

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Настоящее описание типа АИИС КУЭ ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» является дополнением к описанию типа АИИС КУЭ ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод», регистрационный № 44861-10 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, приведенных в таблице 2.

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 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.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-327 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) GPS-35HVS.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» при помощи удаленного доступа по сети INTERNET.

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, 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.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. АРМ энергосбытовой организации - субъекта оптового рынка, подключенный к базе данных ИВК ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» при помощи удаленного доступа по сети INTERNET в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP отчеты в формате XML в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени GPS-35HVS, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Погрешность часов УСВ не более ± 1 с. Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД и УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и времени приемника более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов УСПД и времени приемника не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 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 ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 14.5, 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	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	14.5.01
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
ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»								
1	ПС 110/6 кВ «Нефтезавод» №303 ГПП-1, ЗРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ «Нефтезавод- Красково 1»	VIS WI Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 1208053 10; Зав. № 1208053 11; Зав. № 1208053 12	СРВ 123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8827782; Зав. № 8827783; Зав. № 8827784; Зав. № 8827785; Зав. № 8827786; Зав. № 8827787	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126084	RTU-327 Зав. № 007065	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ПС 110/6 кВ «Нефтезавод» №303 ГПП-1, ЗРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ «Нефтезавод- Красково 2»	VIS WI Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 1208053 13; Зав. № 1208053 14; Зав. № 1208053 15	СРВ 123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8827782; Зав. № 8827783; Зав. № 8827784; Зав. № 8827785; Зав. № 8827786; Зав. № 8827787	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126043	RTU-327 Зав. № 007065	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
3	ПС 110/6 кВ «Нефтезавод» №303 ГПП-1, ЗРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ «ТЭЦ-22- Нефтезавод 1»	VIS WI Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 1208053 18; Зав. № 1208053 17; Зав. № 1208053 16	СРВ 123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8827782; Зав. № 8827783; Зав. № 8827784; Зав. № 8827785; Зав. № 8827786; Зав. № 8827787	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126111	RTU-327 Зав. № 007065	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
4	ПС 110/6 кВ «Нефтезавод» №303 ГПП-1, ЗРУ-110 кВ, яч.ВЛ-110 кВ «ТЭЦ-22- Нефтезавод 2»	VIS WI Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 1208053 19; Зав. № 1208053 20; Зав. № 1208053 21	СРВ 123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8827782; Зав. № 8827783; Зав. № 8827784; Зав. № 8827785; Зав. № 8827786; Зав. № 8827787	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125994	RTU-327 Зав. № 007065	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 110/6 кВ «Нефтезавод» №303 ГПП-1, ЗРУ-110 кВ, ОСШ 110 кВ, ОВ-110 кВ	VIS WI Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 1208053 01; Зав. № 1208053 02; Зав. № 1208053 03	СРВ 123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8827782; Зав. № 8827783; Зав. № 8827784; Зав. № 8827785; Зав. № 8827786; Зав. № 8827787	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810127022	RTU-327 Зав. № 007065	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
6	ПС 110/6 кВ «Нефтезавод» №303 ГПП-1, ЗРУ-110 кВ, АТ-3 110/220 кВ	ТВ-ТМ-35-110 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 12.298.01; Зав. № 12.298.03; Зав. № 12.298.02	СРВ 123 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8827782; Зав. № 8827783; Зав. № 8827784; Зав. № 8827785; Зав. № 8827786; Зав. № 8827787	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126215	RTU-327 Зав. № 007065	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6
7	ПС 220/6 кВ «Капотня №775», КРУЭ-220 кВ, СШ 220 кВ, яч.КЛ-220 кВ «Чагино- Капотня №1»	JK ELK CN14 Кл. т. 0,2S 600/1 Зав. № 2012.1047.02/20; Зав. № 2012.1047.02/16; Зав. № 2012.1047.02/10	SU 252/B34 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 12/116555; Зав. № 12/116552; Зав. № 12/116550; Зав. № 12/116553; Зав. № 12/116551; Зав. № 12/116554	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812121056	RTU-327 Зав. № 007065	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС 220/6 кВ «Капотня №775», КРУЭ-220 кВ, СШ 220 кВ, яч.КЛ-220 кВ «Чагино- Капотня №2»	JK ELK CN14 Кл. т. 0,2S 600/1 Зав. № 2012.1047.02/23; Зав. № 2012.1047.02/13; Зав. № 2012.1047.02/17	SU 252/B34 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 12/116555; Зав. № 12/116552; Зав. № 12/116550; Зав. № 12/116553; Зав. № 12/116551; Зав. № 12/116554	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810120095	RTU-327 Зав. № 007065	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±1,5 ±2,6

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; 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: 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 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 однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Газпромнефть-МНПЗ» 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.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД RTU-327 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ 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.

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 «Газпромнефть-МНПЗ» 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	VIS WI	37750-08	15
Трансформатор тока	JK ELK CN14	41961-09	6
Трансформатор тока	ТВ-ТМ-35-110	44949-10	3
Трансформатор напряжения	СРВ 123	15853-06	6
Трансформатор напряжения	SU 252/B34	44734-10	12
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	36697-12	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	36697-08	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 60499-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-МНПЗ». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 12 марта 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.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- УСПД – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 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 «Газпромнефть-МНПЗ», 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

Закрытое акционерное общество «Росэнергосервис» (ЗАО «Росэнергосервис»)
Юридический адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9
Почтовый адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9
Тел.: (4922) 44-87-06
Факс: (4922) 33-44-86

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго» (ООО «Тест-Энерго»)
Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

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.