



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.048.A № 46111**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт"  
(по сетям филиала "Приволжский" ОАО "Оборонэнерго", г.Ртищево,  
объект № 1)**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**Общество с ограниченной ответственностью "Техносоюз"  
(ООО "Техносоюз"), г. Москва**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49626-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ  
МП 49626-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **13 апреля 2012 г. № 235**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 004248

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Ртищево, объект №1)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Ртищево, объект №1) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### 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-ый уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52322-2005 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» HP ProLiant DL180R06, основной и резервный серверы баз данных (БД) ОАО «Оборонэнергосбыт», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков через GSM-сеть поступает на уровень регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт». Сервер СД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на сервер БД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт». При отказе основного канала сервер переключается на резервный. Резервный канал организован по технологии GSM с использованием пакетной передачи данных GPRS. В качестве устройства передачи данных используется GSM/GPRS-модем Teleofis RX100R. На сервере БД осуществляется хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Переда-

ча информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК (сервера БД). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более  $\pm 0,35$  с. Время ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с временем ИВК «ИКМ-Пирамида» производится каждый сеанс связи со счетчиками (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК «ИКМ - Пирамида» вне зависимости от наличия расхождения, но не реже чем 1 раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Ртищево, объект №1) используется ПО "Пирамида 2000" версии 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида 2000" 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 "Пирамида 2000".

Таблица 1 — Идентификационные данные ПО

| Наименование ПО  | Идентификационное наименование ПО | Номер версии (идентификационный номер) ПО | Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО |
|--|-----------------------------------|---|---|---|
| 1  | 2                                 | 3   | 4   | 5   |
| Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета   | CalcClients.dll                   | 3   | e55712d0b1b219065d63da949114dae4                                | MD5   |
| Модуль расчета небаланса энергии/мощности  | CalcLeakage.dll                   | 3   | b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f                                | MD5   |
| Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах   | CalcLosses.dll                    | 3   | d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac                                | MD5   |
| Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений | Metrology.dll                     | 3   | 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83                                | MD5   |

| 1   | 2                 | 3 | 4                                    | 5   |
|---|-------------------|---|--------------------------------------|-----|
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе                   | ParseBin.dll      | 3 | 6f557f885b7372613<br>28cd77805bd1ba7 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК            | ParseIEC.dll      | 3 | 48e73a9283d1e664<br>94521f63d00b0d9f | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus                    | ParseModbus.dll   | 3 | c391d64271acf4055<br>bb2a4d3fe1f8f48 | MD5 |
| Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида                  | ParsePiramida.dll | 3 | ecf532935ca1a3fd3<br>215049af1fd979f | MD5 |
| Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации | SynchroNSI.dll    | 3 | 530d9b0126f7cdc2<br>3ecd814c4eb7ca09 | MD5 |
| Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени                             | VerifyTime.dll    | 3 | 1ea5429b261fb0e28<br>84f5b356a1d1e75 | MD5 |

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

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 электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

