

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система телемеханики и связи ООО «Тепловая генерация г. Волжского» (Волжская ТЭЦ-2)

### Назначение средства измерений

Система телемеханики и связи ООО «Тепловая генерация г. Волжского» (Волжская ТЭЦ-2) (далее - СТМиС) предназначена для измерений действующих значений силы электрического тока, среднего по 3-м фазам действующих значений силы электрического тока, действующих значений фазного напряжения, действующих значений линейного напряжения, частоты переменного тока, активной, реактивной и полной мощности на ООО «Тепловая генерация г. Волжского» (Волжская ТЭЦ-2), а также регистрации и хранения телесигналов и телеизмерений во времени, нормальных и аварийных процессов и событий.

### Описание средства измерений

СТМиС представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Система включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-01, регистраторы цифровые РЭС-3, счетчики электрической энергии многофункциональные ION 7330 и ION 7300, регистраторы цифровые РЭС-3 по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52322-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, счетчики многофункциональные для измерения показателей качества и учета электрической энергии EM133 по ГОСТ Р ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерений реактивной электроэнергии вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов СТМиС приведены в таблицах 2 - 3.

2-й уровень - основной и резервный сервер ProLiantDL380 G5 Xeon, средства локальной вычислительной сети и доступа к информации, программное обеспечение (ПО) «Оперативно-Информационный Комплекс «СК-2007», устройство синхронизации времени- сервер времени LAN TIME NTP Time Server, источник бесперебойного питания серверного шкафа (APC), автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями СТМиС.

В каналах измерения электрических величин первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы низкого уровня (100 В, 5 А), которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы измерительных преобразователей, преобразующих мгновенные значения аналоговых сигналов в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре преобразователя с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения вычисляются действующие значения силы электрического тока (I), среднее по трем фазам действующие значения фазных и линейных напряжений (U), активная (P), реактивная (Q) и полная (S) мощность и частота переменного тока (f).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ION, EM133 поступает в базы данных серверов ОИК «СК-2007», где выполняется присвоение меток времени и дальнейшая обработка измерительной информации (формирование протокола МЭК 870-5-104 и т. п.).

В каналах регистрации аварийных событий РЭС-3 цифровому сигналу выполняется присвоение меток времени и дальнейшая обработка измерительной информации. Для хранения аварийных процессов зафиксированных РЭС-3, данные поступают в сервера ОИК «СК-2007».

СТМиС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени типа сервер времени LAN TIME NTP Time Server, который синхронизирован с сигналами точного времени от GPS-приемника с погрешностью синхронизации  $\pm 10$  мкс. Сервер времени контролирует рассогласование времени серверов СТМиС относительно собственного времени и по достижении рассогласования 20 мс корректирует время таймеров серверов СТМиС по протоколу SNTP и раз в 15 мин корректирует время таймера регистраторов РЭС-3 по протоколу DNP. Погрешность ведения времени СТМиС не превышает  $\pm 100$  мс.

### Программное обеспечение

В СТМиС используется программное обеспечение (далее-ПО) «Оперативно-Информационный Комплекс «СК-2007» (Версия 7.6.1) (далее- ПО ОИК «СК-2007»), в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1.

ПО ОИК «СК-2007» 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 ОИК «СК-2007»

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимых модулей ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	FuncDll.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	7.6.0.42
Цифровой идентификатор модуля ПО	70115651B774BF787B59B3D692FE12A9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Метрологические характеристики измерительных каналов СТМиС, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний» 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 СТМиС

Номер точки измерений	Наименование присоединения	Состав измерительного канала				Измеряемые параметры	Метрологические характеристики ИК	
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Измерительный преобразователь	УССВ		Основная погрешность, (±) %	Погрешность в рабочих условиях, (±) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Волжская ТЭЦ-2 1 С 1 СШ 110 кВ	-	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	РЭС-3 Пер. № 37466-08	LANTIME NTP Time Server	U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> , f	0,8 0,06	0,8 0,06
2	Волжская ТЭЦ-2 1 С 2 СШ 110 кВ	-	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	РЭС-3 Пер. № 37466-08		U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> , f	0,8 0,06	0,8 0,06
3	Волжская ТЭЦ-2 2 С 1 СШ 110 кВ	-	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	РЭС-3 Пер. № 37466-08		U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> , f	0,8 0,06	0,8 0,06
4	Волжская ТЭЦ-2 2 С 2 СШ 110 кВ	-	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	РЭС-3 Пер. № 37466-08		U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> , f	0,8 0,06	0,8 0,06

