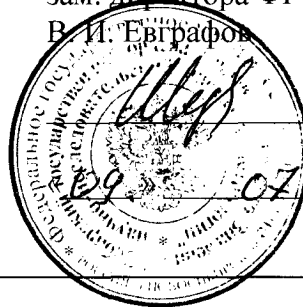


# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

## СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ СНИИМ –  
зам. директора ФГУП «СНИИМ»

В. И. Евграфов



2009 г.

**Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт»**

**Внесена в Государственный реестр средств измерений.  
Регистрационный № 41253-09**

Изготовлена по технической документации ЗАО «ЭнергоМир», г. Кострома, зав. №1.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт», зав. №1 (далее АИИС) предназначена для измерения количества активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, ведения календаря и измерения времени в шкале времени UTC.

Область применения – коммерческий учет электрической энергии, потребляемой ОАО «Михайловский ГОК».

## ОПИСАНИЕ

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение), измерении и интегрировании на 30-минутном интервале мгновенной активной и реактивной мощности, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

АИИС выполнена в виде иерархической структуры с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС состоит из двух уровней: информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

ИИК ТИ состоят из измерительных трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН) и счетчиков электрической энергии.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ выполняют функции измерения средней мощности и приращений электрической энергии за заданные интервалы времени, а также функции привязки результатов измерений к моментам времени, определенным в шкале времени UTC. Состав ИИК ТИ, входящих в состав АИИС, приведен в таблице 1.

Для измерения потребленной электрической энергии использованы счетчики электрической энергии МТ (Госреестр СИ № 32930-08) модификации МТ860S-A22R36S33-EI-M3K03.

Принцип действия счетчиков МТ860 основан на преобразовании входных сигналов тока и напряжения с использованием трех трансформаторов тока с линейными характеристиками и трех высокоточных делителей напряжения со схемами защиты от бросков напряжения и высокочастотных помех. Линейный режим работы трансформаторов тока обеспечивается электронной схемой компенсации гистерезиса.

Сигналы от трансформаторов тока и делителей напряжения поступают на многоканальный 16-разрядный аналогово-цифровой преобразователь (АЦП) с фильтрами для защиты от наложения сигналов, обеспечивающий период преобразования 250 мкс. Результаты преобразования передаются

по шине SPI в цифровой сигнальный процессор (ЦСП). ЦСП вычисляет соответствующие значения энергии, мощности, параметров качества электрической энергии и передает их по шине SPI в устройство управления тарифами, а также управляет работой светодиодных индикаторов.

Измерения выполняются счётчиками автоматически, просмотр результатов измерений на дисплее возможен как в режиме автоматической прокрутки, так и в ручном режиме. На дисплее также отображаются направление потока энергии, время, действующий тариф, состояние счетчика и другие параметры.

Результаты измерений приращений электрической энергии сохраняются в долговременной памяти счётчика, содержимое которой может быть передано по имеющимся информационным интерфейсам во внешние устройства. Счетчик имеет «журнал событий», в котором фиксируется время и дата наступления следующих событий:

- попытки несанкционированного доступа;
- факты связи со счетчиком, приведшие к изменению данных;
- факты параметрирования счетчика; изменение значений даты и времени при синхронизации;
- отклонение тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывы питания, и другие.

В счетчиках предусмотрена защита от несанкционированного доступа как на программном, так и на физическом уровне (механическая защита). Счетчики имеют основное и резервное питание..

Счетчик электрической энергии осуществляет привязку результатов измерения к времени в шкале UTC.

ИБК АИИС построен на базе программно-технического комплекса «ЭКОМ» (Госреестр СИ № **19542-05**), состоящего из устройства сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» (Госреестр СИ № **17049-09**) со встроенным приемником меток времени GPS, сервера сбора данных АИИС и автоматизированного рабочего места (АРМ).

