



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 48828

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "АК "Транснефть"
в части ОАО "Уралтранснефтепродукт" по объектам ЛПДС "Георгиевка",
ЛПДС "Хохлы", ЛПДС "Исилькуль"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Энерготехсервис", г. Уфа

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51859-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 51859-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **19 ноября 2012 г. № 1042**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007370

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль» ОАО «Уралтранснефтепродукт»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ реализована в объеме первой пусковой очереди и представляет собой двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики электроэнергии класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (24 точки измерений), каналы связи и каналообразующее оборудование (маршрутизатор) сети передачи данных (СПД). Устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70, установленное на 1 уровне системы, поддерживает сквозной режим для опроса, диагностики, конфигу-

рирования и получения данных со счетчиков с уровня ИВК.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя «Центр сбора и обработки данных» (далее - ЦСОД) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (регистрационный номер № 38424-08) и автоматизированные рабочие места (АРМы) диспетчеров (операторов АИИС КУЭ), программное обеспечение (ПО) «Converge».

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на уровень ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя два (основной и резервный) устройства синхронизации системного времени (УССВ) типа ССВ-1Г, входящих в состав ЦСОД, и таймеры счетчиков. Сличение времени таймеров счетчиков осуществляется непосредственно с уровня ИВК 1 раз в сутки, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем ИВК более чем на 1 с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Уровень ИВК содержит ПО «Converge», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Метрологические характеристики, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО. Защита программного обеспечения и измерительной информации обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты программного обеспечения используемого в АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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
"Converge"	"Landis+Gyr Converge 3.5.1"	Не ниже 3.5.001.268 Rev. 64500	B1E67B8256DE3F5546A96054A2062A1E	MD5
"ЭнергоМонитор"	"Energy Monitor"	Не ниже 1.8.3.2	1E6CE427DAC589AFE884AB490632BC4B	
" Генератор XML-отчетов "	" XML Report Generator"	- -	9486BC5FC4BC0D326752E133D125F13D37F58D0D9FB444D085405EB4A16E7A84	
«Редактор однолинейных электросхем»	«Schema Editor»	-	D8BA41F4463F1157D898834F4644A099	
«Импорт однолинейных электросхем»	«Import Schema»	Не ниже 1.7.3	D7923FB3CC2DEAD910DED247DA6BEA0A	
«Администратор отчетов»	«ReportAdmin»	Не ниже 1.5	621E4F49FB74E52F9FFADA2A07323FBD	
«Ручной импорт Converge»	«ManualConvergeImport»	-	ACA7D544FAD3B166916B16BB99359891	
«MAP110»	«MAP110»	Не ниже V 3.4.20	1302C49703625106EBA661DD3438233B	

