

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «МЛЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «МЛЗ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

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 - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер БД) АИИС КУЭ, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений, устройство синхронизации системного времени УССВ; автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух 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.

Счетчики передают информацию по линиям связи на сервер (ИВК) АИИС КУЭ «МЛЗ». Передача данных осуществляется с помощью GSM-стандарта мобильной связи. Вычисление величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения производится с помощью программного обеспечения на сервере. На сервер данные поступают по основным каналам связи (существующая сеть мобильной связи стандарта GSM).

Сбор информации от счетчиков осуществляется по каналам связи сервером баз данных ИВК. Управление сбором данных осуществляется при помощи программного обеспечения, ко-

торое функционирует на сервере ИВК. Данные передаются в формате 80020. На сервере ИВК осуществляется хранение, обработка и предоставление на АРМ по локальной сети предприятия собранной информации, а также дальнейшая ретрансляция по существующим каналам связи в заинтересованные организации.

Результаты измерений, подписанные электронно-цифровой подписью (ЭЦП), передаются с сервера БД в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language - XML) в соответствии со спецификацией 1.0 в ОАО «АТС» и смежным субъектам ОРЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов сервера БД с часами УССВ происходит каждую секунду, коррекция проводится при расхождении более чем на ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 1 с (программируемый параметр). Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера БД 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 «МЛЗ» используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 14.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» 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 «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	AC_SE v14.05.02
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10.

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

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР».

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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
ГПП «МЛЗ» (110/10)								
1	ввод 110 кВ Т-1 от ВЛ-110 кВ «МЛЗ-1»	ТБМО-110 УХЛ-1 Кл. т. 0,2S 150/1 Зав. № 3546; Зав. № 3548; Зав. № 2997	НАМИ-110 УХЛ-1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 934; Зав. № 918; Зав. № 922	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106061093	-	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±3,3
2	ввод 110 кВ Т-1 от ВЛ-110 кВ «МЛЗ-2»	ТБМО-110 УХЛ-1 Кл. т. 0,2S 100/1 Зав. № 3491; Зав. № 3856; Зав. № 3844	НАМИ-110 УХЛ-1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 923; Зав. № 924; Зав. № 944	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106061019	-	активная	±0,6	±1,5
						реактивная	±1,2	±3,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 24	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 32195; Зав. № 32089	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 1272; Зав. № 1311; Зав. № 1317	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106061055	-	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
4	ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 47	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 21567; Зав. № 32122	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 3050; Зав. № 3686; Зав. № 3713	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0106061005	-	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
5	ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 11	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 31440; Зав. № 24985	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 4869; Зав. № 4811; Зав. № 4856	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112145327	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±6,0
6	ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 15	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 21984; Зав. № 22530	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 4869; Зав. № 4811; Зав. № 4856	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112145312	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 8	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 2856; Зав. № 46916	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Зав. № 1272; Зав. № 1311; Зав. № 1317	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112145319	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,5$ $\pm 6,0$
8	ЗРУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 20	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 00206-13; Зав. № 00080-13	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Зав. № 1272; Зав. № 1311; Зав. № 1317	ПСЧ-4ТМ.05М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611126434	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$
9	ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 31	ТОЛ-СЭЩ Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 00072-13; Зав. № 45433-12	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Зав. № 3050; Зав. № 3686; Зав. № 3713	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112145402	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,6$ $\pm 6,0$
10	ЗРУ-10 кВ, 3 с.ш. 10 кВ, яч. 29	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 33424; Зав. № 62703	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 $10000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Зав. № 3050; Зав. № 3686; Зав. № 3713	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112145307	-	активная реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,5$ $\pm 6,0$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 32	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 81741; Зав. № 81774	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 1315; Зав. № 1170; Зав. № 1320	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112145354	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±6,0
12	ЗРУ-10 кВ, 4 с.ш. 10 кВ, яч. 40	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 35857; Зав. № 33665	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000√3/100√3 Зав. № 1315; Зав. № 1170; Зав. № 1320	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112145293	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,5 ±6,0

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений 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; 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 СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК.00 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

- для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М.01 от минус 40 °С до плюс 60 °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 минус 10 °С до плюс 30 °С.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК.00 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М.01 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надёжность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (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; 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) «МЛЗ» 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	ТБМО-110 УХЛ-1	23256-05	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ-1	24218-03	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3344-08	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05МК.00	46634-11	7
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ПСЧ-4ТМ.05М.01	36355-07	1
Сервер на базе ПО «Альфа-Центр»	-	-	1
УССВ-35LVS	-	-	1
АРМ оператора	-	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт формуляр 08.2015.МЛЗ- АУ.ФО-ПС			
Технорабочий проект 08.2015.МЛЗ- АУ.ТРП			

Поверка

осуществляется по документу МП 60540-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) «МЛЗ». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2015 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 СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК.00 – по документу «Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки»

ИЛГШ.411152.167РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М.01 – по документу «Счетчики электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Приложение. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.11.2007 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;

- 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 «МЛЗ», 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)

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

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер»
(ООО «ПКФ «Тенинтер»)

Юридический адрес: 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12

Почтовый адрес: 109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 2

Тел.: 8 (495) 788-48-25

Факс: 8 (495) 788-48-25

E-mail: Sav2803@mail.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ПКФ «Тенинтер»
(ООО «ПКФ «Тенинтер»)

Юридический адрес: 109428, г. Москва, пр-кт Рязанский, д. 10, стр.2, пом. VI, комн. 12

Почтовый адрес: 109444, г. Москва, Ферганская ул., д. 6, стр. 2

Тел.: 8 (495) 788-48-25

Факс: 8 (495) 788-48-25

E-mail: Sav2803@mail.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, 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

С.С. Голубев

М.п.

«____»_____2015 г.