



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.022.A № 48813

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО "ЛЕНТЕХГАЗ"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "ОВ", г. Санкт-Петербург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51846-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МИ 3000-2006

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **21 ноября 2012 г. № 1052**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007462

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, контроля и учета потребленной электрической энергии и мощности за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ», сбора, обработки, хранения полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 мин, 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений данных о состоянии средств измерений со стороны организаций-участников розничного рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) типа ТПЛ-10-М У2, 400/5, Госреестр СИ № 22192-07, ТПОЛ-10 У3, 600/5, Госреестр СИ № 1261-08, ТОЛ-10-І-1 У2, 800/5, Госреестр СИ № 15128-07 класс точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001; трансформаторы напряжения (ТН) типа ЗНОЛ.06-10 У3, 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, ЗНОЛ.06-6 У3, 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, Госреестр СИ № 3344-08, класс точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001; счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800 типа А1805RAL-P4G-DW-4 (Госреестр СИ № 31857-06), класс точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электрической энергии и класс точности 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электрической энергии, установленные на объектах, указанных в табл. 1 (6 точек измерения).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (далее УСПД) RTU-325L-E2-512-M2-B2, Госреестр СИ № 37288-08.

3-й уровень – каналобразующая аппаратура (модемы, сотовые модемы), устройство синхронизации системного времени (далее УССВ), Центр сбора и обработки информации (далее ЦСОИ) и программное обеспечение (далее ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счётчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных типа Альфа А1800 А1805RAL-P4G-DW-4.

Измерение активной мощности (P) счетчиком электрической энергии, выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик производит измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

УСПД осуществляет сбор и обработку результатов измерений, а в частности учет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности, хранение полученной информации и передачу накопленных данных на верхний уровень системы. Передача данных осуществляется по телефонной сети общего пользования (ТФОП) или каналу передачи данных стандарта GSM в ЦСОИ ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ» и в центр сбора и обработки данных гарантирующего поставщика.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя GPS приемник сигналов точного времени 16HVS, подключаемый к автоматизированному рабочему месту (далее АРМ) с функцией сервера баз данных (далее БД), установленного в ЦСОИ ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ». Сервер БД производит коррекцию часов во всех элементах АИИС КУЭ в автоматическом режиме при сеансах считывания данных, если расхождение часов сервера БД и часов элементов АИИС КУЭ превосходит ± 2 с. Факт каждой коррекции регистрируется в Журнале событий счетчиков, УСПД и сервере БД АИИС КУЭ.

Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	Уровень ИВКЭ	Уровень ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 1	ТПЛ-10-М У2; 400/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22192-07 зав.№ 3425 зав.№ 3473 зав.№ 3501	ЗНОЛ.06-10 У3; 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1007884 зав.№ 1007993 зав.№ 1007997	Альфа А1800 А1805RAL-P4G-DW-4; Iном (Iмакс) = 5 (10) А; Uном = 3x57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06 зав.№ 01 229 533	Устройство сбора и передачи данных RTU-325L-E2-512-M2-B2 Госреестр СИ № 37288-08, зав.№ 006029	Каналообразующая аппаратура, УССВ – 16HVS, ПО «Альфа-ЦЕНТР», Госреестр СИ № 44595

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
2	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 2	ТПЛ-10-М У2; 400/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22192-07 зав.№ 3317 зав.№ 3328 зав.№ 3318	ЗНОЛ.06-10 У3; 10000/√3/100/√3 класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1008182 зав.№ 1008172 зав.№ 1008180	Альфа А1800 А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3x57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06 зав.№ 01 229 539	Устройство сбора и передачи данных RTU-325L-E2-512-M2-B2, Госреестр СИ № 37288-08, зав.№ 006029	Каналообразующая аппаратура, УССВ – 16HV5, ПО «Альфа-ЦЕНТР», Госреестр СИ № 44595
3	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 1	ТПОЛ-10 У3; 600/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 1261-08 зав.№ 21624 зав.№ 20630 зав.№ 23146	ЗНОЛ.06-6 У3; 6000/√3/100/√3 класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1007877 зав.№ 1007775 зав.№ 1007835	Альфа А1800 А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3x57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06 зав.№ 01 229 524		
4	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 2	ТПОЛ-10 У3; 600/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 1261-08 зав.№ 23144 зав.№ 22600 зав.№ 23136	ЗНОЛ.06-6 У3; 6000/√3/100/√3 класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1007785 зав.№ 1007811 зав.№ 1007774	Альфа А1800 А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3x57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06 зав.№ 01 229 537		
5	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 1	ТОЛ-10-І-1 У2; 800/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 15128-07 зав.№ 59795 зав.№ 59830 зав.№ 59832	ЗНОЛ.06-6 У3; 6000/√3/100/√3 класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1007776 зав.№ 1007644 зав.№ 1007783	Альфа А1800 А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3x57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06 зав.№ 01 229 538		
6	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 2	ТПОЛ-10 У3; 800/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 1261-08 зав.№ 23367 зав.№ 23366 зав.№ 23368	ЗНОЛ.06-6 У3; 6000/√3/100/√3 класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1007812 зав.№ 1007769 зав.№ 1007745	Альфа А1800 А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3x57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06 зав.№ 01 229 536		

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные, утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

ПО «АльфаЦЕНТР» осуществляет автоматический параллельный опрос счетчиков электрической энергии с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования, расчет электрической энергии с учетом временных зон, нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны, представление данных для анализа в табличном и графическом виде.

