

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

СОГЛАСОВАНО:

Зам. руководителя ГЦИСИ –
зам. директора ФГУП «УНИИМ»

 Медведевских С. В.

« 16 » 04 2009 г.

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ФГУП «Уральский электромеханический завод»	Внесена в Государственный Реестр средств измерений Регистрационный № 40955-09
--	--

Изготовлена по технической документации ЗАО «Уралавтоматика», заводской № 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ФГУП «Уральский электромеханический завод» (АИИС КУЭ), установленная в ФГУП «Уральский электромеханический завод», г. Екатеринбург, предназначена для измерения количества электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления и обработки информации о генерации, отпуске и потреблении электрической энергии и мощности, хранения и отображения полученной информации, формировании отчетов по отпуску и потреблению электроэнергии.

Область применения – измерение, контроль и учет электрической энергии и мощности с целью обеспечения проведения финансовых расчетов ФГУП «Уральский электромеханический завод».

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- 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.);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состояний объектов и 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 и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень включает в себя 27 измерительно-информационных комплексов точек измерения электроэнергии (ИИК ТИ), предназначенных для измерения и учета электрической энергии и мощности и построенных на базе следующих средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений:

- измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 7746;
- измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983;
- счетчиков электрической энергии многофункциональных типа СЭТ-4ТМ.02, счетчиков электрической энергии многофункциональных типа ПСЧ-4ТМ.05.

Второй уровень АИИС КУЭ включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК) (информационный уровень) который состоит из:

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);
- технических средств для организации локальной вычислительной сети, разграничения прав доступа к информации, приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- компьютера в серверном исполнении (сервер баз данных) и автоматизированных рабочих мест (АРМ) для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений, отображения результатов измерений и технологической информации АИИС КУЭ.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) обеспечивает синхронизацию времени на всех уровнях АИИС КУЭ.

Первый уровень АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое проведение измерений в точках измерений. Измерительные трансформаторы тока и напряжения АИИС КУЭ преобразуют входные токи и напряжения в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы соответствующего электронного счетчика электрической энергии. Счетчик электрической энергии с заданной периодичностью измеряет входные значения токов и напряжений и использует полученные значения для расчета средней за период активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Полученные результаты интегрируются на получасовых интервалах и сохраняются во внутреннем формате в памяти счетчика с привязкой к текущему времени (профили нагрузки).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер базы данных АИИС КУЭ, который выполняет следующие функции:

- сбор измерительной и диагностической информации с ИИК ТИ;
- контроль достоверности измерительной информации;

- ведение журнала событий;
- предоставление доступа к собранной информации и журналам событий;
- периодическую синхронизацию времени в сервере базы данных и в обслуживаемых им счетчиках электроэнергии.

Среднюю активную/реактивную электрическую мощность и приращение активной/реактивной электрической энергии на интервале времени усреднения 30 минут для каждого ИИК ТИ вычисляют путем умножения данных профиля нагрузки счетчика этого ИИК ТИ за рассматриваемый получасовой интервал на соответствующие коэффициенты.

Второй уровень АИИС КУЭ обеспечивает:

- автоматический сбор и хранение результатов измерений;
- автоматическую диагностику состояния средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- формирование архива измеренных величин;
- формирование архива технической и диагностической информации;
- доступ к коммерческой информации;
- доступ к технологической и диагностической информации;
- формирование сальдо по электропотреблению;
- контроль за состоянием программно-технических средств АИИС КУЭ;
- подготовка отчета для передачи требуемых данных в энергоснабжающую организацию.

СОЕВ АИИС КУЭ обеспечивает автоматическое измерение времени и ведение календаря с помощью внутренних таймеров счетчиков и сервера баз данных. В качестве источника точного времени АИИС КУЭ применяется тайм сервер ФГУП «УЭМЗ», который использует сигналы тайм сервера stratum 1 (ntp1.impv.ru, ntp2.impv.ru либо ntp3.impv.ru) действующего в сети Интернет на базе Государственного эталона времени и частоты. Подключение сервера ФГУП «УЭМЗ» происходит по протоколу NTP v3.

Синхронизация времени тайм сервера ФГУП «УЭМЗ» происходит в автоматическом режиме ежесекундно, погрешность синхронизации не более 0,2 с. Сервер базы данных АИИС КУЭ считывает время с тайм сервера ФГУП «УЭМЗ».

Сличение времени счетчиков электрической энергии со временем сервера базы данных АИИС КУЭ осуществляется каждые 30 мин, при расхождении времени счетчика со временем сервера базы данных АИИС КУЭ на ± 3 с происходит корректировка времени счетчика, но не более чем на 90 с в сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и сервера базы данных АИИС КУЭ отражают время коррекции (дата, часы, минуты) часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент времени, непосредственно предшествующий корректировке.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Общее количество измерительных каналов (ИК) в составе АИИС КУЭ – 54.

