспособности, не более,  $t_v = 168$  ч;

устройство синхронизации времени УСВ-3

среднее время наработки на отказ, не менее,  $T_{ср} = 35\ 000$  ч;

среднее время восстановления работоспособности,  $t_v = 2$  ч;

сервер

среднее время наработки на отказ, не менее,  $T_{ср} = 107300$  ч.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены

механическими пломбами;

наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых

паролей на счетчиках и сервере;

организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает

идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

фактов параметрирования счетчика;

фактов пропадания напряжения;

фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

счетчике (функция автоматизирована);

сервере (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5- Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТФНД-110М	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10-2У3	4 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66 М У3	3 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-1У1	6 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-П-У1	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83	3 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-У2	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	3 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М и модификации СЭТ-4ТМ.03М.08, СЭТ-4ТМ.03М.09	3 шт./1 шт. /1 шт.
Счетчик активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статический, многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03 и модификация СЭТ-4ТМ.03.01	1 шт./2 шт.
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1 шт.
Основной сервер	MSI H81M-P33	1 шт.
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1 шт.
Коммуникатор стандарта GSM/GPRS	PGC.02	5 шт.
Коммуникатор стандарта GSM/GPRS	PGC.01	1 шт.
Устройство бесперебойного питания	UPS	1 шт.
Документация		
Методика поверки	МП 4222-02-6450925977-2017	1 экз.
Формуляр	ФО 4222-02-6450925977-2017	1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 4222-02-6450925977-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 26.05.2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;

счетчики электрической энергии многофункциональные 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», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04. 05. 2012 г.;

методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1. «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09. 2004 г.;

УСВ-3 в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3». Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;

радиочасы МИР РЧ-01, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;

мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12.

Допускается применять аналогичные средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

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

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». МВИ 4222-02-6450925977-2017. Свидетельство об аттестации № 210 /RA.RU. 311290/2015/2017 от 18.05.2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе, автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии на подстанциях межсистемного учета филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети»**

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

ГОСТ 31819.22-2012. 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 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

**Изготовитель**

Филиал ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети»  
(филиал ПАО «МРСК Волги» - «Самарские РС»)  
ИНН 6450925977  
Адрес: 443068, г. Самара, ул. Ново-Садовая, 106, корп.133

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный Центр «Энерготестконтроль»  
(ООО «ИЦ «ЭТК»)  
ИНН 7719586228  
Юридический адрес: 105043, г. Москва, ул. Первомайская, д.35/18, стр.1  
Почтовый адрес: 127083, г. Москва, ул. 8 марта, д.11, стр.12, корп.1

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)  
Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134  
Телефон: (846) 336-08-27

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.