



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.010.A № 47353

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала "Красноярская
ТЭЦ-3" ОАО "Енисейская ТГК (ТГК-13)" 3 этап

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 002

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Закрытое акционерное общество ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА
"СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ", г. Владимир

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50551-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 1294/446-2012

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **20 июля 2012 г. № 505**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 005723

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» 3 этап

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» 3 этап (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 измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии А1802RAL-P4G-DW-4 по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ 26035-83, в режиме измерений реактивной электроэнергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-ий 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.№ 421), устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-2 (Зав.№2277), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

АИИС КУЭ обеспечивает обмен данными через ЦСОИ ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» со следующими организациями ОРЭ:

- 1) оператор торговой системы ОРЭ (ОАО «АТС»);
- 2) Красноярское РДУ ОАО «СО ЕЭС»;
- 3) МЭС «Сибири» ОАО «ФСК ЕЭС»;
- 4) филиал «Красноярскэнерго» ОАО МРСК «Сибири»;
- 5) ОАО «Красноярскэнергосбыт»;
- 6) другими субъектами ОРЭ (при необходимости).

АИИС КУЭ решает следующие основные задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;

- 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 преобразуются 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 СИКОН С70, 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.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень по каналам Ethernet.

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 организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

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 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 Филиала Красноярская ТЭЦ-3 ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)».

Сравнение показаний часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит с циклическостью не реже чем один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуще-

ствляется вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида».

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

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчику (один раз в 30 минут), синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и УСПД на величину более чем ± 3 с, не чаще одного раза в сутки.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Филиала «Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» 3 этап 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
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 измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (ИК)					Вид Электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	С-244 БНС	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 1925-11 Зав. № 1926-11 Зав. № 1927-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 5342 Зав. № 5483 Зав. № 5463	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01225641	УСПД СИКОН С70 Зав. № 05982	ИКМ-Пирамида Зав. № 421	Активная Реактивная
2	С-245 БНС	ТВГ-110 Кл. т. 0,5S 200/5 Зав. № 2007-11 Зав. № 2008-11 Зав. № 2009-11	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 5455 Зав. № 5498 Зав. № 5481	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01225640			Активная Реактивная
3	БНС КРАЗ	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S 400/5 Зав. № 11510-11 Зав. № 11561-11 Зав. № 11560-11	ЗНОЛ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 01441-11 Зав. № 01485-11 Зав. № 01444-11	A1802RAL-P4G-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01225639			Активная Реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cosφ	$\delta_{1(2)} \%$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 - 2 ТТ-0,5S; ТН-0,2; Сч-0,2S	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±2,8	±2,0	±2,0
3 ТТ-0,5S; ТН-0,5; Сч-0,2S	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,2	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3

Продолжение таблицы 3

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

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

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ 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 $0,98 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,02 \cdot U_{\text{ном}}$;
- сила тока от $I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos j = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$,
- сила тока от $0,01 I_{\text{ном}}$ до $1,2 I_{\text{ном}}$;
- 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, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

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 Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч;
- УСВ-2 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_v \leq 2$ 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, УСПД, сервере, 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.

в журнале УСПД:

- – параметрирования;
- – пропадания напряжения;
- – коррекции времени в счетчике и УСПД;
- – пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД(функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800 тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 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 - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

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	Кол.
1	Трансформатор тока ТВГ-110 (Госреестр №22440-07)	6
2	Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10 (Госреестр №32139-06)	3
3	Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 (Госреестр №24218-08)	6
4	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-6 (Госреестр №35956-07)	3
5	Электросчетчик А1802RAL-P4G-DW-4 (Госреестр №31857-06)	3
7	УСПД СИКОН С70 (Госреестр №28822-05)	1
8	ИВК «ИКМ-Пирамида» (Госреестр №№45270-10)	1
9	Устройство синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр №41681-10)	1
10	Методика поверки МП 1294/446-2012	1
11	Паспорт – формуляр ВЛСТ 798.00.001 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1294/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» 3 этап. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в мае 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;
- Счетчик Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- СИКОН С70 – по методике поверки по методике ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 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», утверждённым 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 28498-90, диапазон измерений от минус – 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» 3 этап. Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений № 0018/2012-01.00324-2011 от 15.02.12.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ Филиала «Красноярская ТЭЦ-3» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)» 3 этап

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ФИРМА «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Адрес (юридический): 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Адрес (почтовый): 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-93-68, 33-67-66, 33-79-60

Факс: (4922) 42-44-93

Заявитель

ООО «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»

Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 40А, офис 204

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис №3

Телефон: (4922) 42-46-09, 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

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

Е.Р. Петросян

М.П.

«_____» _____ 2012г.