Перечень ИК АИИС КУЭ с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования объекта, наименования присоединения, типов и классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической, входящих в состав ИК, номера регистрации средства в Государственном реестре средств измерений представлен в таблице 1.

Классы точности счетчиков электрической энергии при измерении активной/реактивной электрической энергии	0,5S/1,0, 0,5/1,0.
Классы точности измерительных трансформаторов тока	0,5S; 0,5.
Классы точности измерительных трансформаторов напряжения	0,5.
Пределы допускаемого значения относительной погрешности передачи и обработки данных	$\pm 0,01$ %.
Пределы допускаемого значения относительной погрешности вычисления приращения электрической энергии	$\pm 0,01$ %.
Пределы допускаемого значения относительной погрешности вычисления средней мощности	$\pm 0,01$ %.
Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности отсчета текущего времени	± 5 с.

Пределы относительной погрешности ИК при измерениях электрической энергии и средней мощности^{*)} при доверительной вероятности 0,95:

- при измерении активной электрической энергии и средней мощности:
 - для ИК №№ 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 35, 37 $\pm 1,1$ %;
 - для ИК №№ 21, 23, 25, 27, 29, 31, 33, 39, 41, 43, 45, 47, 49, 51, 53 $\pm 0,9$ %;
- при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности:
 - для ИК №№ 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 36, 38 $\pm 1,5$ %;
 - для ИК №№ 22, 24, 26, 28, 30, 32, 34, 40, 42, 44, 46, 48, 50, 52, 54 $\pm 1,3$ %.

Условия эксплуатации АИИС КУЭ:

- напряжение электропитания – стандартная сеть переменного тока частотой 50 Гц и напряжением 220 В;
- мощность, потребляемая отдельным компонентом АИИС КУЭ, не более 50 Вт;
- температура окружающей среды для измерительных трансформаторов и счетчиков АИИС КУЭ в соответствии с эксплуатационной документацией на эти средства;
- температура окружающей среды для сервера баз данных и АРМ АИИС КУЭ от 10 до 40 °С.

^{*)} Представленное значение получено расчетным путем на основании значений составляющих погрешности ИК в предположениях: условия эксплуатации – нормальные, измеряемые токи и напряжения равны номинальным, фазовый угол между измеряемыми током и напряжением равен 0 или $\pi/2$ при измерении активной или реактивной энергии соответственно. В случае отклонения условий измерений от указанных, предел относительной погрешности измерения для каждого ИК может быть рассчитан согласно соотношениям, приведенным в методике поверки МП 61-263-2008.

