

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПФК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПФК» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) класса точности 0,2S; 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН) класса точности 0,2; 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АИИС КУЭ на основе ИВК «АльфаЦЕНТР» (Госреестр СИ № 44595-10), включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) АИИС КУЭ, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Счетчики передают информацию по линиям связи на сервер (ИВК). Передача данных осуществляется с помощью GSM-стандарта мобильной связи. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения на сервере. На сервер данные поступают по основным каналам связи (существующая сеть мобильной связи стандарта GSM).

Сбор информации от счетчиков осуществляется по каналам связи сервером баз данных ИВК. Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения, которое функционирует на сервере ИВК.

В сервере ИВК осуществляется хранение, обработка и предоставление на АРМ по локальной сети предприятия собранной информации, а также дальнейшая ретрансляция по существующим каналам связи в заинтересованные организации.

Результаты измерений, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП), передаются с сервера БД в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ и смежным субъектам ОРЭ

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УССВ-2 (госреестр № 54074-13) на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов сервера БД с часами УССВ-2 происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 1 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Наименование файла	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей)	Не ниже 14.03.01.02	25b98c6cd394aa17d f4bfc8badd85636	Amrserver.exe	MD5
драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД		498ca4f23e7d403af5 9f79502303c5ea	Amrc.exe	
драйвер работы с БД		d696def8639e23a10 e1898a466b8bd2f	Cdbora2.dll	
библиотека сообщений планировщика опроса		b8c331abb5e344441 70eee9317d635cd	alfamess.dll	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав 1-го уровня					$K_{\Gamma T} \cdot K_{\Gamma H} \cdot K_{\text{СЧ}}$	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики				
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер				Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %			
1	2	3		4		5	6	7	8	9	10			
1	ПС 110/35/6 кВ «Фанерная», ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{\Gamma T} = 300/5$ № 26422-06	A	ТФЗМ 110 Б-IV	16786	66000	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	0,5	2,0			
				B	ТФЗМ 110 Б-IV	16788								
				C	ТФЗМ 110 Б-IV	16791								
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{\Gamma H} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 26452-04	A	НКФ-110	7897						Реактивная	1,1	2,1
				B	НКФ-110	7896								
				C	НКФ-110	7895								
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{\text{СЧ}} = 1$ № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806111383								

Продолжение таблицы 2

2	ПС 110/35/6 кВ «Фанерная», ОРУ-110 кВ, Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 26422-06	A	ТФЗМ 110 Б-IV	16790	66000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТФЗМ 110 Б-IV	16787					
				C	ТФЗМ 110 Б-IV	16789					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 26452-04	A	НКФ-110	7899					
				B	НКФ-110	7894					
				C	НКФ-110	7898					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806112838					
3	ПС 110/35/6 кВ «Фанерная» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Фанерная – Новоильинск» ц. 1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 34016-07	A	ТОЛ-35 III-IV-3	572	14000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,9
				B	ТОЛ-35 III-IV-3	573					
				C	ТОЛ-35 III-IV-3	574					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00083-11					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00082-11					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00087-11					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804111369					

4	ПС 110/35/6 кВ «Фанерная», ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Фанерная - Новоильинск» ц. 2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 200/5 № 34016-07	A	ТОЛ-35 III-IV-3	575	14000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,9
				B	ТОЛ-35 III-IV-3	576					
				C	ТОЛ-35 III-IV-3	577					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 35000/√3/100/√3 № 40085-08	A	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00086-11					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00084-11					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-35	00085-11					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0804111455					
5	ПС 110/35/6 кВ «Фанерная», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 8	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	22442-11	2400	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	22443-11					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	22502-11					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02078-11					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02079-11					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02080-11					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806111982					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	ПС 110/35/6 кВ «Фанерная», РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	23386-11	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	22013-11					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	21990-11					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02078-11					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02079-11					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02080-11					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806112226					
7	ПС 110/35/6 кВ «Фанерная», РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 13	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	22495-11	2400	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	22494-11					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	22493-11					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02081-11					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02082-11					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-6	02083-11					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806112774					

Продолжение таблицы 2

8	ЦРП «Фанерщик» 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, яч. 102	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 25433-11	A	ТЛО-10	14376	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,2
				B	ТЛО-10	14375					
				C	ТЛО-10	14381					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6	2002600					
				B	ЗНОЛ.06-6	2002584					
				C	ЗНОЛ.06-6	2002627					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0803122113					

9	ЦРП «Фанерщик» 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, яч. 105	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 25433-11	A	ТЛО-10	29446	3600	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,2
				B	ТЛО-10	29465					
				C	ТЛО-10	29467					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-6	0010681					
				B	ЗНОЛ.06-6	0010683					
				C	ЗНОЛ.06-6	0010679					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М		0806112371					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \delta$ %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 5 °С до 35 °С.

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение (220±4,4) В; частота (50 ± 0,5) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения (0,98 - 1,02)U_н; диапазон силы тока (1,0 - 1,2)I_н; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – 0,87(0,5); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60°С до 60°С; счетчиков: в части активной энергии (23±2) °С, в части реактивной энергии (23±2) °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 - 1,1)U_{н1}; диапазон силы первичного тока (0,01 (0,02) - 1,2)I_{н1}; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5 - 1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 60 °С до 60 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.3

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 - 1,1)U_{н2}; диапазон силы вторичного тока (0,01 - 1,2)I_{н2}; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) 0,5-1,0 (0,6 - 0,87); частота (50 ± 0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 65 °С;
- относительная влажность воздуха (40-60) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220±10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа

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

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 41000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- журналах событий счетчика фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;

- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - ИВК.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
 - пароль на счетчике;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
 - ИВК

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПФК» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
1	2
Трансформаторы тока ТФЗМ 110 Б-IV	6 шт.
Трансформаторы тока ТОЛ-35 III-IV-3	6 шт.
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10	9 шт.
Трансформаторы тока ТЛО-10	6 шт.
Трансформаторы напряжения НКФ-110	6 шт
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-35	6 шт
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6	6 шт
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-6	6 шт

Продолжение таблицы 3

1	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М	9 шт
Устройство синхронизации системного времени УССВ-2	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр 06.2014.ПФК-УА.ФО-ПС	1 шт.
Технорабочий проект 06.2014.ПФК-УА.ТРП	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 58773-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПФК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2014 года.

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» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПФК». Технорабочий проект 6.2014.ПФК-АУ.ТРП».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «ПФК».

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. 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».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер» (ООО «ПКФ «Тенинтер»)
Адрес: РФ, 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр. 2, пом. VI, комн. 12
Телефон: 8 (495) 788-48-25
Факс: 8 (495) 788-48-25

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495) 437-55-77
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

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.