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	Волжская ТЭЦ-2 1 С ОСШ 110 кВ	-	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	РЭС-3 Пер. № 37466-08	LANTIME NTP Time Server	U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> f	0,8 0,06	0,8 0,06
6	Волжская ТЭЦ-2 2 С ОСШ 110 кВ	-	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	РЭС-3 Пер. № 37466-08		U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , f	0,8 0,06	0,8 0,06
7	Волжская ТЭЦ-2 СВ-1 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ЕМ133 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 58209-14		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,6 0,7 0,7 1,3 1,8 1,0 0,01	0,6 0,7 0,7 1,3 1,8 1,0 0,01
8	Волжская ТЭЦ-2 СВ-2 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ЕМ133 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 58209-14		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,6 0,7 0,7 1,3 1,8 1,0 0,01	0,6 0,7 0,7 1,3 1,8 1,0 0,01
9	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч. 4 ШОВ 1С 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч. 16 ШОВ 2С 110 кВ	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07	LANTIME NTP Time Server	I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
11	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.12 отх. ВЛ-110 кВ № 200	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
12	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.20 отх. ВЛ 110 кВ № 203	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
13	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.19 отх. ВЛ 110 кВ № 210	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.17 отх. ВЛ 110 кВ № 249	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07	LANTIME NTP Time Server	I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
15	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч. 3 отх. ВЛ 110 кВ № 250	ТФЗМ-110Б-IVУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
16	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.8 отх. ВЛ 110 кВ № 274	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
17	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч. 6 отх. ВЛ 110 кВ № 294	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,2S Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,4 0,9 1,3 1,0 2,0 1,0 0,01	0,5 1,0 1,6 1,7 3,1 1,5 0,01

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч. 18 отх. ВЛ 110 кВ № 295	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07	LANTIME NTP Time Server	I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
19	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч. 7 БЛ-1	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
20	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч. 13 БЛ-2	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
21	Волжская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч. 9 РТСН	ТФЗМ-110Б-ШУ1 1000/5 КТ 0,5 Пер. № 2793-88	НКФ110-83У1 110000/:√3/100:√3 КТ 0,5 Пер. № 1188-84	EM133 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 58209-14		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,6 0,7 0,7 1,3 1,8 1,0 0,01	0,6 0,7 0,7 1,3 1,8 1,0 0,01

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	Волжская ТЭЦ-2 РСП-1 6 кВ	ТОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-07	ЗНОЛ.06 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 3344-04	ION 7300 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07	LANTIME NTP Time Server	I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
23	Волжская ТЭЦ-2 РСП-2	ТОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-07	ЗНОЛ.06 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 3344-04	ION 7300 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
24	Волжская ТЭЦ-2 ТГ-1 10 кВ	ТШВ15Б (мод. ТШВ15Б-02) 8000/5 КТ 0,2 Пер. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 1593-05	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,4 0,9 1,3 1,0 2,0 1,0 0,01	0,5 1,0 1,6 1,7 3,1 1,5 0,01
25	Волжская ТЭЦ-2 ТГ-2 18 кВ	ТШ 20 8000/5 КТ 0,2 Пер. № 8771-00	ЗНОМ-20-63 18000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 1593-62	ION 7330 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,4 0,9 1,3 1,0 2,0 1,0 0,01	0,5 1,0 1,6 1,7 3,1 1,5 0,01



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Волжская ТЭЦ-2 ТСН-1-1 6 кВ	ТОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-07	ЗНОЛ.06 6000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 3344-04	ION 7300 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07	LANTIME NTP Time Server	I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
27	Волжская ТЭЦ-2 ТСН-1-2 6 кВ	ТОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-07	НОМ-6-77 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 17158-98	ION 7300 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
28	Волжская ТЭЦ-2 ТСН-2-1 6 кВ	ТОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	ION 7300 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,7 1,2 2,2 1,0 0,01	0,7 0,8 1,8 3,3 1,5 0,01
29	Волжская ТЭЦ-2 ТСН-2-2 6 кВ	ТОЛ-10 1500/5 КТ 0,5 Пер. № 7069-07	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	ION 7300 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,7 1,2 2,2 1,0 0,01	0,7 0,8 1,8 3,3 1,5 0,01

