

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ» (далее – АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии в точках измерений ООО «Верхневолжский СМЦ», интервалов времени, календарного времени.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ» представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из измерительных каналов (ИК) и измерительно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ» решает следующие задачи:

- организация автоматизированного коммерческого учета электроэнергии в точках измерений ООО «Верхневолжский СМЦ»;
- обмен информацией с заинтересованными участниками ОРЭ по согласованному формату и регламенту;
- формирования отчетных документов.

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ».

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя промышленный сервер (далее - сервер), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ).

В АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ» измерения и передача данных на верхний уровень происходит 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 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. Подключение счётчиков к модему осуществляется с помощью интерфейса RS-232 или по интерфейсу RS-485 через преобразователь интерфейсов. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в ИВК ОАО «Мосгорэнерго». Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИВК.

Для передачи данных от ИИК на уровень ИВК используется сотовый канал связи (GSM900/1800). Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени УСВ-1, подключенного к ИВК АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ». Коррекция времени счетчиков производится автоматически при рассогласовании с системным временем более чем на  $\pm 2$  с.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ» соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной и реактивной электрической энергии, измерений 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 ИВК соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам через оптопорт (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного инженерного пульта на базе Notebook с последующей передачей данных на верхний уровень.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 60 суток;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3 лет;

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

Журналы событий счетчика электрической энергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректуре.

### **Программное обеспечение**

В состав прикладного программного обеспечения (ПО) сервера БД АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ» входит многопользовательский программный комплекс «Альфа ЦЕНТР» с возможностью опроса до 5000 (пяти тысяч) точек счетчиков электрической энергии.

ПО «Альфа ЦЕНТР» базируется на принципах клиент-серверной архитектуры и обеспечивает соблюдение принципов взаимодействия открытых систем. В качестве СУБД используется ORACLE Personal Edition 11. В ПО предусмотрено разграничение доступа к функциям для различных категорий пользователей, а также фиксации действий персонала в системном журнале.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ПО «Альфа ЦЕНТР» и определяются классом применяемых электросчетчиков и трансформаторов.

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

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного на сервере БД АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ», приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Альфа ЦЕНТР» для о сервера БД АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ»

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
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	3.28.6.0	24dc80532f6d9391dc47f5dd7aa5df37	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.29.1.0	9b0db49d1986be4e0a98568b111f76d0	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.29.1.0	611871e36194187d93f20c9fd9be0aac	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.29.0.0	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	Номер версии отсутствует	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 измерения электроэнергии	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2.
Параметры питающей сети переменного тока:	
Напряжение, В	220±22
Частота, Гц	50±1

Параметр	Значение
Температурный диапазон окружающей среды: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от -30 до +30 от -30 до +30
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	10; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	0,3; 0,15; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	100; 5
Количество точек учета, шт.	8
Интервал измерений, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, не менее, лет	10

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК	cos φ (sin φ)	$\delta_{5\%I}$ $I_5\% \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1, 2	ТТ (класс точности 0,5)	1	±2,0	±1,3	±1,2
	ТН (класс точности 0,5)	0,8 (инд.)	±3,2	±2,1	±1,8
	Счетчик (класс точности 0,2S)	0,5 (инд.)	±5,6	±3,2	±2,5
	ТТ (класс точности 0,5)	0,8 (0,6)	±5,4	±4,0	±3,7
	ТН (класс точности 0,5)	0,5 (0,87)	±3,4	±2,6	±2,5
	Счетчик (класс точности 0,5) (реактивная энергия)				
3, 5-8	ТТ (класс точности 0,5)	1	±2,8	±2,4	±2,3
	ТН (класс точности 0,5)	0,8 (инд.)	±4,4	±3,6	±3,4
	Счетчик (класс точности 0,5S)	0,5 (инд.)	±6,3	±4,3	±3,9
	ТТ (класс точности 0,5)	0,8(0,6)	±6,8	±5,7	±5,4
	ТН (класс точности 0,5)	0,5 (0,87)	±5,1	±4,7	±4,6
	Счетчик (класс точности 1,0) (реактивная энергия)				
4	ТТ (класс точности 0,5)	1	±4,1	±3,9	±3,9
	ТН (класс точности 0,5)	0,8 (инд.)	±5,1	±5,0	±5,0
	Счетчик (класс точности 1,0)	0,5 (инд.)	±5,1	±5,0	±5,0
	ТТ (класс точности 0,5)	0,8(0,6)	±10,3	±10,1	±10,1
	ТН (класс точности 0,5)	0,5(0,87)	±8,2	±8,1	±8,1
	Счетчик (класс точности 2,0) (реактивная энергия)				

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):

ний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

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

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

$d$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения 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.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ».

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплект поставки приведен в таблицах 4 и 5.

Таблица 4.

