

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «МЗ РИП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «МЗ РИП» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии.

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

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) СИКОН С70 регистрационный номер в Федеральном информационном фонде средств измерений 28822-05 (Регистрационный № 28822-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер АО «МЗ РИП» (далее по тексту - сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места (АРМ), АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенное к базе данных сервера АО «МЗ РИП» при помощи удаленного доступа по сети Internet, устройство синхронизации времени (УСВ) УСВ-1 (Регистрационный № 28716-05), 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 в организации - участники оптового рынка электроэнергии 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);

предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Принцип действия

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика. 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. По окончании интервала интегрирования мощности (30 минут) текущие значения мощности добавляются в энергонезависимые регистры массива профиля мощности.

УСПД СИКОН С70, установленное на ПС 110 кВ «Фанерная», один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивает счетчики ИИК №№ 1 - 6 и считывает 30-минутные профили мощности. Считанные данные используются УСПД для вычисления значений электроэнергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. В счетчиках для обеспечения возможности быстрой замены коэффициенты трансформации установлены равными единице. УСПД выступает в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер АО «МЗ РИП» с периодичностью не реже одного раза в сутки по радиотелефонной связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных с использованием технологии GPRS или в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD (модемное соединение) опрашивает УСПД ИИК №№ 1 - 6 и считывает с него 30-минутный профиль электроэнергии для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных.

Также сервер АО «МЗ РИП» с периодичностью не реже одного раза в сутки опрашивает по выделенной физической линии счетчики ИИК №№ 7, 8 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АО «МЗ РИП» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (для ИИК №№ 7, 8), хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам осуществляется от АРМ энергосбытовой организации по сети Internet в автоматическом режиме с использованием электронной подписи (ЭП). АРМ энергосбытовой организации раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, сервера АО «МЗ РИП». В качестве УСВ используется УСВ-1, к которому подключен GPS-приемник. УСВ-1 осуществляет прием сигналов точного времени от GPS-приемника непрерывно.

Сравнение показаний часов сервера АО «МЗ РИП» и УСВ-1 происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в час. Синхронизация часов сервера АО «МЗ РИП» и УСВ-1 осуществляется независимо от показаний часов сервера АО «МЗ РИП» и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД ИИК № 1 - 6 и сервера АО «МЗ РИП» происходит при каждом обращении к УСПД ИИК №№ 1 - 6, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД ИИК №№ 1 - 6 и сервера АИИС КУЭ осуществляется при расхождении показаний часов УСПД ИИК №№ 1 - 6 и сервера АИИС КУЭ на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК №№ 1 - 6 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК №№ 1 - 6 и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК №№ 7, 8 и сервера АО «МЗ РИП» происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК №№ 7, 8 и сервера АО «МЗ РИП» осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков ИИК №№ 7, 8 и сервера АО «МЗ РИП» на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения (ПО) представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Метрологически значимая часть ПО
Наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	56f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Уровень защиты ПО «высокий» согласно 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	Наименование точки измерений	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110кВ «Фанерная», ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.ф.623	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 30469 Зав. № 31654 Регистрационный № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4518 Регистрационный № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120074242 Регистрационный № 27524-04	СИКОН С70 Зав. № 01893 Регистрационный № 28822-05	Сервер АИИС КУЭ АО «МЗ РИП» УСВ-1 Зав. № 1371 Регистрационный № 28716-05	активная реактивная
2	ПС 110кВ «Фанерная», ЗРУ-6 кВ, 1СШ 6 кВ, яч.ф.621	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 33419 Зав. № 33430 Регистрационный № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4518 Регистрационный № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0101073611 Регистрационный № 27524-04			активная реактивная
3	ПС 110кВ «Фанерная», ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.ф.606	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 32585 Зав. № 32538 Регистрационный № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4520 Регистрационный № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120073617 Регистрационный № 27524-04			активная реактивная
4	ПС 110кВ «Фанерная», ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.ф.618	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 32533 Зав. № 32682 Регистрационный № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4520 Регистрационный № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120074256 Регистрационный № 27524-04			активная реактивная
5	ПС 110кВ «Фанерная», ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.ф.620	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 31732 Зав. № 20755 Регистрационный № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4520 Регистрационный № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120073649 Регистрационный № 27524-04			активная реактивная
6	ПС 110кВ «Фанерная», ЗРУ-6 кВ, 2СШ 6 кВ, яч.ф.626	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 33435 Зав. № 33790 Регистрационный № 1261-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4520 Регистрационный № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120073462 Регистрационный № 27524-04			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	ПС 110кВ «Муром», ЗРУ-6 кВ, яч.ф.622	ТПОФ кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 13829 Зав. № 154556 Регистрационный № 518-50	НОМ-6 кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 191011 Зав. № 36002 Зав. № 1035 Зав. № 1702 Регистрационный № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120073476 Регистрацион- ный № 27524-04	-	Сервер АИИС КУЭ АО «МЗ РИП» УСВ-1 Зав. № 1371 Регистрационный № 28716-05	активная реактив- ная
8	ПС 110кВ «Муром», ЗРУ-6 кВ, яч.ф.628	ТОЛ-10 кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 11487 Зав. № 14277 Регистрационный № 7069-79	НОМ-6 кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 191011 Зав. № 36002 Зав. № 1035 Зав. № 1702 Регистрационный № 159-49	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0120074235 Регистрацион- ный № 27524-04	-		активная реактив- ная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} \text{ } \text{£} \text{ } I_{120\%}$
1 - 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,3	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,8
	0,8	-	±3,2	±2,2	±1,9
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,4	±2,7
Номер ИИК	sinφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации d, %			
		$I_{1(2)} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \text{ } \text{£} \text{ } I_{\text{изм}} \text{ } \text{£} \text{ } I_{120\%}$
1 - 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,44	-	±7,2	±4,5	±3,2
	0,6	-	±5,3	±3,1	±2,6
	0,71	-	±4,4	±2,7	±2,4
	0,87	-	±3,6	±2,4	±2,2

Ход часов компонентов СОЕВ АИИС КУЭ ±5 с/сут.

Примечания:

1 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 $I_{2\%}$.

2 Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин).

3 В качестве характеристик погрешности ИИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

4 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

напряжение от 0,98·Uном до 1,02·Uном;

сила тока от Iном до 1,2·Iном, $\cos j = 0,9$ инд;

температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$;

сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;

температура окружающей среды:

для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;

для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;

для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-96; в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

счетчики СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч;

УСПД СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее 70000 ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

для счетчика $T_{в} \leq 2$ ч;

для УСПД $T_{в} \leq 2$ ч;

для сервера $T_{в} \leq 1$ ч;

для компьютера АРМ $T_{в} \leq 1$ ч;

для модема $T_{в} \leq 1$ ч.

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, УСВ, 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:

счетчики СЭТ-4ТМ.03 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 113 сут 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 сут; при отключении питания - не менее 5 лет;

ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

указана в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12 шт.
Трансформатор тока	ТПОФ	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформатор напряжения	НОМ-6	4 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03.01	8 шт.
УСПД	СИКОН С70	1 шт.
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1 шт.
GSM-модем	ТС(М)-35	2 шт.
Модем для выделенных физических линий	Zelax M-160Д	2 шт.
Сервер (АО «МЗ РИП»)	HP ProLiant DL60 Gen9	1 шт.
Методика поверки	РТ-МП-4234-500-2017	1 шт.
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.085 ПФ	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4234-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «МЗ РИП». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 20.03.2017 г.

Основные средства поверки:

трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003;

трансформаторов напряжения - по ГОСТ 8.216-2011;

счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;

УСПД СИКОН С70 - по методике поверки по методике ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.

Радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Регистрационный № 46656-11);

Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска клейма поверителя и (или) наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «МЗ РИП»». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0008/2017-01.00324-2011 от 03.03.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «МЗ РИП»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Межрегиональный центр метрологического обеспечения» (ООО «МЦМО»)

ИНН 7715671659

Адрес: 600021 г. Владимир, ул. Пушкарская, д. 46, оф. 514, 515, 517

Телефон: +7(4922) 47-09-34

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

Телефон: +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. « ____ » _____ 2017 г.