

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири) (далее – АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)) предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)», предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири), представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения. Измерительные каналы (ИК) системы состоят из следующих уровней:

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) состоит из установленных на объектах контроля трансформаторов тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчиков активной и реактивной электроэнергии, вторичных электрических цепей, технических средств каналов передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), в который входят устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325, обеспечивающее интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора и передачи данных, программное обеспечение (ПО), каналообразующую аппаратуру, рабочие станции (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, диагностики состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в ОАО «АТС».

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по за-

просу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири) измерения и передача данных на верхний уровень происходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики Альфа производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$ ) и полную мощность ( $S=U \cdot I$ ). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$ . Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация передается в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи.

АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири) имеет 3 независимых устройства синхронизации времени УССВ. Коррекция времени ИВК (сервер) производится не реже одного раза в сутки по сигналам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS-приемника, подключенного ИВК (сервер). Коррекция времени каждого УСПД производится не реже одного раза в час по сигналам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS-приемника, подключенного УСПД (RTU-325).

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири) соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП «Совет рынка» и ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращения активной электрической энергии, календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам или к УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири), являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений. Устройства связи, модемы различных типов, пульта оператора, средства

вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### Программное обеспечение

ПО «АльфаЦЕНТР» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири), приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Альфа Центр АС_РЕ_100. 12.02.01.02	94b754e7dd0a57655c4f6b8252afd7a6	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД		231657667d86238ff596845be4ba5d01	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД		276049f66059b53881e5c27c8277dc01	
	Драйвер работы с БД		5e9a48ed75a27d10c135a87e77051806	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков		0939ce05295fbcbbba400eea8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С	от +5 до +35

- трансформаторов тока и напряжения, °С	от -40 до +40
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110; 10; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	0,4; 0,3; 0,1; 0,08
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек измерения, шт.	7
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S/0,5; 0,5S/1).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений электроэнергии в ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Таблица 3

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d$ , %.

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
1, 5	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	1	Не нормируется	±1,1	±0,8	±0,8
		0,8 (емк.)	Не нормируется	±1,5	±1,0	±0,9
		0,5 (инд.)	Не нормируется	±2,2	±1,4	±1,2
	ТТ класс точности 0,2 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	Не нормируется	±2,2	±1,4	±1,2
		0,5 (0,87)	Не нормируется	±1,6	±1,1	±1,0
2,3 6,7	ТТ класс точности 0,5 ТН отсутствует Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	Не нормируется	±2,1	±1,6	±1,5
		0,8 (емк.)	Не нормируется	±3,3	±2,1	±1,8
		0,5 (инд.)	Не нормируется	±5,6	±3,1	±2,4
	ТТ класс точности 0,5 ТН отсутствует	0,8 (0,6)	Не нормируется	±5,1	±2,9	±2,3

	Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	Не нормируется	±3,4	±2,2	±2,0	
4	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5	1	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0	
		0,8 (емк.)	±3,0	±1,8	±1,4	±1,4	
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5 (инд.)	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3	
		ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5	0,8 (0,6)	±5,0	±2,7	±2,0	±2,0
		Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени ( $d_p$ ), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d_s^2 + \left( \frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

$d_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

$d_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 при измерении электроэнергии, в %;

$K$  – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

$K_e$  – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

$T_{cp}$  - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

$P$  - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

$T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири) типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 4, 5.

Таблица 4.

Канал учета		Средство измерений	
№ ИК	Наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	Наименование средств измерений	Обозначение, тип, технические условия либо метрологические характеристики, № Госреестра
	АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)	УСПД	RTU-300 № 002434 ГР № 19495-03
1	ГТЭС «Кызылская» Вывод 110кВ мобильной подстанции	ТТ	ТАТ Класс точности 0,2 $I_1/I_2 = 300/5$ №№ 6100566; 6100570; 6100571 ГР № 29838-05
		ТН	EMF 52-170 Класс точности 0,2 $U_1/U_2 = 110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ №№ 1HSE 8730568; 1HSE8730569; 1HSE 8730570 ГР № 32003-06
		Счетчик	Альфа А1800; Класс точности 0,2S/0,5 № 06918383 ГР № 31857-06
2	ГТЭС «Кызылская» ТСН-1	ТТ	ASK Класс точности 0,5 $I_1/I_2 = 400/5$ № № 07С 91201584; 07С 91201588; 07С 91201590 ГР № 31089-06
		ТН	Нет
		Счетчик	АЛЬФА Класс точности 0,5S/1 № 01154311 ГР № 14555-02

