

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СУЭК-Красноярск» с Изменением № 1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СУЭК-Красноярск» с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СУЭК-Красноярск», регистрационный № 39141-08, и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2.

АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных МИР УСПД-01.00, МИР УСПД-01 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) МИР РЧ-01.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД (для ИК 1, 6-9, 12-14, 22-32), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Для ИК 2-5, 10, 11, 15-21 сигнал с выходов счетчиков поступает напрямую на верхний уровень.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСП/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени радиочасы МИР РЧ-01, предназначенных для приема сигналов GPS и выдачи последовательного импульсного временного кода, пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта импульса к шкале координированного времени составляет  $\pm 1$  мкс. Радиочасы МИР РЧ-01 обеспечивают автоматическую коррекцию часов сервера БД, слечение ежесекундное. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на  $\pm 1$  с, слечение часов каждые 10 мин, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «СУЭК-Красноярск» с Изменением № 1 используется ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» версии 2.4, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
МИР Сервера Тревог	AlarmServer\AlarmCfg.dll	1.0.0.17	ac64a9d1b6d0bd7aa5d63a172d2bdae5	md5
Сервер тревог	AlarmServer\AlarmServer.exe	2.0.0.135	f77c90eac79a2cacd8e5656167cc63a2	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmView.ocx	1.1.1.15	0bd990a61d53e87552da00bcdb6f3b87	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmWorker3.exe	1.1.1.4	530fd39047bebb240a48cbf582a3d6c3	md5
SCADA МИР	Aristo\aristo.exe	1.0.0.3	3c1842a7d039715aa4425d8bee980d5e	md5
Сервер авторизации	AuthServer\AuthCnfg.dll	2.1.0.5	b0fc2c20b022ef19f286ebd23f11188c	md5
Сервер авторизации	AuthServer\AuthServer.exe	2.0.0.2	1adfcc25983d8f7d27281202788c2a58	md5
МИР Центр управления	ControlCenterAuth\startarter.exe	3.0.0.25	f6eaae95770b434920f5478c50e66db7	md5
Конфигуратор контроллера МИР	ControllerCfgMir_014\ControllerCfgMir.exe	1.0.2.33	35d83f7c37df5035876a1c68e21d782c	md5
ПК «Учет энергоресурсов»	EnergyRes\Account.exe	1.0.2.55	78168613562b6227d28c90335ad4cfd9	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AppConf.dll	2.1.0.218	47a9440cc7024a0b642603e8acf67431	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\APPSERV.DLL	2.1.0.670	cd00abbb467afa2c2cb9a19d2b16f01b	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AUTOUPD.EXE	2.1.0.91	30a5f29d4b899f48eabdd76a7ea674c6	md5

Продолжение таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Учет энергоресурсов	EnergyRes\CalcPowers.exe	2.1.1.8	e2c2d830bc2e93e5e8fc5c9593b89164	md5
ПК «Учет энергоресурсов»	EnergyRes\ENERGYADMIN.EXE	1.1.3.39	5e3b414d8ba3ba93795ec5c0f142cf07	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\ImpExpXML.dll	2.1.0.116	42f0006ede04c3d9df633b1ff0b3fe5d	md5
The cURL library	EnergyRes\libcurl.exe.dll	7.20.0.0	2bee3f358efb6dc64c9688939d0810ae	md5
MirImpExp	EnergyRes\MirImpExp.exe	2.4.5.6	9d6e32f0a01c2962383e9a5d806ae3a4	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\ReplSvc.exe	2.1.0.100	9d3d9232247d0604d278d0ba6a6d1950	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\Reports2.exe	2.10.0.587	d7546c15ffac1fcbc0a5cd493f633379	md5
Borland Socket Server	EnergyRes\scktsrvr.exe	11.1.2902.10492	aed35de2c9e8f84e59510c777d9355dd	md5
Служба сбора данных	EnergyRes\ServiceDataCapture.exe	1.0.2.11	2be9d9d942ad0c7c801e268da6780c67	md5
	EnergyRes\SPECIFICNORM.DLL	1.0.0.109	6d88f8be081970bbc18c6f8f282377a5	md5
SpecificNorm	EnergyRes\SpecificNorm.exe	1.1.2.11	451506f4cdc84024f61d73fe3ba5efce	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\WatchDog.exe	2.1.0.28	e471f967897c123ab424ddd1c517617a	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\WebServ.exe	2.1.0.88	9cd1b88c5d22b713af6acf6bb254c8f6	md5
Каскад	GoldenWay\goldenway.exe	1.2.0.18	3c0a24e1cb9bc01b0d5f532487eebde4	md5