Таблица 1

№ ИИК ТИ	№ ИК	Измеряемая энергия и мощность	Наименование объекта; наименование присоединения	Типы (обозначение) средств измерений, входящих в состав ИК; класс точности; № Государственного реестра; зав. №; коэффициент трансформации	
1	2	3	4	5	
1	1	активная прием	РП 141-1 6 кВ (ввод 1); ФГУП «УЭМЗ», РП 141-1 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 06071201 ТПЛ-10; 0,5; № 1256-59; № 45800, № 56775; 400/5 НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 7068; 6000/100	
	2	реактивная прием			
2	3	активная прием	РП 141-2 6 кВ (ввод 2); ФГУП «УЭМЗ», РП 141-2 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 06070287 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 1032, № 16394; 600/5 НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 11700; 6000/100	
	4	реактивная прием			
3	5	активная прием	РП 143-1 6 кВ (ввод 1); ФГУП «УЭМЗ», РП 143-1 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 06070176 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 1892, № 1691; 1000/5 НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 10185; 6000/100	
	6	реактивная прием			
4	7	активная прием	РП 143-2 6 кВ (ввод 2); ФГУП «УЭМЗ», РП 143-2 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 05072309 ТОЛ-10; 0,5; № 7069-79; № 19843, № 26951; 800/5 НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № ВТАС; 6000/100	
	8	реактивная прием			
5	9	активная прием	РП 553-1 6 кВ (ввод 1); ФГУП «УЭМЗ», РП 553-1 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 06070494 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 19631, № 16501; 800/5 НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № 7267; 6000/100	
	10	реактивная прием			
6	11	активная прием	РП 553-2 6 кВ (ввод 2); ФГУП «УЭМЗ», РП 553-2 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 06071152 ТПОЛ-10; 0,5; № 1261-59; № 19684, № 16500; 800/5 НТМИ-6-66; 0,5; № 2611-70; № ХСПУ; 6000/100	
	12	реактивная прием			
7	13	активная прием	РП 529-1 6 кВ (ввод 1); ФГУП «УЭМЗ», РП 529-1 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 06070064 ТПЛ-10; 0,5; № 1256-59; № 0989, № 9497; 400/5	
	14	реактивная прием			
18	35	активная прием	ЗАО «СПАРКС», ТП 14-1; ФГУП «УЭМЗ», ТП 14-1, ЗАО «СПАРКС»	ПСЧ-4ТМ.05; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0306072129 ТПЛ-10; 0,5; № 1256-59; № 29163, № 42080; 100/5	
	36	реактивная прием			
8	15	активная прием	РП 529-2 6 кВ (ввод 2); ФГУП «УЭМЗ», РП 529-1 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 05072278 ТПЛ-10; 0,5; № 1256-59; № 1060, № 22460; 400/5	
	16	реактивная прием			
19	37	активная прием	ЗАО «СПАРКС», ТП 14-2; ФГУП «УЭМЗ», ТП 14-2, ЗАО «СПАРКС»	ПСЧ-4ТМ.05; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0306072112 ТПЛ-10; 0,5; № 1256-59; № 29009, № 91570; 100/5	
	38	реактивная прием			
9	17	активная прием	ТП 1924-1 6 кВ (ввод 1); ФГУП «УЭМЗ», ТП 1924-1 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 06070397 ТОЛ-10-ИМ-2УХЛ2; 0,5S; № 36308-07; № 26007, № 26008; 100/5 НОЛ.08-6УТ2; 0,5; № 3345-04; № 2543, № 2449; 6000/100	
	18	реактивная прием			
10	19	активная прием	ТП 1924-2 6 кВ (ввод 2); ФГУП «УЭМЗ», ТП 1924-2 6 кВ	СЭТ-4ТМ.02.2; 0,5/1,0; № 20175-01; № 06070061 ТОЛ-10-ИМ-2УХЛ2; 0,5S; № 36308-07; № 27086, № 26098; 100/5 НОЛ.08-6УТ2; 0,5; № 3345-04; № 1198, № 2551; 6000/100	
	20	реактивная прием			

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
11	21	активная прием	ТП-8, 5ЩО-0,4 кВ гр. 10; ФГУП «УЭМЗ», ТП-8, 5ЩО-0,4 кВ гр. 10	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0305072068 ТОП-0,66-5-0,5S-50/5 УЗ; 0,5S; № 15174-06; № 0054067, № 0054072, № 0024316; 50/5 прямое включение
	22	реактивная прием		
12	23	активная прием	ТП-8, 5ЩО-0,4 кВ гр. 2; ТП-8, 5ЩО-0,4 кВ гр. 2 ООО «Медин-Урал»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0305072061 ТОП-0,66-5-0,5S-50/5 УЗ; 0,5S; № 15174-06; № 0054071, № 0024315, № 0054073; 50/5 прямое включение
	24	реактивная прием		
13	25	активная прием	ТП-8, 5ЩО-0,4 кВ гр. 6; ТП-8, 5ЩО-0,4 кВ гр. 6 ООО «Медин-Урал»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0305072082 ТОП-0,66-5-0,5S-50/5 УЗ; 0,5S; № 15174-06; № 0054068, № 0054066, № 0024320; 50/5 прямое включение
	26	реактивная прием		
14	27	активная прием	ТП-8, 2МГ-2 «Медин-Урал»; ТП-8, 2МГ-2 «Медин-Урал»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0306079068 ТОП-0,66-5-0,5S-50/5 УЗ; 0,5S; № 15174-06; № 0054070, № 0024318, № 0054074; 50/5 прямое включение
	28	реактивная прием		
15	29	активная прием	ТП-8, 2МГ-1 № 2; ТП-8, 2МГ-1 № 2 ООО «Медин-Урал»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0305071235 Т-0,66 УЗ; 0,5; № 17551-06; № 00300, № 00408, № 00273; 100/5 прямое включение
	30	реактивная прием		
16	31	активная прием	ТП-8 магистраль 2МГ-1 № 1 ООО «Медин-Урал»; ТП-8 магистраль 2МГ-1 № 1 ООО «Медин-Урал»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0306079003 Т-0,66 УЗ; 0,5; № 17551-06; № 00067, № 00165, № 00018; 200/5 прямое включение
	32	реактивная прием		
17	33	активная прием	ЗАО «Екатеринбург-Автоцентр»; ТП1924 – «Екатеринбург-Автоцентр»	ПСЧ-4ТМ.05; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0305072069 ТОП-0,66; № 15174-01; 0,5; № 5877, № 6269, № 5874; 100/5 прямое включение
	34	реактивная прием		
20	39	активная прием	ФГУП «УЭМЗ» ТП 21-1, ООО «УЭМЗ»; РП 143-1, ТП 21-1	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0305071162 ТШЛ-0,66УЗ; 0,5; № 3422-73; № 2724, № 2530, № 2822; 3000/5 прямое включение
	40	реактивная прием		
21	41	активная прием	ФГУП «УЭМЗ» ТП 21-2, ООО «УЭМЗ»; РП 143-1, ТП 21-2	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0306079087 ТШЛ-0,66УЗ; 0,5; № 3422-73; № 2766, № 2768, № 2693; 3000/5 прямое включение
	42	реактивная прием		
22	43	активная прием	ФГУП «УЭМЗ» ТП 22-1, ООО «УЭМЗ»; РП 143-1, ТП 22-1	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0306076118 ТШЛ-0,66У2; 0,5; № 3422-04; № 8556, № 8559, № 8605; 3000/5 прямое включение
	44	реактивная прием		
23	45	активная прием	ФГУП «УЭМЗ» ТП 22-2, ООО «УЭМЗ»; РП 143-1, ТП 22-2	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0306079024 ТШЛ-0,66УЗ; 0,5; № 3422-73; № 1757, № 1742, № 1731; 3000/5 прямое включение
	46	реактивная прием		
24	47	активная прием	ТП1924, ЗАО «Трансэкспресс»; ТП1924, ЗАО «Трансэкспресс»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0303072185 Т-0,66 М УЗ; 0,5; № 17551-06; № 77411, № 77365, № 77457; 600/5 прямое включение
	48	реактивная прием		
25	49	активная прием	ТП1924, ЗАО «Трансэкспресс»; ТП1924, вв. 2 ф. 4 ЗАО «Трансэкспресс»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0309064237 Т-0,66 М УЗ; 0,5; № 17551-06; № 351198, № 351194, № 351191; 400/5 прямое включение
	50	реактивная прием		

