

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Костромской ТЭЦ-2

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Костромской ТЭЦ-2 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределённой среде виртуализации VMware vSphere High Availability, устройство синхронизации системного времени UCSB-3 (УССВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

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

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации на АРМах.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи в сети интернет в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым системным временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальных систем позиционирования (GPS/ГЛОНАСС). Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется один раз в сутки при расхождении времени часов сервера и системы глобального позиционирования более  $\pm 2$  с. Сличение времени часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов сервера происходит при каждом опросе, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени встроенных часов счетчика осуществляется автоматически один раз в сутки, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов сервера более  $\pm 2$  с. От сервера также обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ АИИС КУЭ.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Альфа ЦЕНТР» (версия не ниже 15.07.06). Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные признаки ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	12.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ / Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Костромская ТЭЦ-2, Турбогенератор №1	ТШЛ20Б-1 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3. Рег. № 64242-16 / VMware vSphere High Availability
2	Костромская ТЭЦ-2, Турбогенератор №2	ТШЛ20Б-1 8000/5, КТ 0,2 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
3	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 2 СШ, яч. № 2	ТФНД-110М 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 76442-19	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
4	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 1 СШ, яч. № 4	ТФНД-110М 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 76442-19	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
5	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 1 СШ, яч. № 7	ТФНД-110М 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 76442-19	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
6	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 2 СШ, яч. № 8	ТФНД-110М 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 76442-19	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
7	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 2 СШ, яч. № 10	ТФНД-110М 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 76442-19	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
8	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, яч. № 11	ТФНД-110М 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 76442-19	НКФ-110-57 У1 (I С.Ш.) НКФ-110-57 У1 (II С.Ш.) 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 1 СШ, яч. № 12	ТФНД-110М 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 76442-19	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3. Рег. № 64242-16 / VMware vSphere High Availability
10	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 2 СШ, яч. № 15	ТФЗМ-110Б-ШХЛ1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 26421-04	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
11	Костромская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, 1 СШ, яч. № 16	ТФЗМ-110Б-IV ТФЗМ-110Б-ШХЛ1 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 26422-04 Рег. № 26421-04	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	
12	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 1	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
13	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 2	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
14	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 4	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
15	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 5	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
16	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 7	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
17	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 8	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
18	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 9	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 10	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 27524-04	УСВ-3. Пер. № 64242-16 / VMware vSphere High Availability
20	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 11	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	
21	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 1 АР, яч. № 13	ТВЛМ-10 1000/5, КТ 0,5 Пер. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	
22	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 4	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	
23	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 5	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	
24	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 6	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	
25	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 7	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	
26	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 8	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	
27	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 9	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	
28	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 10	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Пер. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Пер. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Пер. № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 11	ТЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 2473-69	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСВ-3. Рег. № 64242-16 / VMware vSphere High Availability
30	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 12	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
31	Костромская ТЭЦ-2, ПКРУ-6 кВ, секция 2 АР, яч. № 13	ТВЛМ-10 600/5, КТ 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2-14 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$ , %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$ , %
1, 2	Активная	0,8	1,5
	Реактивная	1,2	2,3
3-31	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P = 0,95$
- 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для  $\cos\varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 100 % от  $I_{ном}$  для нормальных условий и при  $\cos\varphi=0,8$ , токе ТТ, равном 5 % от  $I_{ном}$  для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
<b>Нормальные условия</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50
<b>Условия эксплуатации</b> параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ ) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С СЭТ-4ТМ.03М СЭТ-4ТМ.03 СЭТ-4ТМ.02.2 - температура окружающей среды для сервера, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 <sub>инд.</sub> до 1 <sub>емк</sub> от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +60 от -40 до +55 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
<b>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</b> <b>Счетчики:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02 <b>УСВ-3</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее <b>Сервер БД:</b> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 90000 45000 100000 1
<b>Глубина хранения информации</b> <b>Счетчики:</b> СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут <b>Сервер БД:</b> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±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 ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.
- В журналах событий фиксируются факты:
- в журнале событий счетчика:
    - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - сервера БД;
- защита на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер БД.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	22
	ТЛМ-10	18
	ТФЗМ-110Б-IIIХЛ1	5
	ТФЗМ-110Б-IV	1
	ТФНД-110М	21
	ТШЛ20Б-1	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	6
	НКФ-110-57 У1	9
	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02.2-14	19
	СЭТ-4ТМ.03	1
	СЭТ-4ТМ.03.01	8
	СЭТ-4ТМ.03М	1
	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Основной сервер	VMware vSphere High Availability	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43/21/19	1
Формуляр	ФО 26.51.43/21/19	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43/21/19 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Костромской ТЭЦ-2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 04.10.2019 г.

**Основные средства поверки:**

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящими в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. № 33750-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Костромской ТЭЦ-2. МВИ 26.51.43/21/19, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»  
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: [info@energometrologia.ru](mailto:info@energometrologia.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

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

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (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

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.