



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 47831

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Метро Кэш энд
Керри" 2012**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 143

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Росэнергосервис"
(ООО "Росэнергосервис"), г.Владимир**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50960-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 50960-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **24 августа 2012 г. № 650**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006345

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Метро Кэш энд Керри" 2012

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Метро Кэш энд Керри" 2012 (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 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 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, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) УСВ-1, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) "Пирамида 2000".

Первичные токи 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 поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление потребленной электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

Программное обеспечение (далее – ПО) АИИС КУЭ на базе «Пирамида 2000» функционирует на уровне ИВК.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Устройство синхронизации времени обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО "Метро Кэш энд Керри" 2012 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 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	PClients.dll	3	27b98b0bcb81fa5e3e753392d10d86ac	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	PLeakage.dll	3	09ab365a61936fd9f4aa41c6954de3aa	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	PLosses.dll	3	1e1c3993bec52955426a09bbee105199	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 по протоколам семейства МЭК	IEC104Link.dll	3	30759c90a0806fdcd5fae9364300dcdc	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ModbusDevice.dll	3	68d6961d2047ff9ba250bf3829084968	MD5

Продолжение таблицы 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	Reg.exe	3	58979f4bea322658f71ac7eadfc1d490	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	StudioNSI.dll	3	013d452dbe13362c29b9f9b2a06ef525	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	TimeSynchro.exe	3	78b080c2c0620991159cc9067f9835fd	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

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	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
г.Барнаул, Павловский тракт, д.309								
1	ПС-22 "Сиреневая" 110/10кВ, ЗРУ 10кВ, 1 с.ш. яч. 106 ИК №1.1	ТОЛ-10-1-2 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 17606; Зав. № 17609	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав. № 7069	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612111034	-	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±5,6
2	ПС-22 "Сиреневая" 110/10кВ, ЗРУ 10кВ, 4 с.ш. яч. 406 ИК №1.2	ТОЛ-10-1-2 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 17628; Зав. № 17607	НАМИ-10У2 Кл. т. 0,2 10000/100 Зав. № 97	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0612111043	-	активная реактивная	±1,0 ±2,6	±3,2 ±5,6
г. Смоленск, ул. Кутузова, д.54								
3	ТП Метро 6/0,4 кВ Ввод 1 ИК №2.1	ТОЛ - 10 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 6793; Зав. № 13959	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2004891; Зав. № 2004873; Зав. № 2004971	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611111444	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ТП Метро 6/0,4 кВ Ввод 2 ИК №2.2	ТОЛ - 10 Кл. т. 0,5S 150/5 Зав. № 13960; Зав. № 6792	ЗНОЛП-6У2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 2004957; Зав. № 2004923; Зав. № 2004917	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611111458	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,4 ±5,7
г. Чебоксары, Марпосадское шоссе, д.15/2								
5	ПС 110/10кВ "Новый город" ЗРУ 10 кВ яч.211 ИК №3.1	ТОЛ-10-1-2; ТОЛ-10-1-8; ТОЛ-10-1-2 Кл. т. 0,5; 0,5S 200/5 Зав. № 28236; Зав. № 36858; Зав. № 28393	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2355	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0811111742	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
6	ПС 110/10кВ "Новый город" ЗРУ 10 кВ яч.311 ИК №3.2	ТОЛ-10-1-2; ТОЛ-10-1-8; ТОЛ-10-1-2 Кл. т. 0,5; 0,5S 200/5 Зав. № 22057; Зав. № 36308; Зав. № 22081	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 2739	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0811111693	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
г. Ижевск, ул. Союзная, д.6								
7	ТП Метро 10/0,4 кВ Ввод Т1 ИК №4.1	ARM3/N2F Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № TY0001; Зав. № TY0002	VRC2/S1F Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № TV0001; Зав. № TV0002	ПСЧ-4ТМ.05М.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0607112282	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ТП Метро 10/0,4 кВ Ввод Т2 ИК №4.2	ARM3/N2F Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № TY0003; Зав. № TY0004	VRC2/S1F Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № TV0003; Зав. № TV0004	ПСЧ-4TM.05M.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0607112621	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
г. Казань, Ул. Тихорецкая, д.4, ТП 1049								
9	ТП 1049 - 6кВ яч. Отходящая Линия №1 в ТП 2484 Метро ИК №5.1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 5666; Зав. № 7927	НТМИ-6-66 У3 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ХПЕИ	Меркурий 230 ART-00-PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 9276720	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
10	ТП 1049 - 6кВ яч. Отходящая Линия №2 в ТП 2484 Метро ИК №5.2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № 72779; Зав. № 1468	НТМИ-6-66 У3 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ХСОС	Меркурий 230 ART-00-PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 9276735	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
г.Магнитогорск, ул.50 летия Магнитки, д.69								
11	ТП №90 Метро 10/0,4 кВ Ввод Т1 ИК №6.1	ARM3/N2F Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 0846405; Зав. № 0850038	VRC2/S1F Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 0849487; Зав. № 0849488	ПСЧ-4TM.05M.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0611111451	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,7
12	ТП №90 Метро 10/0,4 кВ Ввод Т2 ИК №6.2	ARM3/N2F Кл. т. 0,5 150/5 Зав. № 0846410; Зав. № 0846401	VRC2/S1F Кл. т. 0,5 10000/100 Зав. № 0848941; Зав. № 0848940	ПСЧ-4TM.05M.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608111982	-	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±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. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: 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.;
 - 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.
4. Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)$ $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,02 \div 1,2)$ $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ 0,5 \div 1,0 $(0,87 \div 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - 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 $\cos\phi(\sin\phi)$ - 0,5 \div 1,0 $(0,87 \div 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха:
 - для счётчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М от минус 40 °С до плюс 60 °С;
 - для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до плюс 60 °С;
 - для счётчиков электроэнергии Меркурий 230 от минус 40 °С до плюс 70 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до + 40 °С;
6. 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 52425-2005;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ООО "Метро Кэш энд Керри" 2012 порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 150000$ 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;

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 БД - 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) ООО "Метро Кэш энд Керри" 2012 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.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-2	15128-07	8
Трансформатор тока	ТОЛ - 10	7069-07	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1-8	15128-07	2
Трансформатор тока	ARM3/N2F	18842-09	8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10У2	11094-87	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6У2	23544-07	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95	20186-05	2
Трансформатор напряжения	VRC2/S1F	41267-09	8
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 У3	2611-70	2
Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	2
Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.12	36355-07	6
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-08	2
Счётчик электрической энергии	Меркурий 230 ART-00-PQRSIDN	23345-07	2
Программное обеспечение	"Пирамида 2000"		1
Методика поверки			1
Формуляр			1
Руководство по эксплуатации			1

Поверка

осуществляется по документу МП 50960-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Метро Кэш энд Керри" 2012. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 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» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- ПСЧ-4ТМ.05М – по документу ИЛГШ.411152.146 РЭ1 Методика поверки.;
- СЭТ-4ТМ.03М – по документу ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- Меркурий 230 – по документу АВЛГ.411152.021 РЭ1;
- 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 ООО "Метро Кэш энд Керри" 2012.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

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.

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ООО "Метро Кэш энд Керри" 2012.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Росэнергосервис»

ООО «Росэнергосервис»

Юридический адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Почтовый адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Тел.: (4922) 44-87-06

Факс: (4922) 33-44-86

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тест-Энерго»

ООО «Тест-Энерго»

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32

Факс: (499) 755-63-32

E-mail: info@t-energo.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. «_____» _____ 2012 г.