

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар) (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-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и 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-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) HP Proliant DL380G5 АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) УСВ РСТВ-01-01, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программный комплекс «Энергосфера».

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 интерфейс RS-485 поступает на коммутатор (или GSM-модем), а затем по GPRS-сети (основной канал связи) или GSM-сети (резервный канал связи) поступает на верхний уровень АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ, АРМ Филиала №1 ЗАО МПБК «Очаково» в г. Краснодаре и другие 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 и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ РСТВ-01-01, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ РСТВ-01-01. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,01$ с. Часы сервера БД синхронизируются по времени часов УСВ РСТВ-01-01, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение часов счетчиков с часами сервера БД производится каждый сеанс связи со счетчиками (не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении с часами сервера БД вне зависимости от наличия расхождения, но не реже чем 1 раз в сутки. Время задержки в каналах связи составляет не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 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 «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар) используется ПК "Энергосфера" версии 6.5, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК "Энергосфера" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК "Энергосфера".

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Оперативный контроль данных	AlarmSvc.exe	6.5	8CBDA1D69154D0E0E8E560E5E956CB9C	MD5
Анализатор 485	Spy485.exe	6.5	CA4324C24F2C212D4F81171F5F437B19	MD5
АРМ Энергосфера	ControlAge.exe	6.5	C289D8709BD193AA45254CBB46017FD0	MD5
Архив	Archive.exe	6.5	8DD7DF147901B81391FB5EF16767A2EF	MD5
Импорт из Excel	Dts.exe	6.5	F16E7F7DDBFB718FC932AAF54C60F4D	MD5
Инсталлятор	Install.exe	6.5	6587C6B1C570C2BD1366BBFE60B23D98	MD5
Консоль администратора	Adcenter.exe	6.5	5F9E099D15DFD8AFFD3284CEC513914	MD5
Локальный АРМ	ControlAge.exe	6.5	C289D8709BD193AA45254CBB46017FD0	MD5
Менеджер программ	SmartRun.exe	6.5	F73916AF2BE4E526613EFAF4DC8F9D93	MD5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Редактор расчетных схем	AdmTool.exe	6.5	BA2923515A44B43A6669A4321B7C1DCC	MD5
Ручной ввод данных	HandInput.exe	6.5	20712A0E4AD6E4CB914C98AEE38C9DE8	MD5
Сервер опроса	PSO.exe	6.5	C0B074D1B6F20F028C8816D9748F8211	MD5
Тоннелепрокладчик	TunnelEcom.exe	6.5	3027CF475F05007FF43C79C053805399	MD5
Центр импорта/экспорта	expimp.exe	6.5	74E422896723B31723AADEA7EEFD986F	MD5
Электроколлектор	ECollect.exe	6.5	489554F96E8E1FA2FB30FECB4CA01859	MD5

Программно-технический комплекс «ЭКОМ», включающий в себя программный комплекс (ПК) «Энергосфера», внесен в Госреестр № 19542-05.

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 программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

№ п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ яч.3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 50/5 Зав. №5478 Зав. №5998	НТМК-10-71У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 158	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125955	НР Proliant DL180G 5	Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,3	±4,7
2	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 1 с.ш. 10 кВ яч.4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав. №5257 Зав. №5218		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125927		Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,3	±4,7
3	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ яч.13	ТПЛМ-10 Кл.т. 0,5 75/5 Зав. №26713 Зав. №29555	НТМК-10-71У3 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 149	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125969		Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,3	±4,7
4	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ яч.14	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. №0989 ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. №5253		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125985		Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,3	±4,7
5	РП-10 кВ, РУ-10 кВ, 2 с.ш. 10 кВ яч.18	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. №2180 Зав. №1983		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805120487		Активная	±1,1	±3,0
						Реактивная	±2,3	±4,7

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.11	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. №56222 ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. №1012	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2406	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126008	НР Proliant DL180G 5	Актив- ная	±1,1	±3,0
				Реак- тивная		±2,3	±4,7	
7	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.6	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. №51958 Зав. №51588		СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125973		Актив- ная	±1,1	±3,0
				Реак- тивная		±2,3	±4,7	
8	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.17	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. №55542 Зав. №55534	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2862	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125945	НР Proliant DL180G 5	Актив- ная	±1,1	±3,0
				Реак- тивная		±2,3	±4,7	
9	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.12	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. №23792 Зав. №22581		СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125931		Актив- ная	±1,1	±3,0
				Реак- тивная		±2,3	±4,7	
10	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.27	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. №9759 Зав. №23739	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2862	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125952	НР Proliant DL180G 5	Актив- ная	±1,1	±3,0
				Реак- тивная		±2,3	±4,7	
11	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.26	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. №3452 Зав. №2835		СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126143		Актив- ная	±1,1	±3,0
				Реак- тивная		±2,3	±4,7	
12	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.35	ТПЛ-10У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 5928 Зав. № 5102		СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126049		Актив- ная	±1,1	±3,0
						Реак- тивная	±2,3	±4,7

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.24	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. №6472 ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. №55743	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2862	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126001	НР Proliant DL180G 5	Актив- ная	±1,1	±3,0
14	ЦРП-6 кВ, РУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.20	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. №23206 Зав. №23523		СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810125922		Реак- тивная	±2,3	±4,7
15	ПС 110/10/6 кВ «ЗИП», ЗРУ 10/6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ яч.19	ТПЛ-10УЗ Кл.т. 0,5 300/5 Зав. №37777 Зав. №55700	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1887	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126256		Актив- ная	±1,1	±3,0
16	ПС 110/10/6 кВ «ЗИП», ЗРУ 10/6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ яч.47	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. №46730 Зав. №47190	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2157	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810126026		Реак- тивная	±2,3	±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 эксплуатации:
 - параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) $U_{ном}$; ток (1 ÷ 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos\phi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от + 18 °С до + 25 °С; ИВК - от + 10 °С до + 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
5. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,05 ÷ 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.
 - для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха:
 - для счётчиков электроэнергии от минус 40 °С до плюс 60 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С.

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по 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 сервера СД и УСВ на однотипное утвержденное типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар) 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;
- УСВ РСТВ-01-01 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 55\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 256\,554$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания ИВК 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;

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 - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар) 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	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	11
	ТПЛМ-10	2363-68	2
	ТПЛ-10	1276-59	19
Трансформатор напряжения	НТМК-10-71УЗ	355-49	2
	НТМИ-6-66	2611-70	4
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	16
Устройство синхронизации времени	РСТВ-01-01	40586-12	1
Программный комплекс	"Энергосфера"	-	1
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 54257-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2013 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 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ;
- УСВ РСТВ-01-01 – по документу «Радиосервер точного времени РСТВ-01. Руководство по эксплуатации» ПЮЯИ.468212.039РЭ, раздел 5 «Методика поверки»;

- 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 «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар), аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2008 от 02.06.2008 г., 105122, Москва, Щёлковское шоссе, 9.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Мосэнергосбыт» (филиал №1 ЗАО МПБК «Очаково», г. Краснодар)

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 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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия.

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

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

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

Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д.11/10, строение 4, 2 этаж

Тел.: (495) 258–45–35

Факс: (495) 363–48–69

E-mail: info@t-souz.ru

www.t-souz.ru

Заявитель

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

Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Тел.: 8(985) 99-22-781

E-mail: info@en-st.ru

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.