

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС» (ИИК №142 - 145)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС» (ИИК №142 - 145) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ПАК ОАО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, ПАО «Мосэнергосбыт», ПАО «МОЭСК» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) 142, 143 АИИС КУЭ состоят из:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU 325L (Госреестр № 37288-08), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя коммуникационный сервер (КС) ПАО «МОЭСК», сервер базы данных (СБД) ПАО «МОЭСК», СБД ЗАО «БЭЛС», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

ИИК 144, 145 АИИС КУЭ состоят из:

Первый уровень – ИИК ТИ, включающие в себя ТН, ТТ, счетчики, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – ИВК, включает в себя СБД ЗАО «БЭЛС», АРМ, УСВ, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений ПАК ОАО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, ПАО «Мосэнергосбыт», ПАО «МОЭСК» в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

Принцип действия

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Для ИИК 142, 143 цифровой сигнал с выходов счетчиков, посредством проводных линий связи поступает в УСПД. УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики и осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчике коэффициенты трансформации выбраны равные единице), хранение измерительной информации и журналов событий передачу результатов измерений на верхний уровень АИИС КУЭ.

КС ПАО «МОЭСК» с периодичностью раз в сутки опрашивает УСПД и считывает 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения передаются в СБД ОАО «МОЭСК».

СБД ПАО «МОЭСК» производит вычисление получасовых значений электроэнергии на основании считанного профиля мощности. Затем в автоматическом режиме, раз в сутки, передаёт результаты измерений на СБД ЗАО «БЭЛС» в формате электронного документа XML макета 80020, результаты записываются в базу данных.

СБД ЗАО «БЭЛС» осуществляет формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ПАК ОАО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, ПАО «Мосэнергосбыт», ПАО «МОЭСК» в рамках согласованного регламента.

Для ИИК 144, 145 цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи через коммутаторы СИКОН ТС65 по сети Интернет поступает на СБД ЗАО «БЭЛС». СБД ЗАО «БЭЛС» производит вычисление получасовых значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН на основании считанного профиля мощности, запись в базу данных.

СБД ЗАО «БЭЛС» осуществляет формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ПАК ОАО «АТС», ЦСИ филиала ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ, ПАО «Мосэнергосбыт» в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы КС ПАО «МОЭСК», СБД ПАО «МОЭСК», СБД ЗАО «БЭЛС», УСПД, счетчиков и УСВ. В качестве устройства синхронизации времени используется УСВ-1 Госреестр № 28716-05, к которому

подключен GPS-приемник. УСВ УСВ-1 осуществляет прием сигналов точного времени от GPS-приемника непрерывно.

Сравнение показаний часов СБД ПАО «МОЭСК» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов СБД ПАО «МОЭСК» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов СБД ПАО «МОЭСК» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов КС ПАО «МОЭСК» и СБД ПАО «МОЭСК» происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов КС ПАО «МОЭСК» и СБД ПАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов КС ПАО «МОЭСК» и СБД ПАО «МОЭСК» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК 142, 143 и КС ПАО «МОЭСК» происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК 142, 143 и КС ПАО «МОЭСК» осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК 142, 143 и КС ПАО «МОЭСК» на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 142, 143 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам ИИК 142, 143, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК 142, 143 и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 142, 143 и УСПД на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов СБД ЗАО «БЭЛС» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов СБД ЗАО «БЭЛС» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов СБД ЗАО «БЭЛС» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 144, 145 и СБД ЗАО «БЭЛС» происходит при каждом обращении к счетчикам ИИК 144, 145, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК 144, 145 и СБД ЗАО «БЭЛС» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК 144, 145 и СБД ЗАО «БЭЛС» на величину более ± 1 с.

Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии и ПО СБД АИИС КУЭ. Программные средства СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИИС «Пирамида», ПО СОЕВ.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ

Идентификационное наименование ПО	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
BLD.dll	8	58a40087ad0713aaa6 668df25428eff7	MD5
cachect.dll	8	7542c987fb7603c985 3c9alll0f6009d	MD5
Re-gEvSet4tm.dll	8	3f0d215fc617e3d889 8099991c59d967	MD5
caches 1.dll	8	b436dfc978711f46db 31bdb33f88e2bb	MD5
cacheS10.dll	8	6802cbdeda81efea2b 17145ffl22efOO	MD5
siconsl0.dll	8	4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45	MD5
sicons50.dll	8	8d26c4d519704b0bc 075e73fDlb72118	MD5
comrs232.dll	8	bec2e3615b5f50f2f94 5abc858f54aaf	MD5
dbd.dll	8	fe05715defec25e062 245268ea0916a	MD5
ESClient_ex.dll	8	27c46d43bllca3920c f2434381239d5d	MD5
filemap.dll	8	C8b9bb71f9faf20774 64df5bbd2fc8e	MD5
plogin.dll	8	40cl0e827a64895c32 7e018dl2f75181	MD5

ПО «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ. Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню высокий по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование присоединения	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
142	ПС № 194 «Кислородная», РУ-10 кВ, яч. ф. 51	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 2522 Зав. № 8979 Госреестр № 2473-00	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 5859 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107080344 Госреестр № 27524-04	УСПД RTU 325L Зав. № 002197 Госреестр № 37288-08	КС ПАО «МОЭСК», СБД ПАО «МОЭСК», СБД ЗАО «БЭЛС»	Активная Реактивная
143	ПС № 194 «Кислородная», РУ-10 кВ, яч. ф. 52	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 00689 Зав. № 00706 Госреестр № 2473-00	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 837 Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0106080198 Госреестр № 27524-04			Активная Реактивная
144	РП-990, РУ-10 кВ, яч. ф. 6а	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 04969 Зав. № 05141 Госреестр № 51679-12	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0759130000005 Госреестр № 16687-07	СЭТ-4ТМ.02.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 03030104 Госреестр № 20175-01	-	СБД ЗАО «БЭЛС»	Активная Реактивная
145	РП-990, РУ-10 кВ, яч. ф. 36а	ТОЛ-НТЗ-10 кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 04994 Зав. № 12082 Госреестр № 51679-12	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3210130000001 Госреестр № 16687-13	СЭТ-4ТМ.02.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 03033092 Госреестр № 20175-01	-		Активная Реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительно-информационных каналов при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}, I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
142 - 145 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности измерительно-информационных каналов при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}, I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$d_{5\%}, I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$d_{20\%}, I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$d_{100\%}, I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
142 - 145 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-1,0	0,9	-	±7,1	±3,9	±2,9
	0,8	-	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3

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

Примечания:

- Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.
- Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ инд;
 - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.
- Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение переменного тока питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
 - сила переменного тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
 температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 15 °С до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;
- Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД и УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- ИИС «Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.
Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	2
	СЭТ-4ТМ.03	2
УСПД	RTU-325L	1
Преобразователь	Moxa NPort 5430	1
Источник бесперебойного питания	APC Back UPS CS 500	1
Коммутатор	SignalMax FO-065-7530i	1
Спутниковый терминал (VSAT)	SkyEdge Pro	1
Контроллер	СИКОН TC65	1
Модем	Siemens MC-35i	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	2
Сервер коммуникационный (ПАО «МОЭСК»)	HP ProLiant ML350	1
Сервер БД (ПАО «МОЭСК»)	HP ProLiant ML370	1
Сервер БД (ЗАО «БЭЛС»)	Intel S5000PSL	1
Источник бесперебойного питания	APC SmartUPS 1000	2
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.112 ПФ	1
Методика поверки	РТ-МП-2815-500-2015	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2815-500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС» (142 - 145). Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в ноябре 2015 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в сентябре 2004 г.;
- СЭТ-4ТМ.02 - по методике поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в июне 2000 г.;
- RTU-325L – по методике поверки ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.
- ИИС «Пирамида» - по методике ВЛСТ 230.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе:

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС» (ИИК № 142 - 145). Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0032/2015-01.00324-2011 от 01.10.2015 г.;

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЗАО «БЭЛС» (ИИК №142 - 145)

1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения.

2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

ООО «ЭнергоСнабСтройПроект»

ИНН 3329033950

Адрес (юридический): 600000 г. Владимир, ул. Большая Московская, д.22а

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул.Мира, д.4а, офис №3

Тел.: (4922) 42-46-09, 34-67-26

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект д.31

Тел.: +7(495)544-00-00, +7(499)129-19-11; Факс: +7(499)124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.