Продолжение таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\GPSCnfg.dll	1.0.0.2	0db7f9859e3e4e6b2362aae9a5106fe8	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\GPSService.exe	1.0.0.2	b323e928abcc5ae1ce623c158f22be7c	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\MonitorGPS.exe	1.0.0.2	ae547ea3f11465a088e4a1ee079ff7cb	md5
ОПС сервер «Омь»	OPCServerV30\MirDrv.dll	2.2.2.180	d54b64a1dd0f0242152e7d79fa99e7c9	md5
Библиотека драйверов «Канал счетчика электроэнергии»	OPCServerV30\Plugins\EChannel.dll	2.0.0.0	82cb2bd92be53e4ea6229a6b0584444f	md5
Библиотека драйверов «Счетчики электрические»	OPCServerV30\Plugins\SchElectric.dll	4.1.3.1	a2d66d6a71fa575d69fc5593a4d3a164	md5
Библиотека драйверов «Системный монитор»	OPCServerV30\Plugins\SysEvent.dll	1.0.2.2	30397da31e4736dd43172942d59f67b6	md5
ОПС сервер	OPCServerV30\ServerOm3.exe	3.1.0.28	e8b38b56979871f96572216af31bd384	md5
Конфигуратор УСПД	USPDCConf\USPDCConfEx.exe	4.0.5.195	b20d92b46e861b0602ed283fa07b5ccb	md5
Конфигуратор УСПД	USPDCConf\USPDCConfEx_Old.exe	4.0.0.179	8030b932f43236770f233b97e0af1c23	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.Delphi.dll	12.0.3210.17555	314eb92f881d9a9d78e148bfaad3fad0	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.Vcl.dll	12.0.3210.17555	19fdf1ad36b0578f47f5e56b0ff3f1ff	md5

Продолжение таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclDbRtl.dll	12.0.3210.17555	14c5ee3910809a2904e6dd189a757096	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclDSnap.dll	12.0.3210.17555	74df685b9c43d2467d24d9f4b5f5159e	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclRtl.dll	12.0.3210.17555	36aa1ea4a30938e29c84ffa94cb57f09	md5
Assembly imported from type library 'AppServ'.	WebCalcPowers\Interop.AppServ.dll	1.0.0.0	91658c883821f53f3bc9d85636b07477	md5
Assembly imported from type library 'Midas'.	WebCalcPowers\Interop.Midas.dll	1.0.0.0	af52101ff1e8d64cf39c5664bc9f45e8	md5
SilverKeeper	WebCalcPowers\SilverKeeper.exe	1.2.0.12	0a39c82907fed4cdbe5a7b9b94ee4ab9	md5
ПК «Учет энергоресурсов»	Копия EnergyRes\ACCOUNT.EXE	1.0.2.43	e1b81ad39ea77f50b79c79dca212051a	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\APPCONF.DLL	1.9.6.203	3c62e8ba639519e5b9c87f8cbe68826a	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\APPSERV.DLL	2.1.0.661	f1181ce847d7e1ae4e0d9294389d37d6	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\AUTOUPLD.EXE	1.9.6.84	89c55753f1fa19c5b8434bbf03a94266	md5
ПК «Учет энергоресурсов»	Копия EnergyRes\ENERGYADMIN.EXE	1.1.3.27	a6bebafd598f0f95d3ef4e8e8d045fe5	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\IMPEXPXML.DLL	1.9.6.104	6e51cc0da17baf4ac059f5ffd229183a	md5
MirImpExp	Копия EnergyRes\MirImpExp.exe	2.3.1.680	e94e66d3bf87cb9fcf6fce887ecaa21a	md5