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Волжская ТЭЦ-2 ТТВ-1	ТПОЛ20 600/5 КТ 0,5 Пер. № 5716-91	ЗНОМ-15-63 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 1593-05	ION 7300 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07	LANTIME NTP Time Server	I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
31	Волжская ТЭЦ-2 ТТВ-2	ТПЛ 20 400/5 КТ 0,5 Пер. № 21254-06	ЗНОМ-20-63 18000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ КТ 0,5 Пер. № 1593-62	ION 7300 КТ 0,5S/0,5 Пер. № 22898-07		I <sub>A</sub> , I <sub>B</sub> , I <sub>C</sub> , I <sub>CP</sub> U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> U <sub>AB</sub> , U <sub>BC</sub> , U <sub>CA</sub> P <sub>A</sub> , P <sub>B</sub> , P <sub>C</sub> , P <sub>сум.</sub> Q <sub>A</sub> , Q <sub>B</sub> , Q <sub>C</sub> , Q <sub>сум</sub> S <sub>A</sub> , S <sub>B</sub> , S <sub>C</sub> , S <sub>сум</sub> f	0,7 0,9 1,3 1,3 2,4 1,1 0,01	0,7 1,0 1,6 1,9 3,4 1,6 0,01
32	Волжская ТЭЦ-2 СШ-1-6	-	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	РЭС-3 Пер. № 37466-08		U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> , f	0,8 0,06	0,8 0,06
33	Волжская ТЭЦ-2 СШ-2-6	-	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	РЭС-3 Пер. № 37466-08		U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> , f	0,8 0,06	0,8 0,06
34	Волжская ТЭЦ-2 СШ-3-6	-	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	РЭС-3 Пер. № 37466-08		U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> , f	0,6 0,06	0,6 0,06
35	Волжская ТЭЦ-2 СШ-4-6	-	НАМИ-10 6000/100 КТ 0,2 Пер. № 11094-87	РЭС-3 Пер. № 37466-08		U <sub>A</sub> , U <sub>B</sub> , U <sub>C</sub> , F	0,6 0,06	0,6 0,06

Продолжение таблицы 2

Примечания:

1. В качестве характеристики основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

2. Допускается замена измерительных ТТ и ТН, счетчиков электрической энергии, цифровых регистраторов, УСВ на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ООО «Тепловая генерация г. Волжского» (Волжская ТЭЦ-2) порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа, как его неотъемлемая часть.

3. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в нормальных и рабочих условиях эксплуатации, приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0,95$ ,  $\cos\varphi=0,8$  ( $\sin\varphi=0,6$ ); токе ТТ, равном 100 % от  $I_{ном}$  активной, реактивной и полной мощности, температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 8 до плюс 30 °С ; при  $I=I_{ном}$  для действующих значений силы электрического тока, среднего по 3-м фазам действующих значений силы электрического тока, при  $U=1,0U_{ном}$  для действующих значений фазного и линейного напряжений.

Таблица 3 - Основные технические характеристики СТМиС

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	35
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- температура окружающей среды для счетчиков, °С</li> <li>- частота, Гц</li> </ul>	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- коэффициент мощности <math>\cos j</math> (<math>\sin j</math>)</li> <li>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>- температура окружающей среды для счетчиков ION 7330, ION 7300, °С</li> <li>- температура окружающей среды для регистраторов цифровых РЭС-3, °С</li> <li>- температура окружающей среды для ЕМ133, °С</li> <li>- температура окружающей среды для сервера, °С</li> <li>- атмосферное давление, кПа</li> <li>- относительная влажность, не более, %</li> <li>- частота, Гц</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5 инд. до 1 емк</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от - 40 до + 70</p> <p>от +1 до +45</p> <p>от - 40 до + 60</p> <p>от +10 до + 35</p> <p>от 80 до 106,7 кПа</p> <p>98 %</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>
<p>Надежность применяемых в СТМиС компонентов:</p> <p>Счетчики ION 7330, ION 7300:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Счетчики ЕМ133:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч</li> </ul> <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч</li> </ul> <p>Регистратор цифровой РЭС-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>120 000</p> <p>2</p> <p>160000</p> <p>150 000</p> <p>50 000</p> <p>0,5</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Регистратор цифровой РЭС-3:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- максимальная продолжительность регистрации аварийного режима, мин,</li> <li>- при отключении питания, лет</li> </ul> <p>Счетчики ЕМ133:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение данных профиля нагрузки активной и реактивной энергии в «прямом» и «обратном» направлениях при времени интегрирования 30 мин, дней, не менее</li> <li>- при отсутствии питания</li> </ul> <p>Сервер БД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>60</p> <p>не ограничено</p> <p>180</p> <p>не ограничено</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания всех компонент СТМиС выполнено посредством автоматического ввода резерва и источников бесперебойного питания;