Идентификационные данные ПО представлены в табл. 2.

Таблица 2

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 «АльфаЦЕНТР» РЕ	программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	3.29.0.0	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.29.1.0	f0bc36ea92ac507a9b3e9b1688235a03	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.29.1.0	524ebbfefee04f5fd0db5461ceed6beb2	
	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	нет данных	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- ПО внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии ИВК «АльфаЦЕНТР», № 44595-10;
 - Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
 - Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электрической энергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;
- Программное обеспечение имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Количество ИК коммерческого учета	6
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	6 (ИК 3, 4, 5, 6) 10 (ИК 1, 2)
Отклонение напряжения от номинального, %	± 20
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	400 (ИК 1, 2) 600 (ИК 3, 4) 800 (ИК 5, 6)

Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 – 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: – трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, УСПД, счетчиков	от 0 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее	120000

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ» приведены в табл. 4.

Таблица 4

№ ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos \varphi$	$1\% I_{\text{ном}} \leq I < 5\% I_{\text{ном}}$	$5\% I_{\text{ном}} \leq I < 20\% I_{\text{ном}}$	$20\% I_{\text{ном}} \leq I < 100\% I_{\text{ном}}$	$100\% I_{\text{ном}} \leq I \leq 120\% I_{\text{ном}}$
Активная энергия						
1	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 1	1,0	±2,5	±1,7	±1,6	±1,6
2	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 2					
3	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 1					
4	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 2					
5	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 1					
6	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 2					
1	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 1	0,8	±3,3	±2,4	±2,0	±2,0
2	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 2					
3	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 1					
4	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 2					
5	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 1					
6	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 2					
1	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 1	0,5	±5,7	±3,5	±2,8	±2,8
2	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 2					
3	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 1					
4	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 2					
5	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 1					
6	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 2					
Реактивная энергия						
1	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 1	0,8	±5,7	±4,4	±3,9	±3,9
2	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 2					
3	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 1					
4	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 2					
5	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 1					
6	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 2					

Продолжение таблицы 4

№ ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos \phi$	$1\% I_{ном} \leq I < 5\% I_{ном}$	$5\% I_{ном} \leq I < 20\% I_{ном}$	$20\% I_{ном} \leq I < 100\% I_{ном}$	$100\% I_{ном} \leq I \leq 120\% I_{ном}$
Реактивная энергия						
1	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 1	0,5	$\pm 4,2$	$\pm 3,5$	$\pm 3,4$	$\pm 3,4$
2	ТП 8210 РУ-10 кВ, Ввод 2					
3	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 1					
4	РП 3128 РУ-6 кВ, Ввод 2					
5	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 1					
6	РП 3186 РУ-6 кВ, Ввод 2					

Примечание: В качестве характеристик погрешности указаны пределы относительной погрешности измерений (приписанные характеристики погрешности) при доверительной вероятности 0,95.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформатор тока – средняя наработка до отказа $4 \cdot 10^6$ часов;
- трансформатор напряжения – средняя наработка до отказа $4 \cdot 10^6$ часов.

Надежность системных решений:

§ резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электрической энергии по коммутируемой телефонной линии сети стандарта GSM;

§ регистрация событий:

- в журнале событий счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электрического счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

§ защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

§ счетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;

§ УСПД – сохранение информации при отключении питания – 3 года;

§ сервер БД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ».

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ» входят:

- | | |
|--|----------|
| 1. Трансформатор тока ТПЛ-10-М У2 | – 6 шт. |
| 2. Трансформатор тока ТПОЛ-10 У3 | – 9 шт. |
| 3. Трансформатор тока ТОЛ-10-И-1 У2 | – 3 шт. |
| 4. Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-10 У3 | – 6 шт. |
| 5. Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6 У3 | – 12 шт. |
| 6. Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный типа Альфа А1800 А1805RAL-P4G-DW-4 | – 6 шт. |
| 7. Устройство сбора и передачи данных RTU-325L-E2-512-M2-B2 | – 1 шт. |
| 8. Устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS | – 1 шт. |
| 9. Модем ZyXEL U-336E | – 5 шт. |
| 10. Сотовый модем Cinterion MC-52i | – 1 шт. |
| 11. Методика измерений 4222-002.ЛТЗ-52156036 МИ | – 1 шт. |
| 12. Паспорт 4222-002.ЛТЗ-52156036 ПС | – 1 шт. |

Поверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ПОВЕРКИ».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в табл. 2 МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе 4222-002.ЛТЗ-52156036 МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ». Свидетельство об аттестации МИ № 01.00292.432.00229-2012 от 23 июля 2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ЗАО «ЛЕНТЕХГАЗ»

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. МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ПОВЕРКИ».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО «ОВ»

Адрес: 198095, г. Санкт-Петербург, ул. Маршала Говорова, д. 40, офис 1.

тел.: (812) 252-47-53, факс: (812) 252-47-53.

http: www.ovspb.ru. E-mail: info@ovspb.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» зарегистрирован в Государственном реестре под № 30022-10.

190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1.

Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.

E-mail: letter@rustest.spb.ru.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«___» _____ 2012 г.