Окончание таблицы 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\REPLSV C.EXE	1.9.6.98	134668b26fd75d025 802e5bb2f14f197	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\REPORT S2.EXE	2.6.6.473	f92645d26b7bd2546 da44b3936b2ac1b	md5
Borland Socket Server	Копия EnergyRes\ScktSrvr. exe	11.1.2902.10492	afde45c0f793a25ffeb afb5895c9cd30	md5
Служба сбора данных	Копия EnergyRes\ServiceD ataCapture.exe	1.0.2.8	688132dbe68075bb4 77fa721135e4f62	md5
	Копия EnergyRes\SPECIFI CNORM.DLL	1.0.0.109	6d88f8be081970bbc 18c6f8f282377a5	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\WatchDo g.exe	1.9.5.26	a04fcb867577a8e9a3 21f6188bb67351	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\WebServ .exe	1.8.0.3	a233572d5b3406384 3210110f3b12647	md5
Microsoft Visual C++ 2010 x86 Redistributable	Скрипт MD5\vcredist_x86.e xe	10.0.30319.1	b88228d5fef4b6dc01 9d69d4471f23ec	md5

Системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов МИР, в состав которых входит ПО, внесены в Госреестр под № 36357-07.

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

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Разрез "Назаровский"</b>								
ПС 110/6 кВ «Транзитная» №29в								
1	ОВ-110	ТВ 110/50 Кл. т. 1,0 500/5 Зав. № 280014; Зав. № 280024; Зав. № 280034	НКФ-110-57У1 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Зав. № 2403; Зав. № 2280; Зав. № 2319	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805478	МИР УСПД-01.00 Зав. № 06260	активная  реактивная	±1,7  ±4,5	±5,6  ±8,7
РП-1								
2	ООО «МСЧ Угольщик»	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 450252; Зав. № 450257; Зав. № 450255	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804223	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,7