ИБК обеспечивает сбор результатов измерений со счетчиков, масштабное преобразование результатов измерений, хранение результатов измерений, хранение журналов событий, передачу результатов измерений и журналов событий во внешние системы, синхронизацию системного времени со шкалой UTC и передачу шкалы времени часам счетчиков электрической энергии. ИБК имеет основное и резервное питание, защиту от несанкционированного доступа на программном и физическом уровне. При этом часы УСПД и сервера сбора данных синхронизируются со шкалой UTC в постоянном режиме, а часы счетчиков синхронизируются при условии достижения поправкой часов счетчиков порогового значения, проверка этого условия осуществляется не реже, чем один раз в 30 минут.

Счетчики ИИК ТИ ПС «Железногорск» объединены шиной интерфейса RS-485 и соединены с УСПД основным и резервным каналами связи. Основной канал связи построен с использованием сетей Ethernet модификаций 100Base-TX и 100Base-FX. В качестве связующих компонентов используются преобразователи интерфейсов Moxa NPort 5250 и Moxa IMC-101-S-SC-T на стороне счетчиков ПС «Железногорск» и на стороне ПТК «ЭКОМ». Резервный канал связи построен с использованием выделенного сегмента локальной сети ОАО «Михайловский ГОК», построенной по технологии Ethernet модификации 100Base-TX.

Счетчик ИИК ТИ «ПС «Рудная», ОРУ-110 кВ, 1 секция, отпайка от ВЛ-110 Горная-1» соединен с УСПД основным и резервным каналами связи. В качестве основного канала связи используется выделенная телефонная линия. В качестве связующих компонентов основного канала связи используются модемы Zyxel U-336S. Резервный канал связи построен с использованием сети мобильной радиосвязи GSM, в качестве связующих компонентов использованы преобразователь интерфейсов Moxa TCC100 и GSM модемы Siemens TC-35i.

Счетчики ИИК ТИ «ПС 29 «Литейная», ячейка №38» и «ПС-56 «р. Чернь», ячейка №10» соединены с УСПД основными и резервными каналами связи. Основной канал связи построен с использованием сетей Ethernet модификаций 100Base-TX (выделенный сегмент локальной сети ОАО «Михайловский ГОК») и 100Base-FX. В качестве связующих компонентов используются преобразователи интерфейсов Moxa NPort 5250 и Moxa IMC-101-S-SC-T. Резервный канал связи построен с использованием сети мобильной радиосвязи GSM, в качестве связующих компонентов использованы GSM модемы Siemens TC-35i.

ИБК АИИС соединен с внешними системами, в том числе с ИБК ОАО «Курская ЭСК», ООО «РЭК», филиала ОАО «СО ЕЭС» «Курское РДУ», ОАО «КурскЭнерго», ОАО «АТС» основным и резервным каналами связи. В качестве основного канала связи используется глобальная компьютерная сеть «Интернет» с доступом по интерфейсу Ethernet 100Base-TX. В качестве резервного канала связи

используется глобальная компьютерная сеть «Интернет» с доступом посредством мобильной радиосвязи GSM с использованием в качестве связующего компонента GSM модема Siemens ES75 (Terminal).

ИИК ТИ, ИВК и информационные каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень и состав ИК приведен в таблице 1.

Результаты измерений и данные о состоянии средств измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и филиал ОАО «СО ЕЭС». Результаты измерений и данные о состоянии средств измерений защищены электронной цифровой подписью.