Защита технических и программных средств СТМиС от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, регистраторах цифровых РЭС-3, сервере;

- организация доступа к информации на сервере посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

Возможность коррекции времени в:

- цифровых регистраторах (функция автоматизирована);

- сервере (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации СТМиС типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки СТМиС входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства. Комплектность СТМиС приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность СТМиС

Наименование компонента системы	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10	18 шт.
	ТПЛ 20	3 шт.
	ТПОЛ20	3 шт.
	ТФЗМ-110Б-ШУ1	42 шт.
	ТФЗМ-110Б-IVУ1	3 шт.
	ТШ 20	3 шт.
	ТШВ15Б (мод. ТШВ15Б-02)	3 шт.
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	16 шт.
	ЗНОЛ.06	9 шт.
	ЗНОМ-15-63	3 шт.
	ЗНОМ-20-63	3 шт.
	НАМИ-10	4 шт.
	НОМ-6-77	2 шт.
	НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный ION 7330 и ION 7300	ION 7300	8 шт.
	ION 7330	14 шт.
Счетчик многофункциональный для измерения показателей качества и учета электрической энергии	EM133	3 шт.
Регистратор цифровой	РЭС-3	2 шт.
Основной/резервный сервер ProLiant DL380 G5 Xeon	-	2 шт.
АРМ (автоматизированное рабочее место) - компьютер HP Compaq dx2300, Celeron D 365 3.6 ГГц (Dual core)	-	5 шт.
Сервер времени LANTIME NTP Time Server	-	1 шт.
Методика поверки	МП 4222-31-7714348389-2017	1 экз.
Формуляр	ФО 4222-31-7714348389-2017	1 экз.

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 4222-31-7714348389-2017 «Система телемеханики и связи ООО «Тепловая генерация г. Волжского» (Волжская ТЭЦ-2). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 22.09.2017 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»;
- счетчики электрической энергии многофункциональные ION в соответствии с документом «Счётчики электрической энергии многофункциональные ION. Методика поверки, утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ» им. Менделеева» 22 января 2002 г.;
- счетчики многофункциональные для измерения показателей качества и учета электрической энергии ЕМ133 в соответствии с документом МП 58209-14 «Счетчики многофункциональные для измерения показателей качества и учета электрической энергии ЕМ133, ЕМ132, ЕМ131. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» 10.07.2014 г.;
- регистраторы цифровые РЭС-3 в соответствии с документом МП 76-262-2006 «Регистраторы цифровые РЭС-3». Методика поверки, утвержденным УНИИМ в январе 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- термогигрометр CENTER 314 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22129-04);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 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 штрих кодом и заверяется подписью поверителя. Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (метод) измерений действующих значений силы электрического тока, среднего по 3-м фазам действующих значений силы фазного электрического тока, действующих значений фазного напряжения, действующих значений линейного напряжения, частоты переменного тока, активной, реактивной и полной мощности с использованием системы телемеханики и связи ООО «Тепловая генерация г. Волжского» (Волжская ТЭЦ-2). МВИ 4222-31-7714348389-2017. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» по ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 298/RA.RU 311290/2015/2017 от 01.09. 2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе телемеханики и связи  
ООО «Тепловая генерация г. Волжского» (Волжская ТЭЦ-2)**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

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)

ГОСТ 14014-91 Приборы и преобразователи цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний

ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия

ГОСТ Р МЭК 870-4-93 Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»

(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, корп. 12

Телефон: +7 (495) 230-02-86

**Испытательный центр**

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

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

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: [referent@samaragost.ru](mailto: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.