

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 168 от 24.02.2016 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по НПС «Сулак»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по НПС «Сулак» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, 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 измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по 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 2-4.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее - УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-2.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), сервер точного времени ССВ-1Г и программное обеспечение (далее – ПО) ПК «Энергосфера».

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

Первичные фазные 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, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на

верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (счетчиков, УСПД и ИВК). Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация часов ИВК АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, (Госреестр СИ №39485-08), входящими в состав ЦСОД. ССВ-1Г непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие точное время UTC спутниковой навигационной системы. Информация о точном времени распространяется устройством в сети ТСР/IP согласно протоколу NTP (Network Time Protocol). ССВ-1Г формирует сетевые пакеты, содержащие оцифрованную метку всемирного координированного времени, полученного по сигналам спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС, с учетом задержки на прием пакета и выдачу ответного отклика. Сервер синхронизации времени обеспечивает постоянное и непрерывное обновление данных на сервере ИВК.

Устройство синхронизации времени УСВ-2, входящее в состав ИВКЭ обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД и счетчиков. УСВ-2 синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Коррекция часов УСПД проводится вне зависимости от величины расхождения часов УСПД и времени приемника. Сличение часов счетчиков с часами УСПД осуществляется с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 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 корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанных в таблицах 3-4, 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 таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПС 110/10 кВ «Сулак», КРУН-10 кВ, 1 с.ш. – 10 кВ, ф. № 3	ТЛК Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 2505130000060 Зав. № 2505130000062	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2505130000012	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807130409	СИКОН С70	HP ProLi- Ant BL460 G6, HP ProLi- Ant BL460 Gen8	активная
2	ПС 110/10 кВ «Сулак», КРУН-10 кВ, 2 с.ш. – 10 кВ, ф. № 14	ТЛК Кл. т. 0,5S 600/5 Зав. № 2505130000064 Зав. № 2505130000065	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2505130000013	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807130199			активная
3	Промплощадка, 0,4 кВ, ф. № 6 ПС «Ярык Су»	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 001268 Зав. № 001292 Зав. № 001293	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807130943			активная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	п/ст 35/10 кВ «Свердлово», КРУ-10 кВ, ф.№3	ТВЛМ Кл. т. 0,5S 5/5 Зав. № 2505130000027 Зав. № 2505130000028	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2505130000014	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807130310	СИКОН С70 Зав. № 06914	HP ProLi- Ant BL460 G6, HP ProLi- Ant BL460 Gen8	активная реактивная
5	п/ст 35/10 кВ «Октябрьская», КРУ-10 кВ, 1 с.ш. – 10 кВ, ф. № 8	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 2505130000052 Зав. № 2505130000024	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2505130000016	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807130715			активная реактивная
6	ПС 35/10 кВ «Червленые Буруны», КРУ-10 кВ, ф. 5	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 2505130000025 Зав. № 2505130000023	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2505130000015	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807130235			активная реактивная
7	КТП 10/0,4 кВ, СБ «Терекли-Мектеб», 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5S 50/5 Зав. № 000045 Зав. № 000054 Зав. № 000039	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807131688			активная реактивная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm\delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 4, 5, 6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,1	1,2	2,2	1,3	1,4	2,3
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 \leq I_{Н1}$	1,1	1,2	2,2	1,3	1,4	2,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 \leq 0,2I_{Н1}$	1,5	1,6	2,9	1,6	1,8	3,0
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 \leq 0,05I_{Н1}$	2,5	2,9	5,4	2,6	3,0	5,5
3, 7 (ТТ 0,5S; Сч 0,2S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	0,9	1,0	1,8	1,1	1,2	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 \leq I_{Н1}$	0,9	1,0	1,8	1,1	1,2	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 \leq 0,2I_{Н1}$	1,3	1,4	2,6	1,4	1,6	2,7
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 \leq 0,05I_{Н1}$	2,4	2,8	5,3	2,5	2,9	5,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная погрешность, ($\pm\delta$), %			Погрешность в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 2, 4, 5, 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5 (ГОСТ Р 52425-2005))	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,3	1,9	1,3	2,8	2,4	2,0
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 \leq I_{Н1}$	2,3	1,9	1,3	2,8	2,4	2,0
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 \leq 0,2I_{Н1}$	3,2	2,6	1,6	3,5	2,9	2,2
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 \leq 0,05I_{Н1}$	5,5	4,5	2,7	5,8	4,7	3,1
3, 7 (ТТ 0,5S; Сч 0,5 (ГОСТ Р 52425- 2005))	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,9	1,6	1,0	2,5	2,2	1,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 \leq I_{Н1}$	1,9	1,6	1,0	2,5	2,2	1,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 \leq 0,2I_{Н1}$	2,9	2,4	1,4	3,3	2,7	2,1
	$0,02I_{Н1} \leq I_1 \leq 0,05I_{Н1}$	5,4	4,4	2,6	5,6	4,6	3,0

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:

диапазон напряжения (0,98 – 1,02) $U_{ном}$;

диапазон силы тока (1 – 1,2) $I_{ном}$;

частота (50 \pm 0,15) Гц;

коэффициент мощности $\cos\varphi=0,9$ инд;

- температура окружающей среды:
ТТ и ТН от минус 40 до плюс 50 °С;
счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
УСПД от плюс 10 до плюс 30 °С;
ИВК от плюс 10 до плюс 30 °С;
- 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) $I_{Н2}$;
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 до плюс 70 °С;
- для счетчиков электроэнергии:
 - параметры сети:
диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$;
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:
 - для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более – 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер HP Proliant BL 460c Gen8, HP Proliant BL 460c G6 – среднее время наработки на отказ не менее $T_{G6}=261163$, $T_{Gen8}=264599$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 0,5$ 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - 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);
- о состоянии средств измерений.

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях 113 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 – 45 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

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по НПС «Сулак» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛК	42683-09	4
Трансформатор тока	Т-0,66	51516-12	6
Трансформатор тока	ТВЛМ	45040-10	2
Трансформатор тока	ТЛМ-10	48923-12	4
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	16687-07	5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	7
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Сервер точного времени	ССВ-1Г	39485-08	2
Сервер с программным обеспечением	ПК «Энергосфера»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 56589-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по НПС «Сулак». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в августе 2013 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»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1 Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ.237.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010 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%.

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

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по НПС «Сулак» (АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по НПС «Сулак»)), аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Черномортранснефть» по НПС «Сулак»

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.

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

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Изготовитель

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» (ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ») ИНН 3327304235

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д.8

Тел.: (4922) 33-67-66; Факс: (4922) 42-45-02; E-mail: st@sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергетических решений» (ООО «Центр энергетических решений»)

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 40

Испытательный центр

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

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

Тел./факс: (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.

« ____ » _____ 2016 г.