



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.004.A № 42676**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "ПОЛИЭФ"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **084**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ООО "Росэнергосервис", г.Владимир**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **46833-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 46833-11**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **2 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **19 мая 2011 г. № 2274**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

В.Н.Крутиков

"....." ..... 2011 г.

Серия СИ

№ 000625

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПОЛИЭФ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПОЛИЭФ» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «ПОЛИЭФ», а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениих электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны сервера организаций - участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломб и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). АИИС КУЭ установлена для коммерческого учета электрической энергии в ОАО «ПОЛИЭФ».

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИИК, включающий трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206 (в части активной электроэнергии), и по ГОСТ 26035 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных. Метрологические и технические характеристики из-

мерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Уровень ИВКЭ, включающий устройства сбора и передачи данных (УСПД) на базе «СИКОН С70».

Уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер баз данных (далее – сервер БД) АИИС КУЭ, сервер сбора данных (далее сервер СД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1 и программное обеспечение (далее – 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в другие заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/Р.

Программное обеспечение 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, УСПД и ИВК (сервера БД). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-1, синхронизирующего собственное системное время по сигналам времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-1. Время ИВК, синхронизировано с временем УСВ-1, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Время УСПД синхронизируется с УСВ-1, синхронизация осуществляется один раз в сутки, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с временем УСПД производится каждый сеанс связи со счетчиками (один раз в 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем «СИКОН С70» вне зависимости от наличия расхождения, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность системного времени не более  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «ПОЛИЭФ» используется ПО «Пирамида 2000» версии 3.0 от 20.11.2009 г., 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 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
Модуль «Доставка данных» (Delivery.exe)	Программа отправки XML-отчётов	1.0.0.0	04fcc1f93fb0e701 ed68cdc4ff54e970	MD5
Модуль «Синхронизация времени» (TimeSynchro.exe)	Программа синхронизации времени серверу сбора	1.0.0.0	a07b45593fe1aa42 5be8853c74c29326	MD5
Конфигуратор ИКМ (OperS50.exe)	Программа конфигурирования сервера сбора	2.0.0.0	F46c7a9943da0ebf1 3e450ddebcab340	MD5
Пирамида 2000 - АРМ (P2kClient.exe)	Программа формирования отчётов	0.9.0.0	f0655ce38fac1527a 62a1b34402303f5	MD5
Оперативный сбор 2000 (Oper.exe)	Программа оперативного сбора данных	1.4.9.27	a882a7539732f98fd7a0442d92f042e6	MD5

Системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000» внесены в Госреестре №21906-11.

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.

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 и их метрологические характеристики

№ п/п	Номер точки измерения	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
ПУ ТЭЦ									
1	1	ПУ ТЭЦ; ОРУ-110 кВ; яч.10 ВЛ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-IVУ1 № 26422-06 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 6521 Зав. № 4148 Зав. № 5157	НКФ-110-57У1 №14205-94 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав. № 1062415 Зав. № 1062437 Зав. № 1062422 НКФ-110-57У1 Зав. № 1052417 Зав. № 1052429 Зав. № 966317	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0103060086	СИКОН С70 28822-05 Зав.№ 01199	актив-ная,  реак-тивная	± 1,1  ± 2,6	± 3,0  ± 4,6
2	2	ПУ ТЭЦ; ОРУ-110 кВ; яч.1, ОВ-110 кВ	ТВ-110/20 № 29255-07 Кл. т. 1,0 1000/5 Зав. № 103 Зав. № 9145 Зав. № 183	НКФ-110-57У1 №14205-94 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав. № 1062415 Зав. № 1062437 Зав. № 1062422 НКФ-110-57У1 Зав. № 1052417 Зав. № 1052429 Зав. № 966317	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0111050243		актив-ная,  реак-тивная	± 1,7  ± 4,4	± 5,6  ± 8,6
3	3	ПУ ТЭЦ; ГРУ-6 кВ; яч.114 (Вв.2 к РП-1)	ТВЛМ-10 №1856-63 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 66122 Зав. № 66162	НОМ-6У4 №159-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1436 Зав. № 4381	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0109051212		актив-ная,  реак-тивная	± 1,1  ± 2,6	± 3,0  ± 4,6
4	4	ПУ ТЭЦ; ГРУ-6 кВ; ТТ в яч.203, ТН в яч 204, (Вв.1 к ПНС)	ТВК-10УХЛЗ №8913-82 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 15044 Зав. № 04871	НОМ-6У4 №159-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9552 Зав. № 4941	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0111050244		актив-ная,  реак-тивная	± 1,1  ± 2,6	± 3,0  ± 4,6

