



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.048.A № 46116**

**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. Шиханы,  
объект № 1)**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

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

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49631-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 49631-12**

**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

№ 004253

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Шиханы, 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 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 52322-2005 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ 26035-83 и 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 – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру и программное обеспечение (далее – ПО).

3-ий 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 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 (для СЭТ-4ТМ.03.01 и СЭТ-4ТМ.03М по интерфейсным каналам RS-485, для ПСЧ-4ТМ.05МК.20 – через GSM-сеть) поступает на входы УСПД через GSM-сеть и далее на сервер СД. 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. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД, ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более  $\pm 0,35$  с. УСВ-2 подключено к ИВК. Время ИВК синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется не реже чем один раз в час, вне зависимости от наличия расхождении. Сличение времени УСПД с временем ИВК производится не реже 1 раза в сутки, корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК  $\pm 1$ с. Сличение времени счетчиков с УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (не реже 1 раза в 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД  $\pm 1$  с, но не чаще 1 раза в сутки. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Шиханы, 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
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рас-синхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	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 ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	ПС 110/35/10кВ, 50000кВА "Шиханы", 1 сш 10 кВ, ячейка В- 10кВ, ф.№1	ТОЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 53212 Зав. № 17701	НАМИТ- 10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0459	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0105074113	ИВК «ИКМ- Пира- мида»	активная  реактив- ная	±1,2  ±2,8	±3,3  ±5,2



1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.9	ПС 110/35/10кВ, 50000кВА "Шиханы", 2 сш 10 кВ, ячейка В- 10кВ, ф.№9	ТОЛ-10-1У2 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4899 Зав. № 5390	НАМИТ- 10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0492	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав № 0105075031	ИВК «ИКМ- Пира- мида»	активная	±1,2	±3,3
1.10	ПС 110/35/10кВ, 50000кВА "Шиханы", 2 сш 10 кВ, ячейка В- 10кВ, ф.№10	ТОЛ-10-1У2 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 578 Зав. № 6459	НАМИТ- 10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0492	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав № 0105071085		активная	±1,2	±3,3
1.11	ПС 110/35/10кВ, 50000кВА "Шиханы", 2 сш 10 кВ, ячейка В- 10кВ, ф.№11	ТОЛ-10-1У2 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 582 Зав. № 4713	НАМИТ- 10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0492	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав № 0105075042		активная	±1,2	±3,3
1.12	ПС 110/35/10кВ, 50000кВА "Шиханы", 2 сш 10 кВ, ячейка В- 10кВ, ф.№12	ТОЛ-10-1У2 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 3948 Зав. № 3946	НАМИТ- 10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0492	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав № 0105072118		активная	±1,2	±3,3
1.13	ПС 110/35/10кВ, 50000кВА "Шиханы", 2 сш 10 кВ, ячейка В- 10кВ, ф.№13	ТЛК-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 12276 Зав. № 12297	НАМИТ- 10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0492	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав № 0105075021		активная	±1,2	±3,3
1.14	ПС 110/35/10кВ, 50000кВА "Шиханы", 2 сш 10 кВ, ячейка В- 10кВ, ф.№14	ТЛК-10 100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 03077 Зав. № 03007	НАМИТ- 10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0492	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав № 0105075006		активная	±1,2	±3,3
1.15	КТП-101 10/0,4 кВ, РУ- 0,4кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав № 1111111556		активная	±1,2	±3,4
1.16	КТП-102 10/0,4 кВ, РУ- 0,4кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав № 1111114477		активная	±1,2	±3,4
							реактив- ная	±2,8
						реактив- ная	±2,8	±5,2
						реактив- ная	±2,8	±5,2
						реактив- ная	±2,8	±5,2
						реактив- ная	±2,8	±5,2
						реактив- ная	±2,3	±5,7
						реактив- ная	±2,3	±5,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.17	КТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4кВ	—	—	ПСЧ- 4ТМ.05МК. 20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав № 1111111598	ИВК «ИКМ- Пира- мида»	активная  реактив- ная	±1,2  ±2,3	±3,4  ±5,7

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  $(1,0 \div 1,2) I_n$ ;  $\cos\phi = 0,9$  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;  $\cos\phi = 0,9$  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  $\cos\phi(\sin\phi) 0.5 \div 1,0 (0,87 \div 0,5)$ ; 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  $0,05 I_{ном}$ ,  $\cos\phi = 0,8$  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 30206-94, ГОСТ Р 52322-2005 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83 и 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. Шиханы, 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 Государственный реестр средств 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 СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90\,000$  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;

– УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (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;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 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. Шиханы, 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 ТОЛ-10	2
Трансформатор тока типа ТОЛ-10-1 У2	16
Трансформатор тока типа ТЛК-10	10
Трансформатор напряжения типа НАМИТ-10-2	2
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК	3
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03.01	13
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	1
УСПД СИКОН С70	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

### Поверка

осуществляется по документу МП 49631-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Шиханы, 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.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;
- 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»;
- УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методиками поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- 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. Шиханы, 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. Шиханы, 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 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 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 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Шиханы, объект №1).

**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**

ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ»

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

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

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

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян