

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Нефтепровод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Нефтепровод» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ «Нефтепровод» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

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

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые

усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» 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. Между центром сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее по тексту – СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту – АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	-

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.77-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ 730	ТФЗМ 110Б-I кл.т 0,5 Ктт = 750/5 Зав. № 5278; 5281; 5253 Госреестр № 26421-04	UTD 123 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911223/1; 0911223/2; 0911223/3 Госреестр № 52353-12	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460508 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07
2	ВЛ 110 кВ 731	ТФЗМ 110Б-I кл.т 0,5 Ктт = 750/5 Зав. № 5167; 4997; 5286 Госреестр № 26421-04	UTD 123 кл.т 0,5 $K_{тн} = (110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911223/4; 0911223/5; 0911223/6 Госреестр № 52353-12	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460512 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ВЛ 110 кВ Нефтепровод - АНПС-5А	ТРГ-110 кл.т 0,2S Ктт = 750/5 Зав. № 6093; 6094; 6095 Госреестр № 49201-12	UTD 123 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911223/1; 0911223/2; 0911223/3 Госреестр № 52353-12	EPQS111.23.27.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01139153 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07
4	ОМВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-1 кл.т 0,5 Ктт = 750/5 Зав. № 5264; 5262; 5240 Госреестр № 26421-04	UTD 123 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911223/1; 0911223/2; 0911223/3 Госреестр № 52353-12	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460509 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07
5	фидер 10 кВ № 12	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 4754; 4759 Госреестр № 7069-02	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3264 Госреестр № 831-69	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460516 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07
6	фидер 10 кВ № 16	ТЛЮ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1285; 1268 Госреестр № 25433-03	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3264 Госреестр № 831-69	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461647 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07
7	фидер 10 кВ № 17	ТЛЮ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1267; 1176 Госреестр № 25433-03	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3273 Госреестр № 831-69	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461648 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07
8	фидер 10 кВ № 21	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 23487; 23484 Госреестр № 7069-02	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3273 Госреестр № 831-69	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461652 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07
9	фидер 10 кВ № 23	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 20169; 20959 Госреестр № 7069-02	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3273 Госреестр № 831-69	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 460511 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07
10	фидер 10 кВ № 24	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 21399; 21355 Госреестр № 7069-02	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3264 Госреестр № 831-69	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 461650 Госреестр № 25971-06	TK16L зав. № 043 Госреестр № 36643-07

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$	$d_5\%$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 4 – 10 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
3 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{I(2)\%}$	$d_5\%$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{I(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2, 4 – 10 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	$\pm 6,3$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$
	0,8	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$
	0,7	-	$\pm 3,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	-	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$
3 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
	0,8	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	0,7	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
	0,5	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,8$	$\pm 0,8$

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$;

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

3 Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

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

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{n2}$ до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $1,2 \cdot I_{n2}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

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 электроэнергии EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55 000 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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;

- пароль на УСПД;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – 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 титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1. Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-I	9
2. Трансформатор тока	ТРГ-110	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
3. Трансформатор тока	ТОЛ-10	8
4. Трансформатор тока	ТЛО-10	4
5. Трансформатор напряжения	UTD 123	6
6. Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	2
7. Счетчик электр. энергии	EPQS111.21.18.LL	9
8. Счетчик электр. энергии	EPQS111.23.27.LL	1
9 Устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	ТК16L	1
10 Методика поверки	МП 2019/500-2014	1
11 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.043.08.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 2019/500-2014 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Нефтепровод». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" в ноябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- для счетчиков электроэнергии EPQS - по документу "Счетчики электрической энергии multifunctional EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002";
- для УСПД ТК16L – по документу "Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки" АВБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в декабре 2007 г.;
- 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;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Нефтепровод».

Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 00252/155-2014 от 20.11.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Нефтепровод»

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".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ОАО "ФСК ЕЭС")

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел.: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. "_____" 2014 г.