

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Лесогорской ГЭС-10 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Лесогорской ГЭС-10 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3^х-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 и 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа А1800 класса точности 0,2S и 0,5S (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 и 1,0 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU325L, и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

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.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), установленный в ЦСОИ АИИС КУЭ ОАО «ТГК-1», с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ.

Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: сервер БД АИИС КУЭ, установленный в ОАО «ТГК-1», подключен к серверу единого времени ОАО «ТГК-1» LAN TIME SERVER. Опрос УСПД АИИС КУЭ сервером ОАО «ТГК-1» производится 1 раз в 30 мин. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера единого времени, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающие ± 2 с (программируемый параметр). В целях резервирования к УСПД подключено также устройство синхронизации времени УССВ со встроенным GPS-приемником.

Часы счетчика 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 (программируемый параметр).

Погрешность часов ИК 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 корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР» (далее – ПО), в состав которого входят программные модули, 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 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	Не ниже 4.10.4.0	2330c0c35c97de61be27460 2e315c3df	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	Не ниже 4.10.4.2	5af3f894fe65fb575791ca15 4cb427d1	
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	Не ниже 4.2.1.0	9cf3f689c94a65daad982ea4 622a3b96	

Продолжение таблицы 1

Идентификационное наименование ПО	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	Не ниже 4.10.0.0	eaff6e949f33c19514f47f28bbaa1e41	MD5
Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	Не ниже 2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

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

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав АИИС КУЭ				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	УСПД	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики ИК			
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	Вид энергии				Основная относительная погрешность ИК ($\pm \delta$), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta$), %		
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	
ТИ-10.1	Г-1 вывода генератора	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 30709-08	A	ТЛП-10-1	4059	40000	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08, зав. № 004532	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 2,1 ± 2,3
				B	ТЛП-10-1	4062						
				C	ТЛП-10-1	4065						
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-014807						
				B	UGE	08-014782						
				C	UGE	08-014785						
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01168576						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
ТИ-10.2	Г-2 вывода генератора	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 2000/5$ № 30709-08	A	ТЛП-10-1	4058	40000	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08, зав. № 004532	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	± 0,6	± 2,1
				B	ТЛП-10-1	4064						
				C	ТЛП-10-1	4056						
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 25475-06	A	UGE	08-014761						
B	UGE			08-014812								
C	UGE			08-014808								
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01168575				Реактивная	± 1,1	± 2,3		
ТИ-10.3	Г-3 вывода генератора	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 2000/5$ № 30709-08	A	ТЛП-10-1	4073	40000	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08, зав. № 004532	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	± 0,6	± 2,1
				B	ТЛП-10-1	4070						
				C	ТЛП-10-1	4067						
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 25475-06	A	UGE	08-014760						
B	UGE			08-014796								
C	UGE			08-014780								
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01168578				Реактивная	± 1,1	± 2,3		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
ТИ-10.4	Г-4 вывода генератора	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 2000/5$ № 30709-08	A	ТЛП-10-1	4061	40000	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08, зав. № 004532	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	± 0,6	± 2,1
				B	ТЛП-10-1	4063						
				C	ТЛП-10-1	4057						
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 25475-06	A	UGE	08-014801						
				B	UGE	08-014786						
				C	UGE	08-014787						
Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01168573								
ТИ-10.5	ГЭС-10, ЗРУ-110 кВ, яч. 3, ВЛ-110 кВ ЛС-6	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{TT} = 600/5$ № 62296-15	A	KOTEF 126	477022	132000	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08, зав. № 004532	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q	Активная	± 0,8	± 2,7
				B	KOTEF 126	477024						
				C	KOTEF 126	477025						
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{TN} = 110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 62296-15	A	KOTEF 126	477022						
				B	KOTEF 126	477024						
				C	KOTEF 126	477025						
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01168832								
									Реактивная	± 1,1	± 2,3	
									Реактивная	± 1,4	± 4,2	

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
ТИ-10.6	ГЭС-10, ЗРУ-110 кВ, яч. 8, ВЛ-110 кВ ЛС-9	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 62296-15	A	KOTEF 126	477028	132000	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08, зав. № 004532	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,8	± 2,7
				B	KOTEF 126	477023						
				C	KOTEF 126	477027						
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 62296-15	A	KOTEF 126	477028						
B	KOTEF 126			477023								
C	KOTEF 126			477027								
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01168810	Реактивная	± 1,4	± 4,2					
ТИ-10.7	ГЭС-10, ЗРУ-110 кВ, яч. 2, ВЛ-110 кВ ЛС-13	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 62296-15	A	KOTEF 126	477033	132000	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08, зав. № 004532	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная	± 0,8	± 2,7
				B	KOTEF 126	477032						
				C	KOTEF 126	477035						
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 № 62296-15	A	KOTEF 126	477033						
B	KOTEF 126			477032								
C	KOTEF 126			477035								
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01168746	Реактивная	± 1,4	± 4,2					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	11
ТИ-10.10	ГЭС-10, ЗРУ-10 кВ, яч. 6, ЛЛСГ-1, КЛ-10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 25433-07	A	ТЛО-10	12972	12000	RTU325L-E2-512-M2-B2 Госреестр № 37288-08, зав. № 004532	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,7
				B	ТЛО-10	12970						
				C	ТЛО-10	12980						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 № 25475-06	A	UGE	08-014821						
				B	UGE	08-014820						
				C	UGE	08-014822						
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4		01168849						

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения 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) $U_{ном}$; сила тока (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,87$ инд.;
температура окружающей среды (18 – 25) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02 - 1,2) $I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8 \text{ емк.}$
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 45 до 40°С, для счетчиков от минус 40 до 65 °С; для УСПД от минус 10 до 55 °С.
магнитная индукция внешнего происхождения в местах установки счетчиков – не более 0,5 мТл.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока $0,02 \cdot I_{ном}$, $\cos\phi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии 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 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120000$ ч., время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 100\ 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_B = 24$ ч.;

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтпригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;

- коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Лесогорской ГЭС-10 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ Лесогорской ГЭС-10 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформаторы тока ТЛП-10-1	15 шт.
Трансформаторы комбинированные КОТЕФ	12 шт.
Трансформаторы тока ТЛО-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения UGE	18 шт.

Наименование	Количество
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	10 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени	1 шт.
Сервер базы данных	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр 300-05-07/10.00.000ФО	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 63185-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Лесогорской ГЭС-10 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 15 октября 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}\dots 35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения $35\dots 330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- счетчиков типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- устройства сбора и передачи данных типа RTU-325L – в соответствии с документом «Устройство сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2008 году;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Лесогорской ГЭС-10 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в Проектной документации, шифр 300-05-07/10.03.000.ПЗ на Автоматизированную информационно-измерительную систему коммерческого учета электроэнергии Лесогорской ГЭС-10 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Лесогорской ГЭС-10 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ЭНКОМ» (ЗАО «ЭНКОМ»)
ИНН 7801367349
Адрес: 199178, г. Санкт-Петербург, 4-я линия В.О., д. 65 лит. А
тел.: 8 (812) 332-28-01, факс: 8 (812) 332-28-01

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «М-ПРО» (ООО «М-ПРО»)
ИНН 7801506320
Адрес: 199155, Санкт-Петербург, ул. Уральская, д.1, корп.2, Лит. А
Тел./факс: 8 (812) 318-11-95

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.