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5
26	51	активная прием	ТП1924, вв. 1 ф. 19 ЗАО «СМУ-3»; ТП1924, вв. 1 ф. 19 ЗАО «СМУ-3»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0305072030 Т-0,66 УЗ; 0,5; № 17551-06; № 15329, № 00304, № 00167; 400/5 прямое включение
	52	реактивная прием		
27	53	активная прием	ТП1924, вв. 2 ф. 5 ЗАО «СМУ-3»; ТП1924, вв. 2 ф. 5 ЗАО «СМУ-3»	ПСЧ-4ТМ.05.04; 0,5S/1,0; № 27779-04; № 0306076090 ТОП-0,66; 0,5; № 15174-01; № 41438, № 41435, № 41432; 200/5 прямое включение
	54	реактивная прием		

Показатели надежности компонентов АИИС КУЭ:

- средняя наработка на отказ счетчика электрической энергии 90 000 ч;
- средний срок службы счетчика электрической энергии 30 лет.

Надежность системных решений:

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий в журнале события счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
 - защита информации на программном уровне;
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на АИИС КУЭ. В комплект входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки МП 61-263-2008.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ проводится по документу «ГСИ. Система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии автоматизированная ФГУП «Уральский электромеханический завод». Методика поверки МП 61-263-2008», утвержденному ФГУП «УНИИМ» в марте 2009 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.02 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1;
- радиоприемник сигналов точного времени УКВ диапазона по ГОСТ 5651;
- переносной компьютер «NoteBook», с установленным комплектом программных средств, и устройство сопряжения оптическое.

Межповерочный интервал 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. 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 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»;

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЗАО «Уральский электромеханический завод». АИИС КУЭ ФГУП «УЭМЗ». Техническое задание 39906136.422222.017 ТЗ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии автоматизированной ФГУП «Уральский электромеханический завод» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечен в эксплуатации.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО «Уралавтоматика»

Адрес:

Телефон

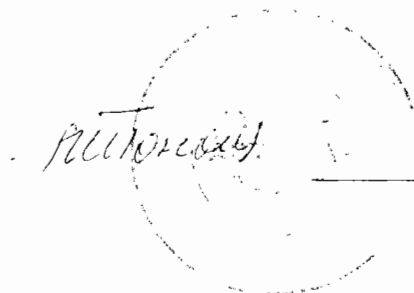
Факс

620014, г. Екатеринбург, ул. Хомякова, 9а, оф. 208

(343) 368 42 86, 359 86 49

(343) 368 42 85

Технический директор
ЗАО «Уралавтоматика»



Пономарева М. И.