Структура АИИС допускает изменение количества ИК с ИИК ТИ, аналогичными указанным в таблице 1, а также с ИИК ТИ, отличными по составу от указанных в таблице 1, но совместимыми с ИК АИИС по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов.....	22.
Границы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов АИИС при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведены в таблице 2.	
Предельное значение поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с.....	$\pm 5$ .
Переход с летнего на зимнее время .....	автоматический.
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут .....	3, 30.
Период сбора результатов измерений приращений электрической энергии со счетчиков, минут.....	3, 30;
Период сбора текущих показаний счетчиков, минут .....	3, 30;
Формирование XML-файла для передачи внешним организациям .....	автоматическое.
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных.....	автоматическое.
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет .....	3,5.
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ.....	автоматическое.
Рабочие условия применения трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, входящих в состав измерительных каналов АИИС:	
температура окружающего воздуха (кроме счетчиков), °C .....	от минус 45 до плюс 40;
температура окружающего воздуха (для счетчиков), °C.....	от минус 10 до плюс 40;
частота сети, Гц.....	от 49,5 до 50,5;
индукция внешнего магнитного поля, мТл .....	не более 0,5.
Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:	
ток (для ИК с ТТ класса 0,5), % от $I_{ном}$ .....	от 5 до 120;
ток (для ИК с ТТ класса 0,2S), % от $I_{ном}$ .....	от 2 до 120;
напряжение, % от $U_{ном}$ .....	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos \varphi$ (при измерении активной электрической энергии и мощности).....	0,5 инд.-1,0-0,5 емк.;
коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ (при измерении реактивной электрической энергии и мощности).....	0,5 инд.-1,0-0,5 емк.
Рабочие условия применения остальных технических средств АИИС:	
температура окружающего воздуха, °C.....	от минус 10 до плюс 40;
частота сети, Гц.....	от 49 до 51;
напряжение сети питания, В .....	от 198 до 242.
Показатели надежности:	
Средняя наработка на отказ, часов .....	не менее 1586 ч;
Коэффициент готовности.....	не менее 0,90.

Таблица 1 – Перечень ИК, измерительных компонентов ИИК ТИ АИИС и ИВК

№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Тип ТТ	Зав. №	К-т тр.	Кл. т. ТТ	Тип ТН	Зав. № ТН	К-т тр.	Кл. т. ТН	Тип счетчика	Зав. № счетчика	Кл. т. при изм. акт эн.	Кл. т. (предел основной погрешности) при изм. реакт. эн. **	Тип УСПД	Зав. № УСПД
1.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-5»	ТФЗМ-110Б-1У1	A: 10380 B: 10335 C: 10331	1000/1	0,5	НКФ-110-57У1	A: 21989 B: 21746 C: 21745	110000/100	0,5	МТ	41506234	0,2S*	1,0** (0,5%)	ЭКОМ-3000	03082081
2.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-6»	ТФЗМ-110Б-1У1	A: 10368 B: 10337 C: 10327	1000/1	0,5	НКФ-110-57У1	A: 7556 B: 7593 C: 5006	110000/100	0,5	МТ	41506577	0,2S*	1,0** (0,5%)		
3.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-7»	ТФНД-110М	A: 8025 B: 8020 C: 7858	1000/1	0,5	НКФ-110-57У1	A: 21989 B: 21746 C: 21745	110000/100	0,5	МТ	41506213	0,2S*	1,0** (0,5%)		
4.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-8»	ТФНД-110М	A: 7868 B: 8022 C: 8017	1000/1	0,5	НКФ-110-57У1	A: 7556 B: 7593 C: 5006	110000/100	0,5	МТ	41506236	0,2S*	1,0** (0,5%)		
5.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ ОВ-3	ТРГ-110 II	A: 391 B: 392 C: 393	1000/1	0,2S	НКФ-110-57У1	A: 7556 B: 7593 C: 5006	110000/100	0,5	МТ	41506219	0,2S*	1,0** (0,5%)		
6.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Горная-1»	ТФНД-110М	A: 793 B: 1863 C: 172	750/1	0,5	НКФ110-83У1	A: 47279 B: 40756 C: 39131	110000/100	0,5	МТ	41506215	0,2S*	1,0** (0,5%)		
7.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Горная-2»	ТФЗМ-110Б-1У1	A: 1938 B: 1929 C: 1963	750/1	0,5	НКФ-110-57У1	A: 961471 B: 961486 C: 961453	110000/100	0,5	МТ	41506235	0,2S*	1,0** (0,5%)		
8.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Горная-3»	ТФНД-110М	A: 8163 B: 8152 C: 8165	750/1	0,5	НКФ-110-57У1	A: 961471 B: 961486 C: 961453	110000/100	0,5	МТ	41506221	0,2S*	1,0** (0,5%)		
9.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Горная-4»	ТФНД-110М	A: 7324 B: 2326 C: 7335	750/1	0,5	НКФ110-83У1	A: 47279 B: 40756 C: 39131	110000/100	0,5	МТ	41506220	0,2S*	1,0** (0,5%)		
10.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ ОВ-1	ТРГ-110 II	A: 327 B: 328 C: 330	1200/1	0,2S	НКФ110-83У1	A: 47279 B: 40756 C: 39131	110000/100	0,5	МТ	41506227	0,2S*	1,0** (0,5%)		
11.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Тяга-3»	ТФНД-110М	A: 2310 B: 2296 C: 2277	750/1	0,5	НКФ110-83У1	A: 47279 B: 40756 C: 39131	110000/100	0,5	МТ	41506217	0,2S*	1,0** (0,5%)		
12.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Тяга-4»	ТФНД-110М	A: 2284 B: 2317 C: 1862	750/1	0,5	НКФ-110-57У1	A: 961471 B: 961486 C: 961453	110000/100	0,5	МТ	41506216	0,2S*	1,0** (0,5%)		
13.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-1»	ТФНД-110М	A: 269 B: 631 C: 678	750/1	0,5	НКФ110-83У1	A: 35050 B: 34984 C: 35094	110000/100	0,5	МТ	41506233	0,2S*	1,0** (0,5%)		
14.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-2»	ТФНД-110М	A: 645 B: 646 C: 644	750/1	0,5	НКФ110-83У1	A: 35036 B: 35051 C: 35088	110000/100	0,5	МТ	41506224	0,2S*	1,0** (0,5%)		

