

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Прикумск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Прикумск» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (зав. № 001414), устройство синхронизации времени типа 35HVS, коммутационное оборудование.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Юга (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передаче в организации-участники ОРЭ.

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени на базе приемника GPS; автоматизированных рабочих мест (АРМ) на базе ПК; каналобразующей аппаратуры; средств связи и передачи данных.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 преобразуют 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

Результаты измерений счётчиками активной и реактивной электроэнергии собираются УСПД, где производится накопление и хранение результатов измерений по подстанции.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных сервера БД ИВК ЦСОД МЭС Юга. В сервере БД ИВК ЦСОД МЭС Юга информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя GPS-приемник сигналов точного времени типа 35HVS. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника. При расхождении времени часов УСПД с часами GPS-приемника на ± 1 с выполняется корректировка часов УСПД. Синхронизация внутренних часов счетчика с часами УСПД осуществляется каждые 30 мин вне зависимости от наличия расхождения часов счетчиков с часами УСПД. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа-Центр». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

| 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 |
|---------------------------------------|--|--------------------|---------------------------------------|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ПО «Альфа-Центр» | программа-планировщик опроса и передачи данных | amrserver.exe | не ниже v. 11.07.01.01 | 7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0 | MD5 |
| | драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД | amrc.exe | | a38861c5f25e237e79110e1d5d66f37e | |
| | драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД | amra.exe | | e8e5af9e56eb7d94da2f9dff64b4e620 | |

Продолжение Таблицы 1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|----------------------|--|----------------|-------------------------------|--|-----|
| ПО «Альфа- Центр» | драйвер работы с БД | cdbora2.dll | не ниже v. 11.07. 01.01 | 0ad7e99fa2672 4e65102e21575 0c655a | MD5 |
| | библиотека шифрования пароля счетчиков | encryptdll.dll | | 0939ce05295fb cbbba400eeae8 d0572c | |
| | библиотека сообщений планировщика опросов | alphamess.dll | | b8c331abb5e34 444170eee9317 d635cd | |

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го уровня АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го уровня АИИС КУЭ

| № ИК | Диспетчерское наименование точки учёта | Состав 1-го уровня АИИС КУЭ | | | Вид электроэнергии |
|-----------------------------|--|--|---|--|------------------------|
| | | Трансформатор тока | Трансформатор напряжения | Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| ПС 330 кВ «Прикумск» | | | | | |
| 1 | ВЛ-110 кВ Л-165 точка измерения №3 | ТГФМ-110 П* класс точности 0,5S Ктт=300/1 Зав. № 5842; 5853; 5855 Госреестр № 36672-08 | НКФ-110-83 У1 класс точности 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 61023; 1080658; 1080632 Госреестр № 1188-84 | EA02RAL-P4B-4W класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01176476 Госреестр № 16666-07 | активная реактивная |
| 2 | ВЛ-110 кВ Л-70 точка измерения №6 | ТГФМ-110 П* класс точности 0,5S Ктт=300/1 Зав. № 5846; 5854; 5848 Госреестр № 36672-08 | НКФ-110-83 У1 класс точности 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 61023; 1080658; 1080632 Госреестр № 1188-84 | EA02RAL-P4B-4W класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01176447 Госреестр № 16666-07 | активная реактивная |
| 3 | ВЛ-110 кВ Л-71 точка измерения №7 | ТГФМ-110 П* класс точности 0,5S Ктт=300/1 Зав. № 5857; 5844; 5839 Госреестр № 36672-08 | НКФ-110-83 У1 класс точности 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 61023; 1080658; 1080632 Госреестр № 1188-84 | A1R-4AL-C29-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01003276 Госреестр № 14555-95 | активная реактивная |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|--|--|---|--|------------------------|
| 4 | ВЛ-110 кВ Л-78 точка измерения №9 | ТГФМ-110 П* класс точности 0,5S Ктт=300/1 Зав. № 5838; 5856; 5840 Госреестр № 36672-08 | НКФ-110-83 У1 класс точности 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 61023; 1080658; 1080632 Госреестр № 1188-84 | A1R-4AL-C29-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01003086 Госреестр № 14555-95 | активная реактивная |
| 5 | ВЛ-110 кВ Л-80 точка измерения №10 | ТГФМ-110 П* класс точности 0,5S Ктт=300/1 Зав. № 5845; 5841; 5850 Госреестр № 36672-08 | НКФ-110-57 У1 класс точности 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 1080629; 1080662; 1080647 Госреестр № 1188-58 | EA02RAL-P4B-4W класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01176480 Госреестр № 16666-07 | активная реактивная |
| 6 | ВЛ-110 кВ Л-81 точка измерения №11 | ТГФМ-110 П* класс точности 0,5S Ктт=300/1 Зав. № 5852; 5843; 5837 Госреестр № 36672-08 | НКФ-110-57 У1 класс точности 0,5 Ктн=110000/√3/100/√3 Зав. № 1080629; 1080662; 1080647 Госреестр № 1188-58 | A1R-4AL-C29-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01010255 Госреестр № 14555-95 | активная реактивная |
| 7 | ВЛ-35 кВ Л-517 точка измерения №15 | ТОЛ-35V-4 УХЛ1 класс точности 0,5S Ктт=150/5 Зав. № 136; 137; 146 Госреестр № 21256-07 | ЗНОМ-35-65 У1 класс точности 0,5 Ктн=35000/√3/100/√3 Зав. № 1382230; 1382146; 1313385 Госреестр № 912-70 | A1R-4AL-C29-T класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01003607 Госреестр № 14555-95 | активная реактивная |

