

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» для ООО «Завод ТЕХНО» (г. Заинск)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» для ООО «Завод ТЕХНО» (г. Заинск) (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов 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-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий ИВК «ИКМ-Пирамида», устройство синхронизации системного времени на базе УСВ-2 (заводской № 2189), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 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 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-коммуникатор, далее по каналу связи стандарта GSM – на входы ИВК «ИКМ-Пирамида», где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей

информации, оформление отчетных документов. Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени на основе УСВ-2, синхронизирующее собственное время по сигналам времени, получаемым от GPS/GLONASS -приемника, входящего в состав УСВ-2. Предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени составляет не более 0,35 с. Часы ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизированы с часами УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час вне зависимости от наличия расхождения. Сличение часов счетчиков с часами ИВК «ИКМ-Пирамида» производится каждый сеанс связи (1 раз в сутки), корректировка часов счетчиков осуществляется независимо от наличия расхождений.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и ИВК «ИКМ-Пирамида» 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 ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

| Наименование программного обеспечения | Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|--|---|---|---|---|
| Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета | CalcClients.dll | 3 | e55712d0b1b219065d63da949114dae4 | MD5 |
| Модуль расчета небаланса энергии/мощности | CalcLeakage.dll | 3 | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f | MD5 |

| Наименование программного обеспечения | Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|--|---|---|---|---|
| Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах | CalcLosses.dll | 3 | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac | MD5 |
| Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений | Metrology.dll | 3 | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе | ParseBin.dll | 3 | 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК | ParseIEC.dll | 3 | 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus | ParseModbus.dll | 3 | c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида | ParsePiramida.dll | 3 | ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f | MD5 |
| Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации | SynchroNSI.dll | 3 | 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 | MD5 |

| Наименование программного обеспечения | Идентификационное наименование программного обеспечения | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---|---|---|---|---|
| Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени | VerifyTime.dll | 3 | 1ea5429b261fb 0e2884f5b356a 1d1e75 | MD5 |

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №45270-10. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» для ООО «Завод ТЕХНО» (г. Заинск) и их основные метрологические характеристики

| Но мер ИК | Наименование точки измерений | Измерительные компоненты | | | | Вид электро-энергии | Метрологические характеристики ИК | |
|-----------|---|---|--|---|---|---------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| | | ТТ | ТН | Счетчик электрической энергии | ИВК | | Основная погрешность, % | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | РТП 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ 2 СШ, яч. №9 | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 05981 Зав. № 06009 | ЗНИОЛ Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 0176 Зав. № 0179 Зав. № 0181 | ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611127335 | ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 | Актив-ная ± 1,3 | ± 3,3 | Реак-тивная ± 2,5 ± 5,7 |
| 2 | БКТП 2 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ 2 СШ, яч. №8 | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 29101 Зав. № 29240 | ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 28904 Зав. № 28902 Зав. № 28911 | ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611127258 | | Актив-ная ± 1,3 | ± 3,3 | Реак-тивная ± 2,5 ± 5,7 |
| 3 | КТПН-ТВ-400 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Тр-ра | ТШП-0,66 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 3110030 Зав. № 3110026 Зав. № 3110021 | — | ПСЧ-4ТМ.05М.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611127595 | | Актив-ная ± 1,0 | ± 3,3 | Реак-тивная ± 2,1 ± 5,7 |
| 4 | РТП 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ 1 СШ, яч. №6 | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 06007 Зав. № 05988 | ЗНИОЛ Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 0175 Зав. № 0213 Зав. № 0028 | ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611127476 | | Актив-ная ± 1,3 | ± 3,3 | Реак-тивная ± 2,5 ± 5,7 |
| 5 | БКТП 2 10/0,4 кВ, РУ-10 кВ 1 СШ, яч. №5 | ТОЛ-СЭЩ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 29086 Зав. № 29358 | ЗНОЛ.06-10 Кл.т. 0,5 10000:√3/100:√3 Зав. № 1745 Зав. № 1753 Зав. № 1744 | ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611127279 | | Актив-ная ± 1,3 | ± 3,3 | Реак-тивная ± 2,5 ± 5,7 |

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

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

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) Ун; ток (0,02 – 1,2) Ин; cosφ = 0,9инд.; частота (50 ± 0,2) Гц;
- температура окружающей среды: (20±5) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:
для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 - 1,2)I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,6 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $40\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 98 % при $25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от $84,0$ кПа до $106,7$ кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- 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 $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков от минус $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $60\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 90 % при $30\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от $70,0$ кПа до $106,7$ кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- атмосферное давление от $84,0$ кПа до $106,7$ кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % $I_{ном}$ $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергетики от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до плюс $35\text{ }^{\circ}\text{C}$.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и контроллеров СИКОН 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 ИВК «ИКМ-Пирамида»:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК «ИКМ-Пирамида»;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида»;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - ИВК «ИКМ-Пирамида».

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (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:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – 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) ООО «РГМЭК» для ООО «Завод ТЕХНО» (г. Заинск) типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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 компонента | Тип компонента | № Госреестра | Количество |
|----------------------------|----------------|--------------|------------|
| Трансформаторы тока | ТОЛ-СЭЩ-10 | 32139-06 | 8 |
| Трансформаторы тока шинные | ТШП-0,66 | 47957-11 | 3 |
| Трансформаторы напряжения | ЗНИОЛ | 25927-03 | 6 |

| Наименование компонента | Тит компонента | № Госреестра | Количество |
|--|----------------|--------------|------------|
| Трансформаторы напряжения | ЗНОЛ.06 | 3344-08 | 6 |
| Счетчики электрической энергии многофункциональные | ПСЧ-4ТМ.05М | 36355-07 | 5 |
| Устройства синхронизации времени | УСВ-2 | 41681-09 | 1 |
| Комплексы информационно-вычислительные | ИКМ-Пирамида | 45270-10 | 1 |
| Методика поверки | — | — | 1 |
| Формуляр | — | — | 1 |
| Руководство по эксплуатации | — | — | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 56249-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» для ООО «Завод ТЕХНО» (г. Заинск). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2013 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";
- 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 электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- устройства синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.09 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – в соответствии с документом «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 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 -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 «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РГМЭК» для ООО «Завод ТЕХНО» (г. Заинск) для оптового рынка электроэнергии», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» для ООО «Завод ТЕХНО» (г. Заинск)

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). 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 (МЭК 62053-23:2003). 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.

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.

МИ 3000-2006 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

(ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»)

Юридический адрес: 600026, Россия, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8, а/я 14

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 42-45-02

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д. 1, строение 2

Тел.: 8 (495) 640-96-09

Испытательный центр

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел/факс: (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

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2014 г.