

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 – АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 – АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» – АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская», сертификат об утверждении типа RU.E.34.004.A № 33551 от 08.12.2008 г., регистрационный № 39258-08, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 62, № 63.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 – АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии за установленные интервалы времени, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему.

1-й уровень включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа A1802RALQ-P4GB-DW-4 класса точности 0,2S/0,5 по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

2-й уровень включает в себя измерительно-вычислительный комплекс электроустановки АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1, созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325 (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 002367) и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), Госреестр СИ РФ № 45048-10. Сервер баз данных (БД) ИВК расположен в ОАО «ФСК ЕЭС».

Измерительные каналы АИИС КУЭ включают в себя 1-й, 2-й и 3-й уровни АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1

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 интервалах времени, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 минут (параметр  $P_{A14}$ ). В памяти счетчиков ведутся профили нагрузки (параметр  $P_{A26}$ ) и графики параметров сети.

Каждые 30 минут УСПД RTU-325 производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК (параметр  $P_{A15}$ ). Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД и, по запросу с сервера базы данных ИВК, с периодичностью 1 раз в 30 минут предоставляется в базу данных ИВК. Вышеописанные процедуры выполняются автоматически, а время и частота опроса устанавливаются на этапе пуско-наладки системы.

Раз в сутки с уровня ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) формируются и отсылаются файлы в формате XML, содержащие информацию о получасовой потребленной и выданной электроэнергии по каждому из направлений, всем заинтересованным субъектам ОРЭ (параметры  $P_{A18}$ ,  $P_{A21}$ ).

Возможность приема данных смежными системами с уровня ИВКЭ может быть обеспечена установкой программного обеспечения (ПО) «Альфа-Центр» на автоматизированных рабочих местах (АРМ) пользователей смежных субъектов ОРЭ.

В АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 синхронизация часов УСПД RTU-325 производится от GPS-приемника (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к УСПД RTU-325. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД RTU-325, а от них – и счетчики АЛЬФА А1800, подключенных к УСПД RTU-325. В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с. Сверка показаний часов УСПД RTU-325 с УССВ осуществляется каждые 30 минут, корректировка часов УСПД RTU-325 осуществляется при расхождении со временем УССВ на величину  $\pm 2$  с. Сверка часов счетчиков с часами УСПД RTU-325 осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени часов осуществляется при расхождении часов счетчика и УСПД RTU-325 на величину  $\pm 2$  с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время часов счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий

## **Программное обеспечение**

Уровень ИВКЭ содержит программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» и решает задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
"Альфа-Центр"	"Amrserver.exe"	4.01.03.02	9fe73a904933fac4f0f05992d297f055	MD5
"Альфа-Центр"	"Amrc.exe"	4.01.03.02	e05ee8bed68da05ac30efffb0fa1ba1b	MD5
"Альфа-Центр"	"Amra.exe"	4.01.03.02	edc1a15ebdb5d1c53b466d053d57a23a	MD5
"Альфа-Центр"	"Cdbora2.dll"	4.01.03.02	9cdaa526f6378179847fcc4cab8110ce	MD5
"Альфа-Центр"	"encryptdll.dll"	4.01.03.02	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
"Альфа-Центр"	"alphamess.dll"	4.07.07	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5

- 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 уровня измерительных каналов (ИК) и метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (первый уровень) и их метрологические характеристики

Канал измерений		Измерительные компоненты							Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер	$K_{\text{гг}} \cdot K_{\text{гн}} \cdot K_{\text{сч}}$	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная Погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %
1	2	3		4		5	6	7	8		
62	Новолисино-2	ТТ	$K_{\text{T}} = 0,2\text{S}$ $K_{\text{гг}} = 1000/1$ № 15651-06	A	TG-145	15790/10	1100000	Энергия активная, $W_{\text{P}}$ Энергия реактивная, $W_{\text{Q}}$	Активная  Реактивная	± 0,5 %  ± 1,1 %	± 1,9 %  ± 2,0 %
				B	TG-145	15791/10					
				C	TG-145	15792/10					
		ТН	$K_{\text{T}} = 0,2$ $K_{\text{гн}} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 30089-05	A	CCV-123	05-XB500801/003					
				B	CCV-123	05-XB500801/002					
				C	CCV-123	05-XB500801/001					
		Счетчик	$K_{\text{T}} = 0,2\text{S}/0,5$ $K_{\text{сч}} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01215579					