3	ГТЭС «Кызылская» ТСН-2	ТТ	ASK Класс точности 0,5 $I_1/I_2 = 80/5$ №№ 06К 91006700; 06К 91006696; 06К 91006697 ГР № 31089-06
		ТН	Нет
		Счетчик	АЛЬФА Класс точности 0,5S/1 №01154308 ГР № 14555-02
4	ГТЭС «Кызылская» КТПН	ТТ	ТОЛ-10-1 Класс точности 0,5S $I_1/I_2 = 100/5$ №№ 16688; 10769; 16689 ГР № 15128-07
		ТН	НТМИ-10-66 Класс точности 0,5 $U_1/U_2 = 10000/100$ № 1153 ГР № 831-69
		Счетчик	Альфа А1800 класс точности 0,2S/0,5 № 01201706 ГР № 31857-06
	АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кы- зылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)	УСПД	RTU-300 № 002162 ГР № 19495-03
5	ГТЭС «Кызылская» Вывод 110кВ мобильной подстанции №2	ТТ	ТАТ Класс точности 0,2 $I_1/I_2 = 300/5$ №№ 06100569; 06100568; 06100567 ГР № 29838-05
		ТН	EMF 52-170 Класс точности 0,2 $U_1/U_2 = 110000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ №№ 1HSE 8730565; 1HSE 8730566; 1HSE 8730567 ГР № 32003-06
		Счетчик	Альфа А3 Класс точности 0,2S/0,5 № 01144761 ГР № 27429-04

6	ГТЭС «Кызылская» ТСН-3	ТТ	ASK Класс точности 0,5 I <sub>1</sub> /I <sub>2</sub> =400/5 № № 07А91122745; 07А91122747; 07А91122749 ГР № 31089-06
		ТН	Нет
		Счетчик	АЛЬФА Класс точности 0,5S/1 № 01149137 ГР № 14555-02
7	ГТЭС «Кызылская» ТСН-4	ТТ	ASK Класс точности 0,5 I <sub>1</sub> /I <sub>2</sub> =100/5 №№ 06/36391; 06/36393; 06/36392 ГР № 31089-06
		ТН	Нет
		Счетчик	АЛЬФА Класс точности 0,5S/1 № 01144763 ГР № 14555-02

Примечание: в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно МИ 2999-2011. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири) как его неотъемлемая часть.

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)
ИВК HP Proliant DL160G5 Xeon E 5405/O3Y-1GB/НЖМД- 2x250Gb	1 шт.
Сотовый модем TC35T	1 шт.
Источник бесперебойного питания (ИБП) Smart-UPS 1000RM	1 шт.
Спутниковый терминал	1 шт.
Устройство синхронизации времени УССВ-16HVS	1 шт.
Инженерный пульт на базе Notebook	1 шт.
Формуляр НВЦП.422200.039.1.ФО	1(один) экземпляр



Методика поверки НВЦП.422200.039.1.МП	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации НВЦП.422200.039.1.РЭ	1(один) экземпляр
Программное обеспечение электросчетчиков	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Программное обеспечение УСПД RTU-325	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Программный пакет АС-РЕ_100 «АльфаЦЕНТР». Версия 12	Состав программных модулей определяется заказом потребителя
Устройство синхронизации системного времени	2 шт.
GSM терминал Simens TC 35T	2 шт.
Маршрутизатор Cisco 2960	2 шт.
Спутниковый терминал	2 шт.

### Поверка

осуществляется по документу НВЦП.422200.039.1МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа Альфа в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМ в 2002 г.;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа Альфа А1800 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМ в 2006 г.;
- средства поверки многофункциональных трехфазных счетчиков электрической энергии типа Альфа А3 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМ в 2004 г.;
- средства поверки устройств сбора и передачи данных RTU-300 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИМС в 2003 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01;
- Вольтамперфазометр «Парма ВАФ<sup>®</sup>-А(М)»;
- Мультиметр «Ресурс – ПЭ».

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)». Руководство по эксплуатации. НВЦП.422200.039.1.РЭ.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ мобильной ГТЭС, размещенной на площадке ПС 220/110/35/10 кВ «Кызылская» ОАО «ФСК ЕЭС» (МЭС Сибири)»**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**  
осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель** ОАО «Электроцентроналадка», г. Москва  
123995, г.Москва, Г-59, ГСП-5, Бережковская наб., д.16 корп. 2

**Испытательный центр** ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»  
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.  
119361, Москва, ул. Озерная, 46.  
Тел. 781-86-03; e-mail: [dept208@vniims.ru](mailto:dept208@vniims.ru)

Заместитель  
Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Е.Р. Петросян

МП «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.