

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по ЛПДС «Лопатино»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по ЛПДС «Лопатино» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя серверы баз данных (СБД) АИИС КУЭ ПАО «Транснефть», серверы синхронизации времени ССВ-1Г, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру и программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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.

Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч и Q, квар·ч) передаются в целых числах и соотнесены с единым календарным временем

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации-участники оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭ) через каналы связи интернет-провайдеров.

ИВК является единым центром сбора и обработки данных всех АИИС КУЭ организаций системы ПАО «Транснефть».

Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ смежных субъектов по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, передаются с ИВК с учетом агрегации данных по всем АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» (Рег. № 54083-13) с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и АИИС КУЭ смежных субъектов в виде xml-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы. Задача синхронизации времени решается использованием службы единого координированного времени (или всемирного скоординированного времени) UTC. Для его трансляции используется спутниковая система глобального позиционирования ГЛОНАСС/GPS. Синхронизация времени АИИС КУЭ с единым координированным временем обеспечивается двумя серверами синхронизации времени ССВ-1Г, входящими в состав ИВК. 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 TCP/IP согласно протоколу NTP (NetworkTimeProtocol). 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 обновление данных на сервере ИВК постоянно и непрерывно. Резервный сервер синхронизации ИВК используется при выходе из строя основного сервера

Сравнение показаний часов счетчиков и СБД АИИС КУЭ ПАО «Транснефть» происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Журналы событий счетчиков и сервера ИВК отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера», в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека pso_metr.dll. Данная библиотека выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 - Метрологически значимые модули ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера», pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	CBE6F6CA69318BED976E08A2BB7814B

Метрологические характеристики измерительных каналов (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 ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино», ОРУ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Чернореченская-2»	ТОГФ-110 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 150/1 Рег. № 44640-10	ЗНОГ-110 кл. т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ССВ-1Г, Рег.№ 39485-08	активная	1,2	2,6
						реактивная	1,9	4,2
2	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино», ОРУ-110 кВ, ВЛ-110кВ «Самарская-2»	ТОГФ-110 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 150/1 Рег. № 44640-10	ЗНОГ-110 кл. т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 61431-15	СЭТ-4ТМ.03М.16 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	1,2	2,6
						реактивная	1,9	4,2
3	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ТСН-63кВ·А №1, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	0,9	2,8
						реактивная	1,5	4,5
4	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ТСН-63кВ·А №2, ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная	0,9	2,8
						реактивная	1,5	4,5
5	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 17, ввод № 1	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	1,2	2,6
						реактивная	1,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 47, ввод № 2	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 2000/5 Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г, Рег.№ 39485-08	активная	1,2	2,6
						реактивная	1,8	4,5
7	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 10	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	1,2	2,6
						реактивная	1,8	4,5
8	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. № 12	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	1,2	2,6
						реактивная	1,8	4,5
9	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 28	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	1,2	2,6
						реактивная	1,8	4,5
10	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 32	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная	1,2	2,6
						реактивная	1,8	4,5
11	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 34	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		активная	1,2	2,6
						реактивная	1,9	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС «Лопатино» 110/35/6 кВ, ЛПДС «Лопатино» ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, яч. № 49	ТЛО-10 кл. т 0,5S К _{тт} = 100/5 Рег. № 25433-03	НАМИТ-10 кл. т 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	ССВ-1Г, Рег.№ 39485-08	активная реактивная	1,2 1,8	2,6 4,5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Допускается замена измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном АО «Транснефть-Дружба» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.
4. В Таблице 2 в графах 8 и 9 приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,8$; токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий эксплуатации и при $\cos\varphi=0,8$; токе ТТ, равном 2 (5) % от $I_{ном}$ для рабочих условий эксплуатации, и при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 0 до плюс 35 °С.

Таблица 3 - Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для ТТ и ТН, °С - для счетчиков, °С - для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от -40 до +40 от +21 до +25 от +10 до +25 от 80 до 106,7 кПа 98 % от 49,6 до 50,4
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) температура окружающей среды °С: - для ТТ и ТН, °С - для счетчиков, °С - для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, не более, % - частота, Гц	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{смк} от -40 до +40 от 0 до +35 от +10 до +30 от 80 до 106,7 кПа 98 % от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, электросчетчики СЭТ-4ТМ.03 (Рег. № 27524-04): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, Сервер синхронизации времени ССВ-1Г: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	165000 2 140000 2 90000 2 15000 2
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность 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 ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере ИВК;
 - 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 ИВК;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - сервера ИВК.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений - не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы Формуляра на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по ЛПДС «Лопатино» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	18 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2 шт.

Продолжение таблицы 4

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М (Пер. № 36697-12)	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М (Пер. № 36697-08)	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	6 шт.
Сервер синхронизации времени	ССВ-1Г	2 шт.
Сервер БД	HP Proliant BL 460c Gen8	1 шт.
Сервер БД	HP Proliant BL 460c G6	1 шт.
Методика поверки	МП 4222-02-7716712474-2017	1 шт.
Формуляр	ФО 4222-02-7716712474-2017	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 4222-02-7716712474-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по ЛПДС «Лопатино». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 08.09.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы 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 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Пер. № 36697-12) - в соответствии с Руководством по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Пер. № 36697-08) - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 (Пер. № 27524-04) - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- источников частоты и времени/серверов синхронизации времени ССВ-1Г - по документу «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки», ЛЖАР.468150.003-08 МП, согласованной ГЦИ СИ «СвязьТест» ФГУП «ЦНИИС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), (пер.№ 27008-04);
- термогигрометр CENTER 314 (пер.№ 22129-04);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (пер.№ 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (пер.№ 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (пер.№ 33750-12).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрихкодом и заверяется подписью поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по ЛПДС «Лопатино» МВИ 4222-02-7716712474-2017, аттестованном в ФБУ «Самарский ЦСМ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Транснефть» в части АО «Транснефть-Дружба» по ЛПДС «Лопатино»

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

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Изготовитель

Акционерное Общество «Транснефть-Дружба» (АО «Транснефть-Дружба»)

ИНН 3235002178

Адрес: 241020, Россия, г. Брянск, ул. Уральская, 113

Тел./факс (4832) 67-62-30

E-mail: office@brn.transneft.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)

ИНН 7716712474

Адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический Вал, д. 2, пом. 23

Телефон/факс: 8(919) 967-07-03

E-mail: HLCInterREC@gmail.com

Испытательный центр

ФБУ «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ Самарский ЦСМ)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27; Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.