Таблица 3. - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

| Номер ИК | Диапазон значений силы тока | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК | | | | | |
|---|--|---|-----------------------|----------------------|--|-----------------------|----------------------|
| | | Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), % | | | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), % | | |
| | | $\cos \varphi = 1,0$ | $\cos \varphi = 0,87$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 1,0$ | $\cos \varphi = 0,87$ | $\cos \varphi = 0,8$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1, 2, 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S) | $0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$ | 1,8 | 2,2 | 2,5 | 1,9 | 2,3 | 2,6 |
| | $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$ | 1,1 | 1,4 | 1,6 | 1,2 | 1,5 | 1,7 |
| | $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 0,9 | 1,1 | 1,2 | 1,0 | 1,2 | 1,4 |
| | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$ | 0,9 | 1,1 | 1,2 | 1,0 | 1,2 | 1,4 |
| 3, 4, 6, 7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S) | $0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$ | 1,8 | 2,2 | 2,5 | 1,9 | 2,3 | 2,6 |
| | $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$ | 1,1 | 1,4 | 1,6 | 1,2 | 1,5 | 1,7 |
| | $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 0,9 | 1,1 | 1,2 | 1,0 | 1,2 | 1,4 |
| | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$ | 0,9 | 1,1 | 1,2 | 1,0 | 1,2 | 1,4 |

Таблица 4. - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

| Номер ИК | Диапазон значений силы тока | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК | | | |
|--|------------------------------------|---|--|--|--|
| | | Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), % | | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), % | |
| | | $\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$) | $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$) | $\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$) | $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1, 2, 5 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5 - ГОСТ Р 52425-2005) | $0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$ | 4,9 | 4,0 | 5,1 | 4,2 |
| | $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$ | 3,1 | 2,5 | 3,4 | 2,9 |
| | $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 2,3 | 1,9 | 2,7 | 2,3 |
| | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$ | 2,3 | 1,9 | 2,7 | 2,3 |
| 3, 4, 6, 7 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5) | $0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$ | 5,1 | 4,1 | 5,5 | 4,5 |
| | $0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$ | 3,1 | 2,5 | 3,3 | 2,7 |
| | $0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$ | 2,2 | 1,8 | 2,4 | 2,0 |
| | $I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$ | 2,2 | 1,8 | 2,3 | 1,9 |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - $(0,99 - 1,01)U_n$;
- диапазон силы тока - $(0,01 - 1,2)I_n$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; ИВКЭ - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии "АЛЬФА", "ЕвроАльфа":

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 - 1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01 - 1,2)I_{n2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005.
5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 4 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Прикумск» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование | Кол-во, шт. |
|--|-------------|
| 1 | 2 |
| Трансформаторы тока ТГФМ-110 П* | 18 |
| Трансформаторы тока ТОЛ-35 | 3 |
| Трансформаторы напряжения НКФ-110-83 У1 | 3 |
| Трансформатор напряжения однофазный масляный НКФ-110-57 У1 | 3 |
| Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65 У1 | 3 |
| Устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 | 1 |
| Счётчики электроэнергии многофункциональные типа АЛЬФА | 4 |
| Счётчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа | 3 |
| Методика поверки | 1 |
| Формуляр | 1 |
| Инструкция по эксплуатации | 1 |

Поверка

осуществляется по документу МП 51991-12 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Прикумск». Методика поверки", утвержденному в октябре 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "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";
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений МИ 3195-2009 « ГСИ. Мощность нагрузки на трансформаторы напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей.
- Счетчики "АЛЬФА" - по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801 или образцового ваттметра-счётчика ЦЭ6802;
- "ЕвроАльфа" - по документу "Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки."
- УСПД RTU-325 – по документу "Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. ДЯИМ.466453.005 МП. Методика поверки";
- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Прикумск».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Прикумск»

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.
4. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия
5. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
6. 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".
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".
8. «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Прикумск».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы"

(ОАО "ФСК ЕЭС")

117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Е-mail: info@fsk-ees.ru

<http://www.fsk-ees.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр
"ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)
123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4
Тел. (495) 620-08-38
Факс (495) 620-08-48

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495)437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

" ____ " _____ 2012 г.