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
РП-2								
3	ИП Егоров	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 450253; Зав. № 450254; Зав. № 450256	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805550	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,7
<b>Разрез "Бородинский"</b>								
КТП 6/0,4 кВ								
4	№52-22-29 «РБУ» - ИП Петров	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 450706; Зав. № 526912; Зав. № 450705	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 1101206	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,7
КТП 10/0,4 кВ								
5	№21 «Ураль- ская» РУ-0,4 кВ	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 514662; Зав. № 514657; Зав. № 524455	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804200	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,7
ПС 110/35/6 кВ «Бородинская» №1								
6	Фидер 1-14	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 1098; Зав. № 1298	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0168	ЕА05-RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 01067424	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/35/6 кВ «Бородинская» №1								
7	Фидер С-918	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 11474; Зав. № 11488; Зав. № 11334	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 1836; Зав. № 1848; Зав. № 1884	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 1212247	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,8
8	Обогрев яч. С-920 ТСН-4	ТТИ-А-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 1867; Зав. № 1863; Зав. № 1850	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804198	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,6
9	ОВ-110	ТФНД-110М Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 8135; Зав. № 9308; Зав. № 10647	НКФ-110-57 Кл. т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 1836; Зав. № 1848; Зав. № 1884; НАМИ-110 Кл. т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 2534; Зав. № 2529; Зав. № 2659	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805408	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЗТП 6/0,4 кВ №52-02-44 «АБК»								
10	Ввод 0,4 кВ №2	ТТИ-А-0,66 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № Р35525; Зав. № Р35503; Зав. № Р35532	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806612	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,6
КТПН 6/0,4 кВ №52-06-01								
11	Ввод 0,4 кВ ИП «Барауля А.А.»	ТШП-0,66 У3 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 42303; Зав. № 41850; Зав. № 42304	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806619	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,6
ПС 110/35/27,5 кВ «Буйная»								
12	КС-3	ТФЗМ-35А Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 72880	ЗНОМ 35-65 Кл. т. 0,5 27500/127/100 Зав. № 961060; Зав. № 960041	ЕА05-RL-Р1В-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 01075880	МИР УСПД-01 Зав. № 06229	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,6
13	КС-2	ТВ-СЭЦ Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 00555	ЗНОМ 35-65 Кл. т. 0,5 27500/127/100 Зав. № 961060; Зав. № 961041	МИР С-01.02-T-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805418	МИР УСПД-01 Зав. № 06229	активная  реактивная	±1,1  ±2,7	±3,0  ±4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ЗМВ	ТФЗМ-35А Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 72509	ЗНОМ 35-65 Кл. т. 0,5 27500/127/100 Зав. № 961041; Зав. № 961060	ЕА05-RL-P1В-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 01075881	МИР УСПД-01 Зав. № 06229	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,6
КТПН 6/0,4 кВ №7-13-45								
15	АБК подогрев воды Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 095756; Зав. № 095759; Зав. № 095761	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0806625	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,7
ЯКНО №2 6 кВ								
16	ООО «Строи- тельная компа- ния» - ЦТП №2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 1779; Зав. № 1780	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав. № 707	МИР С-01.02-T-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805404	-	активная  реактивная	±0,9  ±2,4	±2,9  ±4,7
Щитовая АБК ВЩ-0,4 кВ								
17	ООО «Строи- тельная компа- ния» - освеще- ние	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 526911; Зав. № 526914; Зав. № 526917	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805537	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>КТПН 6/0,4 кВ БСУ</b>								
18	Ввод 0,4 кВ ООО «Строительная компания» АБК	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 564097; Зав. № 413860; Зав. № 616033	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805532	-	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
<b>Котельная №1</b>								
19	ООО «Строительная компания» - фидер 52-18	ТПК-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 01345; Зав. № 01330	НТМИ 6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 24	МИР С-01.02-T-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805382	-	активная реактивная	±1,1 ±2,7	±3,0 ±4,8
<b>КТП 6/0,4 кВ №52-22-29 «РБУ»</b>								
20	ООО «Строительная компания» Гараж №1	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 326910; Зав. № 448020; Зав. № 439541	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805528	-	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,7
<b>Разрез "Березовский-1"</b>								
<b>ТП 50в-7/18-1</b>								
21	ЗАО «Сибирь»	Т-0,66 М Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 463384; Зав. № 463383; Зав. № 463390	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804228	-	активная реактивная	±0,8 ±2,2	±2,9 ±4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/10/6 «Дренажная шахта» №24в								
22	ввод 1Т 6 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 001144; Зав. № 1140	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № УСВП	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805508	МИР УСПД-01 Зав. № 06250	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
23	ввод 2Т 6 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 001164; Зав. № 001142	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 5781	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805299	МИР УСПД-01 Зав. № 06250	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
ПС 110/10 кВ «Конвейерного транспорта» №51в								
24	ввод 1Т-1 10 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 001141; Зав. № 001150	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1557	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805305	МИР УСПД-01 Зав. № 06225	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
25	ввод 1Т-2 10 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 001136; Зав. № 001137	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 1549	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805349	МИР УСПД-01 Зав. № 06225	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
26	ввод 2Т-1 10 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 001229; Зав. № 001145	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 8034	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805503	МИР УСПД-01 Зав. № 06225	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
27	ввод 2Т-2 10 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 001163; Зав. № 001138	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 5436	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805319	МИР УСПД-01 Зав. № 06225	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
ПС 110/10/6 «Западный борт» №40в								
28	ввод 1Т 10 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 800/5 Зав. № 001156; Зав. № 001228	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 996	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805348	МИР УСПД-01 Зав. № 06211	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
29	ввод 2Т 6 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 001223; Зав. № 001153	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1899	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805501	МИР УСПД-01 Зав. № 06211	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
30	фидер №11 10 кВ с. Никольск	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 20/5 Зав. № 2344110000001; Зав. № 2344110000002	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 996	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805298	МИР УСПД-01 Зав. № 06211	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
31	фидер №13 10 кВ с. Дубинино	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 20/5 Зав. № 001161; Зав. № 001220	НТМИ-10-66 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 996	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805514	МИР УСПД-01 Зав. № 06211	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС 110/10 кВ «Центральный выезд» №27в								
32	ввод 1Т 10 кВ	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,2S 1500/5 Зав. № 001219; Зав. № 001222	ЗНОЛ.06-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Зав. № 290; Зав. № 2025; Зав. № 2318	МИР С-01.02-Т-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805502	МИР УСПД-01 Зав. № 11135	активная  реактивная	±0,8  ±1,8	±1,6  ±2,8
<b>Разрез "Бородинский"</b>								
ПС 110/35/6 кВ «Бородинская» №1								
33	Фидер 1-02	ТЛК-10-6 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 06051; Зав. № 22371	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0695	ЕА05-RL-P1В-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 01067420	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,6
34	Фидер 1-06	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 9050; Зав. № 9048	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0695	ЕА05-RL-P1В-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 01067423	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,6
35	Фидер 1-08	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 8752; Зав. № 9023	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0695	ЕА05-RL-P1В-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 01091001	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,6



