



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.010.A № 47736

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "РГМЭК" (по точкам
поставки ООО "Завод ТЕХНО" и ООО "Завод Лоджикруф")

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО ИТФ "СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ", г. Владимир

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50875-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
МП 1320/446-2012

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 17 августа 2012 г. № 559

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006094

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (по точкам поставки ООО «Завод ТЕХНО» и ООО «Завод Лоджикруф»).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (по точкам поставки ООО «Завод ТЕХНО» и ООО «Завод Лоджикруф») (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения календарного времени, интервалов времени, активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в программно-аппаратный комплекс (ПАК) ОАО «АТС» и прочим заинтересованным организациям.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением

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 – информационно-измерительный 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 СЭТ-4ТМ.03 по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии, ПСЧ-4ТМ.05М 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.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав. № 395), устройства синхронизации времени УСВ-2 (Зав. № 2189), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

АИИС КУЭ обеспечивает обмен данными через ЦСОИ ООО «РГМЭК» со следующими организациями ОРЭ:

- 1) оператор торговой системы ОРЭ (ОАО «АТС»);
- 2) региональный филиал ОАО «СО ЕЭС»;
- 3) ОАО «Рязанская энергетическая сбытовая компания»;
- 4) другими субъектами ОРЭ (при необходимости).

АИИС КУЭ решает следующие основные задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия:

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 сотовым каналам связи стандарта GSM поступает на верхний уровень, 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 организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется по двум каналам (основному и резервному).

- основной канал связи организован на базе выделенного канала сети «Internet».

Основной канал связи обеспечивает коэффициент готовности не хуже 0,95;

- резервный канал связи организован с помощью коммутируемого телефонного канала

Резервный канал связи обеспечивает скорость передачи данных не менее 9600 бит/сек. и коэффициент готовности не хуже 0,95.

Каналы связи организованы таким образом, что каждый из них обеспечивает возможность получения данных со всех счетчиков, включенных в АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» (по точкам поставки ООО «Завод ТЕХНО» и ООО «Завод Лоджикруф»).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени (УСВ-2), счетчиков и ИВК. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав УСВ-2 с входит GPS-приемник, что обеспечивает ход часов УСВ-2 не более $\pm 0,35$ с/сут.

УСВ-2 подключено к ИВК «ИКМ-Пирамида», установленному в ЦСОИ ООО «РГМЭК».

Сравнение показаний часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит с цикличностью не реже чем один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида».

Сравнение показаний часов счетчиков и ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит при каждом обращении к счетчику (один раз в 30 минут), синхронизация осуществляется вне зависимости от величины расхождения показаний часов счётчиков и ИВК «ИКМ-Пирамида», не чаще чем один раз в сутки.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» (по точкам поставки ООО «Завод ТЕХНО» и ООО «Завод Лоджикруф») используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «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 «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
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
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	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 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 рассинхронизации 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

Состав измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование ИИК	Состав измерительно-информационных комплексов			ИВК	Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии		
1	2	3	4	5	6	7
ООО «Завод ТЕХНО» (РП-10 кВ)						
1	Ввод 1 фидер № 38	ТПОЛ-10 А № 21626 С № 21627 Коэфф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 47958-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 № 1049 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Зав. № 0103082250 Кл.т. 0,2S/0,5 № Гос. р. 27524-04	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав.№395 Госреестр 45270-10	Активная Реактивная
2	Ввод 2 фидер № 23	ТПОЛ-10 А № 21629 С № 21377 Коэфф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 47958-11	НАМИТ-10-2 УХЛ2 № 1040 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16687-02	СЭТ-4ТМ.03 Зав. № 0103082029 Кл.т. 0,2S/0,5 № Гос. р. 27524-04		Активная Реактивная
ООО «Завод Лоджикруф» (РП-7 РУ-10 кВ)						
3	Ввод 1 фидер № 7	ТЛМ-10 А № 1648 С № 1658 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2473-05	НАМИТ-10-2 УХЛ2 № 153400523 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0601120863 Кл.т. 0,5S/1 № Гос. р. 36355-07	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав.№395 Госреестр 45270-10	Активная Реактивная
4	Ввод 2 фидер № 10	ТЛМ-10 А № 1646 С № 1654 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2473-05	НАМИТ-10-2 УХЛ2 № 2045100000015 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16687-07	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0612112827 Кл.т. 0,5S/1 № Гос. р. 36355-07		Активная Реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
3, 4 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5S	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1, 2 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-0,5	0,9	-	±7,0	±3,8	±2,8
	0,8	-	±4,3	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±2,5	±1,4	±1,1
3, 4 ТТ-0,5; ТН-0,5; Сч-1	0,9	-	±7,1	±3,9	±2,9
	0,8	-	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

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

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока от $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики ИИК 1, 2 – по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии ИИК 3, 4 – по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 52425-05 в режиме измерения реактивной электроэнергии, счетчики.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для ИВК «ИКМ-Пирамида» $T_v \leq 1$ час;
- для УСВ-2 ≤ 2 часа;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере ИВК «ИКМ-Пирамида», АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК «ИКМ-Пирамида» (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – время хранения данных в энергонезависимой памяти при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

№ п/п	Наименование	Тип	Количество, шт.
1	Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
2	Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
3	Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	4
4	Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	2
5	Счётчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М	2
6	ИВК	ИКМ «Пирамида»	1
7	Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
8	Сервер	Intel SR2600URBRP	1
9	Модем	CDMA2000 (EV-DO) Cmotech CNU-680 PRO	1
10	Модем	Siemens MC35i	1
11	Контроллер	СИКОН TC65	2
12	Методика поверки	МП 1320/446-2012	1
13	Паспорт – формуляр	ВЛСТ 859.00.000 ФО	1
14	Специализированное программное обеспечение	Пирамида 2000. АРМ:Энергетик	1
		Пирамида 2000. Сервер	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1320/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (по точкам поставки ООО «Завод ТЕХНО» и ООО «Завод Лоджикруф»). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счётчик СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в декабре 2004 г.;
- Счетчики ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённому ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус – 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: ВЛСТ 863.00.000 МИ «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ООО «РГМЭК» (по точкам поставки ООО «Завод ТЕХНО» и ООО «Завод Лоджикруф»). Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 1076/446-01.00229-2012 от 06.07.2012.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «РГМЭК» (по точкам поставки ООО «Завод ТЕХНО» и ООО «Завод Лоджикруф»)

- 1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- 2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- 3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
- 4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- 5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ Р 52425-2005 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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»
600026, РФ, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, 8
Тел. (4922) 33-93-68, 33-67-66, 33-79-60
Факс (4922) 33-93-68, 33-67-66, 33-79-60

Заявитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»
600026, РФ, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, 8
Тел. (4922) 33-93-68, 33-67-66, 33-79-60
Факс (4922) 33-93-68, 33-67-66, 33-79-60

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.
117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11
Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П. «____» _____ 2012г.