

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2, № 3

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО "СН-МНГ" Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2, № 3 (далее – АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО "СН-МНГ" Подстанции 110/35/6 кВ, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A №44467, регистрационный № 48251-11, ОАО "СН-МНГ" Подстанции 110/35/6 кВ с Изменением № 1, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 52082, регистрационный № 48251-13, ОАО "СН-МНГ" Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2 свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 53533, регистрационный № 48251-13, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2.

АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01.00 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) ЦСИ, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервера баз данных (БД) ЦСИ, устройство синхронизации системного времени на базе радиочасов МИР РЧ-02, номер в Госреестре СИ РФ № 46656-11, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

4-й уровень – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные 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 сети. Средняя за пери-

од 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.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным физическим линиям связи (интерфейс RS-485) поступают на входы УСПД, которое выполняет дальнейшую обработку измерительной информации, осуществляется ее хранение, накопление и передачу накопленных данных на уровень ИБК по основному (Radio Ethernet на базе оборудования Motorola Canopy) и резервному (канал GSM-сети, образованный GSM-модемами Siemens TC65) каналам связи.

На третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по выделенной линии до провайдера Internet - услуг (основной канал) или коммутируемой телефонной линией до Internet (резервный канал).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, состоящей из устройства синхронизации системного времени – радиочасов МИР РЧ-02, предназначенных для приема сигналов GPS и выдачи последовательного импульсного временного кода; пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта импульса к шкале координированного времени составляют ± 1 мкс. Часы сервера БД синхронизированы с часами радиочасов МИР РЧ-02, сличение ежесекундное. Часы УСПД синхронизированы с часами сервера БД, сличение часов УСПД и сервера осуществляется четыре раза в сутки (каждые 6 часов), корректировка часов УСПД осуществляется при расхождении часов УСПД и часов сервера БД более чем на ± 350 мс. Сличение часов счетчиков с часами УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков осуществляется при расхождении часов счетчика и часов УСПД на величину ± 2 с. и более.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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 ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2, № 3 используется ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» версии 2.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программный комплекс СЕРВЕР СБОРА ДАННЫХ	MirServsbor.msi	2.0.0.1	7d30b09bbf536b7f45db352b0c7b7023	md5
Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ	EnergyRes.msi	2.5	55a532c7e6a3c30405d702554617f7bc	md5
Программа ПУЛЬТ ЧТЕНИЯ ДАННЫХ	MirReaderSetup.msi	2.0.9.0	6dcfa7d8a621420f8a52b8417b5f7bbc	md5

Системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов МИР, в состав которых входит ПО, внесены в Госреестр СИ РФ № 36357-07.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

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

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35/6 кВ № 185 Западно-Асомкинское м/р								
1	Ввод 6 кВ №1 ИК №188	ТЛК10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 13608; Зав. № 13938	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0571	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279914040301	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312007	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
2	Ввод 6 кВ №2 ИК №189	ТЛК10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 13602; Зав. № 14585	НАМИТ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0580	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279914040300	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312007	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
3	ТСН ИК №190	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 2046264; Зав. № 2047153; Зав. № 2046364	-	МИР С-03.02D- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279214070480	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312007	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 35/6 кВ № 186 Западно-Асомкинское м/р								
4	Ввод 35 кВ "Ме- гион-1" ИК №191	ТВЭ-35УХЛ2 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 1649А; Зав. № 1649В; Зав. № 1649С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 18	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279914050377	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312002	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
5	Ввод 35 кВ "Ме- гион-2" ИК №192	ТВЭ-35УХЛ2 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 1672А; Зав. № 1672В; Зав. № 1672С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 121	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279914040305	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312002	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
6	Ввод 35 кВ "Сигней-1" ИК №193	ТВЭ-35УХЛ2 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 1700А; Зав. № 1700В; Зав. № 1700С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 18	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279914040306	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312002	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
7	Ввод 35 кВ "Сигней-2" ИК №194	ТВЭ-35УХЛ2 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 1682А; Зав. № 1682В; Зав. № 1682С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Зав. № 121	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279914050393	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312002	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПЛУ - 35 кВ "Асомкинская" Западно-Асомкинское м/р								
8	ВЛ-35 кВ "Сиг- ней-1" ИК №195	ТФН-35М Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 794; Зав. № 7135	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3/100/√3 Зав. № 1469900; Зав. № 1469899; Зав. № 1469878	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279914040318	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312001	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
9	ВЛ-35 кВ "Сиг- ней-2" ИК №196	ТФН-35М Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 9615; Зав. № 34316	ЗНОМ-35-65 Кл. т. 0,5 35000/√3/100/√3 Зав. № 1262336; Зав. № 1271747; Зав. № 1309468	МИР С-03.02Т- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279914040316	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312001	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
10	ТСН ИК №197	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 1097338; Зав. № 1097330; Зав. № 1099996	-	МИР С-03.02D- EQTLBMN-RR-1Т- Н Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 40279214070481	МИР УСПД- 01.00 Зав. № 1312001	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

- относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 55 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «СН-МНГ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик МИР С-03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 290000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД МИР УСПД-01.00 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 82500$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта

электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2, № 3 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	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛК10	9143-83	4
Трансформатор тока	ТОП-0,66	47959-11	6
Трансформатор тока	ТВЭ-35УХЛ2	13158-04	12
Трансформатор тока	ТФН-35М	3690-73	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	16687-97	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	19813-00	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-03.02Т-EQTLBMN-RR-1Т-Н	42459-12	8
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-03.02D-EQTLBMN-RR-1Т-Н	42459-12	2
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01.00	27420-08	3
Программное обеспечение	ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 48251-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2, № 3. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июле 2014 г.

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 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков МИР С-03 – по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные электронные МИР С-03. Методика поверки. М08.112.00.000 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;

- УСПД МИР УСПД-01.00 – по документу «Устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2008 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 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 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «СН-МНГ» Подстанции 110/35/6 кВ с Изменениями № 1, № 2, № 3, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

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

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

2 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

3 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 «Научно-производственное объединение «МИР» (ООО «НПО «МИР»)

Юридический адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Почтовый адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Тел.: (3812) 61-95-75, 26-45-02

Факс: (3812) 61-95-75, 26-45-02

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология» (ООО «Сервис-Метрология»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32

Факс: (499) 755-63-32

E-mail: info@s-metr.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

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.