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
36	Фидер 1-20	ТЛК-10-6 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 05812; Зав. № 14572	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0695	ЕА05-RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 01067421	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,6
37	Фидер 1-22	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. № 8770; Зав. № 9021	НАМИТ-10-1 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 0695	ЕА05-RL-P1B-4 Кл. т. 0,5S/0,5 Зав. № 01091002	МИР УСПД-01 Зав. № 02209	активная  реактивная	±1,2  ±2,6	±3,3  ±4,6
КТП 6/0,4 кВ "Гараж"								
38	Ввод 0,4 кВ ООО "Экспресс"	Т-0,66 М Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 367966; Зав. № 367969; Зав. № 367968	-	МИР С-01.02-D-2R Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0804230	-	активная  реактивная	±0,8  ±2,2	±2,9  ±4,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1,0 – 1,2)  $I_{ном}$ , частота - (50 ± 0,15) Гц;  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1)  $U_{Н1}$ ; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2)  $I_{Н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1)  $U_{Н2}$ ; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2)  $I_{Н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии МИР С-01 от минус 40 °С до плюс 55 °С;

– для счётчиков электроэнергии ЕА05-RL-Р1В-4 от минус 40 °С до плюс 70 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до плюс 40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на одноступенчатый утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «СУЭК-Красноярск» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик МИР С-01 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

– электросчётчик ЕА05-RL-Р1В-4 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 80000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

– УСПД МИР УСПД-01.00 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 82500$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 1$  ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– журнал УСПД:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и УСПД;

– пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– электросчётчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– УСПД;

– сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

– электросчетчика;

– УСПД;

– сервера.

Возможность коррекции времени в:

– электросчетчиках (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

– электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранение информации 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 35 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СУЭК-Красноярск» с Изменением № 1 типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ 110/50	3190-72	3
Трансформатор тока	Т-0,66 М	36382-07	24
Трансформатор тока	Т-0,66	36382-07	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10	7069-07	2
Трансформатор тока	ТФНД-110М	2793-88	6
Трансформатор тока	ТТИ-А-0,66	28139-12	3
Трансформатор тока	ТТИ-А-0,66	22656-07	3
Трансформатор тока	ТШП-0,66 У3	15173-06	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А	3690-73	2
Трансформатор тока	ТВ-СЭЩ	44632-10	1
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-08	2
Трансформатор тока	ТПК-10	22944-07	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1	2473-05	22
Трансформатор тока	ТЛК-10-6	9143-06	4
Трансформатор тока	ТЛК-10	9143-06	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	14205-94	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-1	16687-97	2
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	14205-11	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	24218-08	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ 35-65	912-07	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформатор напряжения	НТМИ 6-66	2611-70	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	831-69	5
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10	3344-72	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-01.02-D-2R	32142-06	13
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EA05-RL-P1B-4	16666-97	8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-01.02-Т-2R	32142-12	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	МИР С-01.02-Т-2R	32142-06	15
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	27420-08	6
Программное обеспечение	ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 39141-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СУЭК-Красноярск» с Изменением №1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в январе 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков МИР С-01 – по документу «Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-01. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2006 г.;
- счетчиков EA05-RL-P1B-4 – по документу «Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (EA). Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;
- УСПД МИР УСПД-01 – по документу «Устройство сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2008 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до – 100 %, дискретность 0,1 %.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ОАО «СУЭК-Красноярск» с Изменением № 1, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «СУЭК-Красноярск» с Изменением № 1**

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.
4. 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 0,2S и 0,5S.
5. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
6. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
7. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
8. МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «МИР» (ООО «НПО «МИР»)

Юридический адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Почтовый адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Тел.: (3812) 61-95-75, 26-45-02

Факс: (3812) 61-95-75, 26-45-02

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология» (ООО «Сервис-Метрология»)

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32

Факс: (499) 755-63-32

E-mail: [info@s-metr.ru](mailto:info@s-metr.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.            «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.