| Номер точки измерений | Наименование объекта  | Состав измерительного канала   |  |   |                                | Вид электроэнергии | Метрологические характеристики и |                                   |
|-----------------------|---|--|--|---|--------------------------------|--------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
|                       |   | ТТ   | ТН   | Счетчик   | ИВК                            |                    | Основная погрешность, %          | Погрешность в рабочих условиях, % |
| 1                     | 2   | 3  | 4  | 5   | 6                              | 7                  | 8                                | 9                                 |
| 1.1                   | ПС 110/10 кВ «Ртищево-Город», ЗРУ-10 кВ, 1 сек. ш., яч. 9, ф. 1008  | ТВЛМ-10<br>200/5<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. №65901<br>Зав. №83927              | НТМИ-10<br>10000/100<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. №<br>7254        | СЭТ-<br>4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>0812104136  | ИВК<br>«ИКМ-<br>Пира-<br>мида» | актив-<br>ная      | ±1,2                             | ±3,3                              |
|                       |   |  |  |   |                                | реак-<br>тивная    | ±2,8                             | ±5,4                              |
| 1.2                   | ПС 110/10 кВ «Ртищево-Город», ЗРУ-10 кВ, 2 сек. ш., яч. 21, ф. 1012 | ТОЛ-10<br>300/5<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. № 3045<br>Зав. № 3014               | НАМИ-10-<br>95<br>10000/100<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. №<br>2231 | СЭТ-<br>4ТМ.03М.01<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>0810090339  |                                | актив-<br>ная      | ±1,2                             | ±3,3                              |
|                       |   |  |  |   |                                | реак-<br>тивная    | ±2,8                             | ±5,4                              |
| 1.3                   | КТП ДПРМ<br>10/0,4 кВ,<br>ввод 0,4 кВ                               | —  | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.20<br>Кл.т. 1,0/2,0<br>Зав. №<br>1111114540  |                                | актив-<br>ная      | ±1,2                             | ±3,4                              |
|                       |   |  |  |   |                                | реак-<br>тивная    | ±2,3                             | ±5,7                              |
| 1.4                   | ВРУ-0,4 кВ<br>ДПРМ № 263,<br>ввод 0,4 кВ                            | —  | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.20<br>Кл.т. 1,0/2,0<br>Зав. №<br>1111114491  |                                | актив-<br>ная      | ±1,2                             | ±3,4                              |
|                       |   |  |  |   |                                | реак-<br>тивная    | ±2,3                             | ±5,7                              |
| 1.5                   | РП-5, РУ-10<br>кВ, 1 сек. ш.<br>10 кВ, яч. 4,<br>ф.1005А            | ТПЛМ-10<br>300/5<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. №24058<br>Зав. №24060              | НТМИ-10-<br>66<br>10000/100<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. №<br>1788 | СЭТ-<br>4ТМ.03М<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. №<br>0811110430     |                                | актив-<br>ная      | ±1,1                             | ±3,0                              |
|                       |   |  |  |   | реак-<br>тивная                | ±2,6               | ±4,7                             |                                   |
| 1.6                   | ВРУ-0,4 кВ<br>РСР, ввод 0,4<br>кВ                                   | ТТЭ-А<br>150/5<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. № 4563<br>Зав. № 4571<br>Зав. № 4548 | —  | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.04<br>Кл.т. 0,5S/1,0<br>Зав. №<br>1112113317 | актив-<br>ная                  | ±1,0               | ±3,2                             |                                   |
|                       |   |  |  |   | реак-<br>тивная                | ±2,4               | ±5,3                             |                                   |
| 2.2                   | РП-5, 1 сш 10<br>кВ, яч. 7  | ТПЛМ-10-М<br>200/5<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. № 2125<br>Зав. № 0469            | НТМИ-10-<br>66<br>10000/100<br>Кл.т. 0,5<br>Зав. №<br>1788 | СЭТ-<br>4ТМ.03М<br>Кл.т. 0,2S/0,5<br>Зав. №<br>0811111136     | актив-<br>ная                  | ±1,1               | ±3,0                             |                                   |
|                       |   |  |  |   | реак-<br>тивная                | ±2,6               | ±4,7                             |                                   |

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,95 \div 1,05) U_n$ ; ток  $(1,0 \div 1,2) I_n$ ;  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды:  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ ;
5. Рабочие условия эксплуатации:
  - параметры сети для ИК: напряжение -  $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$ ; ток -  $(1 \div 1,2) I_{ном}$ ; частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;
  - параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2) I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi) 0,5 \div 1,0 (0,87 \div 0,5)$ ; частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
  - допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус  $40 ^\circ\text{C}$  до  $+ 50 ^\circ\text{C}$ ; для счетчиков от минус  $40 ^\circ\text{C}$  до  $+ 60 ^\circ\text{C}$ ;
  - магнитная индукция внешнего происхождения, не более -  $0,5$  мТл.
6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $0,05 I_{ном}$ ,  $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от  $0 ^\circ\text{C}$  до  $+ 35 ^\circ\text{C}$ ;
7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52322-2005 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.
8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Ртищево, объект №1) порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 165\ 000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и 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;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Ртищево, объект №1) типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование                               | Кол-во, шт. |
|--|-------------|
| Трансформатор тока типа ТВЛМ-10            | 2           |
| Трансформатор тока типа ТОЛ-10             | 2           |
| Трансформатор тока типа ТПЛМ-10            | 4           |
| Трансформатор тока типа ТТЭ-А              | 3           |
| Трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66   | 2           |
| Трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95   | 1           |
| Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК | 3           |
| Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М  | 4           |
| Методика поверки                           | 1           |
| Формуляр                                   | 1           |
| Руководство по эксплуатации                | 1           |

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 49626-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Ртищево, объект №1). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в марте 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- ПСЧ-4ТМ.05МК - по методике поверки ИЛГШ.411152.167 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.167 РЭ;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

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

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Ртищево, объект №1).

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Ртищево, объект №1)**

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 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж

Тел.: (495) 639-91-50, Факс: (495) 639-91-52, E-mail: [info@t-souz.ru](mailto:info@t-souz.ru), [www.t-souz.ru](http://www.t-souz.ru)

**Испытательный центр**

ФБУ «Курский ЦСМ»

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74, E-mail: [kcsms@sovttest.ru](mailto:kcsms@sovttest.ru)

Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.