Продолжение таблицы 2

№ п/п	Номер точки измерения	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
5	5	ПУ ТЭЦ; ГРУ-6 кВ; ТТ в яч.208, ТН в яч 207, (Вв.1 к РП-1)	ТВЛМ-10 №1856-63 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 45888 Зав. № 66095	НОМ-6У4 №159-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 3858 Зав. № 4770	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0109052201	СИКОН	активная,  реактивная	± 1,1  ± 2,6	± 3,0  ± 4,6
6	6	ПУ ТЭЦ; ГРУ-6 кВ; ТТ в яч.316, ТН в яч. 317, (Вв.2 к ПНС)	ТВЛМ-10 №1856-63 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 65063 ТВК-10УХЛЗ №8913-82 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 08899	НОМ-6У4 №159-49 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 8527 Зав. № 3862	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0109051180	СИКОН С70 28822-05 Зав.№ 01199	активная,  реактивная	± 1,1  ± 2,6	± 3,0  ± 4,6
ГПП-1									
7	7	ГПП-1; ОРУ-110 кВ	TG-145У1 №30489-05 Кл. т. 0,2 600/5 Зав. № 00608 Зав. № 00606	НКФ-110-83 У1 №1188-84 Кл. т. 0,5 110000/100 Зав. № 54513 Зав. № 54609 Зав. № 54317	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0111050235	СИКОН С70 28822-05 Зав.№ 01197	активная,  реактивная	± 0,8  ± 1,8	± 1,6  ± 2,4
ПС "Благовещенская"									
8	8	ПС "Благовещенская"; ТН яч.22; ТТ яч.19	ТПЛМ-10 №2363-68 Кл. т.0,5 200/5 Зав. № 24999 Зав. № 24997	НТМИ-6-66УЗ №2611-70 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № ВОСТ	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0109052176	СИКОН С70 28822-05	активная,  реактивная	± 1,1  ± 2,6	± 3,0  ± 4,6
9	9	ПС "Благовещенская"; ТН яч.40; ТТ яч.41	ТПЛМ-10 №2363-68 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 4861 Зав. № 7745	НТМИ-6-66УЗ №2611-70 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 6519	СЭТ-4ТМ.03 № 27524-04 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0109053110	СИКОН С70 28822-05 Зав.№ 01200	активная,  реактивная	± 1,1  ± 2,6	± 3,0  ± 4,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином,  $\cos\varphi = 0,9$  инд.; температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 ÷ 1,2) Ином; 0,5 инд. ≤  $\cos\varphi$  ≤ 0,8 емк.

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 °С до + 70 °С,

- для счетчиков от минус 40 °С до + 60 °С; для УСПД от минус 10 °С до +50 °С, для сервера от +15 °С до +35 °С;

5. 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;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии, ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

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 ОАО «ПОЛИЭФ» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8. Второй информационный интерфейс счетчиков, установленных на Приуфимской ТЭЦ ОАО «Башкирэнерго» (измерительные каналы 1-6 в соответствии с таблицей 2) подключен к АИИС КУЭ Приуфимской ТЭЦ ОАО «Башкирэнерго». Синхронизация данных счетчиков производится ИВК АИИС КУЭ ОАО «ПОЛИЭФ».

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г\_АИИС} = 0,998$  – коэффициент готовности;

$T_{О\_ИК} (АИИС) = 638,56$  ч – среднее время наработки на отказ.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03– среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90\,000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;

- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 70000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 1$  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**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПОЛИЭФ» типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «ПОЛИЭФ» определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество
Измерительные трансформаторы тока ТФЗМ-110Б-IVУ1; ТВ-110/20; ТВЛМ-10; ТВК-10УХЛЗ; TG-145У1, ТПЛМ-10	20 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения НКФ-110-57У1; НОМ-6; НОМ-6У4; НТМИ-6-66 УЗ	19 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03	9 шт.



Наименование	Количество
УСПД СИКОН С70	3 шт.
УСВ-1	1 шт.
Сервер сбора данных	1 шт.
Сервер баз данных	1 шт.
ПО Пирамида 2000 (ИВК)	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПОЛИЭФ». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения  $6\sqrt{3}\dots 35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения  $35\dots 330/\sqrt{3}$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03– в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.124 РЭ1», раздел «Методика поверки». Методика поверки согласована ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Пирамида» - в соответствии с документом «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «ПИРАМИДА» Методика поверки ВЛСТ 150.00.000 И1», утвержденным ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Изложены в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПОЛИЭФ».

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

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».

Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ПОЛИЭФ».

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Росэнергосервис»

Адрес: 600001, г. Владимир, ул. Офицерская, д.11А

тел./факс (4922) 44-87-06,

тел./факс: (4922) 33-44-86

**Заявитель**

ООО «Сервис-Метрология»

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

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (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

В.Н. Крутиков

м.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2011 г.