Окончание таблицы 2

Канал измерений		Измерительные компоненты							Метрологические характеристики		
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке		Обозначение, тип		Заводской номер	$K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{ТН}} \cdot K_{\text{Сч}}$	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная Погрешность ИК, $\pm$ %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm$ %
1	2	3		4		5	6	7	8		
63	Новолисино-1	ТТ	$K_{\text{T}} = 0,2\text{S}$ $K_{\text{ТТ}} = 1000/1$ № 15651-06	A	TG-145	15787/10	1100000	Энергия активная, $W_{\text{P}}$ Энергия реактивная, $W_{\text{Q}}$	Активная  Реактивная	$\pm 0,5$ %  $\pm 1,1$ %	$\pm 1,9$ %  $\pm 2,0$ %
				B	TG-145	15789/10					
				C	TG-145	15788/10					
		ТН	$K_{\text{T}} = 0,2$ $K_{\text{ТН}} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 30089-05	A	CCV-123	05-XB500801/004					
				B	CCV-123	05-XB500801/005					
				C	CCV-123	05-XB500801/006					
		Счетчик	$K_{\text{T}} = 0,2\text{S}/0,5$ $K_{\text{Сч}} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01215580					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации,  $\pm$  %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,5$  ( $\sin\varphi=0,87$ ), токе ТТ, равном 2 % от  $I_{ном}$  и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 °С до 30 °С.

2. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 4,4)$  В; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения -  $(0,98 - 1,02)U_{н1}$ ; диапазон силы тока -  $(1,0 - 1,2)I_{н1}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,87(0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков:  $(23\pm 2)$  °С; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.  $((100\pm 4)$  кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,01 - 1,2)I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 - 1,0$  ( $0,6 - 0,87$ ); частота -  $(50 \pm 0,5)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.  $((100\pm 4)$  кПа)

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 - 1,1)U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,02$  ( $0,01$  при  $\cos\varphi=1$ ) -  $1,2)I_{н2}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) -  $0,5 - 1,0$  ( $0,6 - 0,87$ ); частота -  $(50 \pm 0,5)$  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 -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.  $((100\pm 4)$  кПа)

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение -  $(220\pm 10)$  В; частота -  $(50 \pm 1)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от 15 °С до 30 °С;
- относительная влажность воздуха -  $(70\pm 5)$  %;
- атмосферное давление -  $(750\pm 30)$  мм рт.ст.  $((100\pm 4)$  кПа)

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-05 в режиме измерения активной электрической энергии и в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Северо-Запада ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик АЛЬФА А1800 – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0=120\,000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_B=168$  ч.;
- компоненты ИВКЭ – УСПД - среднее время наработки на отказ не менее  $T_0=55\,000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $T_B=24$  ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г\_АИИС} = 0,991$  – коэффициент готовности;

$T_{О\_АИИС} = 9687$  ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС - Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Мощные функции контроля процесса работы и развитые средства диагностики системы;
- Резервирование элементов системы;
- Резервирование каналов связи при помощи переносного инженерного пульта;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания.
- журнал событий ИВКЭ:
  - ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
  - ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования); потеря и восстановление связи со счетчиком;
  - установка текущих значений времени и даты;
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, закливании и т.п.);
  - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
  - отключение питания.
- журнал событий ИВК:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывов электропитания;
  - программных и аппаратных перезапусков;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
  - клеммы низкого напряжения трансформаторов напряжения;
  - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);

- клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
- промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
- испытательная коробка (специализированный клеммник);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации( возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
  - установка пароля на сервер БД ИВК.
- 

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств 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 подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 определяется проектной документацией на создание первоначальной и добавленной частей АИИС КУЭ. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ Ленинградская» с Изменением № 1

Наименование	Количество
Трансформаторы тока TG-145	6 шт.
Трансформаторы напряжения емкостные ССВ-123	6 шт.
Счетчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные типа Альфа А1800	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных RTU-325	1 шт.
Сервер БД ИВК НР	1 шт.
АРМ оператора с ПО Windows XP и AC_SE_5c2	1 шт.
Переносной инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Паспорт - Формуляр	1 экземпляр.
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр



## **Поверка**

осуществляется по документу МП 39258-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Счетчики типа АЛЬФА А1800 – по документу МП 2203-0042-2006 "Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки";
- УСПД RTU-300 – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466453.005МП;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «21168598.422231.0301.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1 - АИИС КУЭ ПС 750/330/110/6 кВ «Ленинградская» с Изменением № 1**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

7. «21168598.422231.0301.ИС1.М. Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии подстанции 750/330/110/6 кВ «Ленинградская»

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с Ограниченной Ответственностью «Энергоучет»  
(ООО «Энергоучет»)

Юридический адрес:  
443070, Россия, г. Самара,  
ул. Партизанская, д. 150

Почтовый адрес:  
443070, Россия, г. Самара,  
ул. Партизанская, д. 150  
Тел./Факс: (846) 268-00-00, 270-52-95

**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

Е.Р.Петросян

М.П. "\_\_\_\_\_" \_\_\_\_\_ 2012 г.