Канал измерений		Средство измерений		
Код точки измерений, № ИК	Наименование объекта учета, точка измерений по документации энергообъекта	Вид СИ, обозначение, тип, № Госреестра	Заводской №, метрологические характеристики, номинал. ток (А), стандарт (ТУ)	Наименование измеряемой величины
1	2	3	4	5
ООО «Верхневолжский СМЦ»				
№1	ПС "Ново-Талицы" КРУН-10 фидер 117	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 №ГР 2473-05	Зав №№ 1254; 2291 КТ 0,5 Ki= 300/5 ГОСТ 7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НАМИ-10 №ГР 11094-87	Зав № 179 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ТУ 16-671.159-87	Напряжение

1	2	3	4	5
		Многофункциональный счетчик СЭТ-4ТМ.03М №ГР 36697-08	Зав № 0804111292 КТ 0,2S/0,5 Ином=5А; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени
№ 2	ПС "Ново-Талицы" КРУН-10 фидер 110	ТТ трансформатор тока ТЛМ-10 №ГР 2473-05	Зав №№ 9929; 188 КТ 0,5 Ki= 300/5 ГОСТ 7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НАМИ-10 №ГР 11094-87	Зав № 823 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ТУ 16-671.159-87	Напряжение
		Многофункциональный счетчик СЭТ-4ТМ.03М №ГР 36697-08	Зав № 0804110198 КТ 0,2S/0,5 Ином=5А; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени
№3	ЦРП-10 кВ; яч.7	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 №ГР 1276-59	Зав №№ 5186; 27811 КТ 0,5 Ki= 150/5 ГОСТ-7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 №ГР 831-69	Зав № 4866 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик ПСЧ-4ТМ.05М.12 №ГР 36355-07	Зав № 0604112110 КТ 0,5S/1 Ином=5А; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени

1	2	3	4	5
№4	ТП-3 10/0,4 кВ ООС "Верхне- волжский СМЦ" КПП-2 0,4кВ ООО "Блеск" оп. №3	ТТ трансформатор тока отсутствует	—	—
		ТН трансформатор на- пряжения отсутствует	—	—
		Многофункциональный счетчик ПСЧ-3ТМ.05М.04 №ГР 30784-05	Зав № 0704111215 КТ 1,0/2,0 I <sub>ном</sub> =5(100)А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интервалы времени
№5	ЦРП-10 кВ; яч.5	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 №ГР 1276-59	Зав №№ 5133; 330 КТ 0,5 Ki= 150/5 ГОСТ-7746	Переменный ток
		ТН трансформатор нап- ряжения НТМИ-10-66 №ГР 831-69	Зав № 4866 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик ПСЧ-4ТМ.05М.12 №ГР 36355-07	Зав № 0604112032 КТ 0,5S/1 I <sub>ном</sub> =5А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интервалы времени
№6	ЦРП-10 кВ; яч.18	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 №ГР 1276-59	Зав №№ 55225; 823 КТ 0,5 Ki= 150/5 ГОСТ -7746	Переменный ток
		ТН трансформатор нап- ряжения НТМИ-10-66 №ГР 831-69	Зав № 4945 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик ПСЧ-4ТМ.05М.12 №ГР 36355-07	Зав № 0604112080 КТ 0,5S/1 I <sub>ном</sub> =5А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интервалы времени

1	2	3	4	5
№7	ЦРП-10 кВ; яч.19	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 №ГР 1276-59	Зав №№ 12538; 4687 КТ 0,5 Ki= 300/5 ГОСТ-7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напря- жения НТМИ-10-66 №ГР 831-69	Зав № 4945 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик ПСЧ-4ТМ.05М.12 №ГР 36355-07	Зав № 0604112064 КТ 0,5S/1 Ином=5А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интервалы времени
№8	ЦРП-10 кВ; яч.4	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 №ГР 1276-59	Зав №№ 14440; 14498 КТ 0,5 Ki= 300/5 ГОСТ-7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напря- жения НТМИ-10-66 №ГР 831-69	Зав № 4866 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик ПСЧ-4ТМ.05М.12 №ГР 36355-07	Зав № 604112029 КТ 0,5S/1 Ином=5А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интервалы времени

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ»
Сервер HP ProLiant ML370 G5; 6 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 Siemens MC35.	1 комплект
ПО Альфа Центр Многопользовательская версия	1 комплект
Устройство синхронизации системного времени УСВ-1 (зав. №1611)	1 шт.
Руководство по эксплуатации МГЭР.411713.004.02-ИЭ.М	1 шт.
Методика поверки (МГЭР.411713.004.02.МП)	1 шт.
Формуляр МГЭР.411713.004.02 – ФО.М	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО



«Верхневолжский СМЦ». Методика поверки» (МГЭР.411713.004.02.МП), утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 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 счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-4ТМ.05М, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-3ТМ.05М, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.13 7РЭ 1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.137РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 05.12.2005 г.;
- оборудование для поверки УСВ-1 в соответствии с методикой поверки (ВЛСТ 221.00.000 МП), утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2004 году;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;
- Радиочасы МИР РЧ-01;
- Вольтамперфазометр «Парма ВАФ®-А(М)»;
- Мультиметр «Ресурс – ПЭ».

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

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ». (МГЭР.411713.004.02.МП).

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Верхневолжский СМЦ»**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. 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 0,2 S и 0,5 S.
4. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
5. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
6. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ОАО «Мосгорэнерго», г. Москва

Адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, 34

**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 «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.