Метрологические и технические характеристики

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

1	2	Состав измерительных каналов системы				7	Метрологические характеристики ИК	
		3	4	5	6		8	9
Наименование объекта и порядковый номер точки измерений		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Вид электро энергии	Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЛДПС «Хохлы»								
1	ПС «Хохлы-Нефть» КРУН-6 кВ яч.№2, ввод №1	ТЛК-10-4 800/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Активная,	± 1,0	± 2,7
2	ПС «Хохлы-Нефть» КРУН-6 кВ яч.№13, ввод №2	ТЛК-10-4 800/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5		реактивная	± 2,6	± 4,6
3	ЛПДС «Хохлы» 2КТП 630/6 ф.6 «Котельная»	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	± 0,8 ± 2,2	± 2,0 ± 3,1
4	ЛПДС «Хохлы» 2КТП 630/6 ф.14 «Котельная»	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
5	ЛПДС «Хохлы» ТП 320/6 «Узел связи»	Т-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5				
6	ЛПДС «Хохлы» ТП 320/6 «Котельная»	Т-0,66 200/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
7	ПС «Хохлы-Нефть» КРУН-6кВ ТСН	Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		Активная, реактивная	± 0,8 ± 2,2	± 2,0 ± 3,1
8	ПС «Хохлы-Нефть» КРУН-6 кВ яч.№5 «ЖКО №1»	ТЛК-10-4 150/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ПС «Хохлы-Нефть» КРУН-6 кВ ЖКО №2 яч.№10	ТЛК-10-4 150/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Актив- ная, реак- тивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,7 ± 4,6
ЛДПС «Георгиевка»								
10	ЛДПС «Георгиевка» КРУН-10 кВ яч.№6 «Ввод №1»	ТЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Актив- ная, реак- тивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,7 ± 4,6
11	ЛДПС «Георгиевка» КРУН-10 кВ яч.№25 «Ввод №2»	ТЛМ-10 400/5 Кл.т. 0,5S	НАМИТ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5				
12	ЛДПС «Георгиевка» КРУН-10 кВ ТСН №1	Т-0,66 150/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5		Актив- ная, реак- тивная	± 0,8 ± 2,2	± 2,0 ± 3,1
13	ЛДПС «Георгиевка» КРУН-10 кВ ТСН №2	Т-0,66 150/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
14	ЛДПС «Георгиевка» ЩСУ-2 пан. №2 гр.3 «Б/б узел связи» «Ввод №1»	Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
15	ЛДПС «Георгиевка» ЩСУ-2 панель №7 гр.1 «Б/б узел связи» «Ввод №2»	Т-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
ЛДПС «Исилькуль»								
16	ЛДПС «Исилькуль» КРУН-6 кВ яч.№2 «Ввод №1»	ТЛК-10-4 400/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.0,6-6 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Актив- ная, реак- тивная	± 1,0 ± 2,6	± 2,7 ± 4,2
17	ЛДПС «Исилькуль» КРУН-6 кВ яч.№13 «Ввод №2»	ТЛК-10-4 400/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.0,6-6 6000/√3/ 100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ЛДПС «Исилькуль» КРУН-6кВ ТСН	T-0,66 75/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5	СИКОН С70	Актив- ная, реак- тивная	± 0,8	± 1,9
19	ЛДПС «Исилькуль» РУ-0,4 кВ ЩС-3 Резерв- ный ввод от ТМ 160/10	ТШ-0,66 300/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
20	ЛДПС «Исилькуль» РУ-0,4 кВ ЩС-3 Жил. посёлок	T-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
21	ЛДПС «Исилькуль» РУ-0,4 кВ ЩС-3 Котельная	T-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
22	ЛДПС «Исилькуль» ЩС-4 Обл. водока- нал	T-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
23	ЛДПС «Исилькуль» ЩС Подогрев мазута	T-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				
24	ЛДПС «Исилькуль» РУ-0,4 кВ ЩС Узел связи	T-0,66 50/5 Кл.т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл.т. 0,2S/0,5				

Примечания

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Уном; ток (1 - 1,2) Iном, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды $(23 \pm 2) ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; ток $(0,01(0,02) - 1,2)$ Iном;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 50 $^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 20 до плюс 55 $^\circ\text{C}$; для УСПД от минус 10 до плюс 50 $^\circ\text{C}$; и сервера от плюс 10 до плюс 30 $^\circ\text{C}$;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,01(0,02)$ Iном $\cos\varphi = 0,8$ инд. и темпе-

ратуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии:

ЛПДС «Хохлы» и ЛПДС «Георгиевка» от минус 20 до плюс 35 °С;

ЛПДС «Исилькуль» от 10 до 35 °С.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

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

– УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений передается в организации–участники оптового рынка электроэнергии организацию по основному и резервному каналам связи.

В журналах событий фиксируются факты:

журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- несанкционированный доступ

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- сервера;

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

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД;
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 90 суток;
- УСПД - хранение результатов измерений 35 суток;
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль».

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль» определяется в паспорте-формуляре № Г.0.000.12021-УТНП/ГТП-00.000.ПФ.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль». Измерительные каналы. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по методике поверки МП 51859-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль». Измерительные каналы. Методика поверки» утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 15 ноября 2012 г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- радиочасы МИР РЧ-01;
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки ВЛСТ 220.00.000 И1.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «АК «Транснефть» в части ОАО «Уралтранснефтепродукт» по объектам ЛПДС «Георгиевка», ЛПДС «Хохлы», ЛПДС «Исилькуль»

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ Р 52425-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Энерготехсервис»

Адрес: 450081, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Огарева, д.2

тел./факс (347) 284 24 68

Заявитель

ООО «СпецЭнергоСервис»

Адрес: 450081, РФ, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Баязита Бикбая, д. 19/1, к.

371

тел./факс (937) 163 04 14

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

Электронная почта: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации – зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

«_____» _____ 2012 г.