№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Тип ТТ	Зав. №	К-т тр.	Кл.т. ТТ	Тип ТН	Зав. № ТН	К-т тр.	Кл. т. ТН	Тип счетчика	Зав. № счетчика	Кл. т. при изм. акт эн.	Кл. т. (предел основной погреш- ности) при изм. реакт. эн. **	Тип УСПД	Зав. № УСПД
15.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-3»	ТРГ-110 II	A:1652 B:1653 C:1654	750/1	0,2S	НКФ110- 83У1	A: 35050 B: 34984 C: 35094	110000/100	0,5	МТ	41506223	0,2S*	1,0** (0,5%)	ЭКОМ-3000	03082081
16.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-4»	ТРГ-110 II	A: 1649 B: 1650 C: 1651	750/1	0,2S	НКФ110- 83У1	A: 35036 B: 35051 C: 35088	110000/100	0,5	МТ	41506225	0,2S*	1,0** (0,5%)		
17.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ ОВ-2	ТРГ-110 II	A: 332 B: 331 C: 329	1200/1	0,2S	НКФ110- 83У1	A: 35050 B: 34984 C: 35094	110000/100	0,5	МТ	41506231	0,2S*	1,0** (0,5%)		
18.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Тяга-1»	ТФНД- 110М	A: 224 B: 275 C: 286	750/1	0,5	НКФ110- 83У1	A: 35050 B: 34984 C: 35094	110000/100	0,5	МТ	41506230	0,2S*	1,0** (0,5%)		
19.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Тяга-2»	ТФНД- 110М	A: 235 B: 285 C: 271	750/1	0,5	НКФ110- 83У1	A: 35036 B: 35051 C: 35088	110000/100	0,5	МТ	41506222	0,2S*	1,0** (0,5%)		
20.	ПС-29 «Литейная», яч. 38	ТВЛМ-10	A: 17077 C: 96567	150/5	0,5	НАМИ-10- 95УХЛ2	4296	6000/100	0,5	МТ	41506218	0,2S*	1,0** (0,5%)		
21.	ПС-56 «р. Чернь», яч. 10	ТПЛ-10У3	A: 4935 C: 5181	200/5	0,5	НАМИ-10- 95УХЛ2	4527	6000/100	0,5	МТ	41506226	0,2S*	1,0** (0,5%)		
22.	ПС «Рудная», ОРУ- 110 кВ, 1 секция, отпайка от ВЛ-110 кВ «Горная-1»	ТВ-110	A: 2982 B: 2983 C: 2984	600/5	0,5	НКФ110- 83У1	A: 37528 B: 37548 C: 37577	110000/100	0,5	МТ	41506214	0,2S*	1,0** (0,5%)		

Примечания:

\* - указан класс точности по ГОСТ Р 52323 с учетом дополнений согласно документации фирмы-изготовителя счетчиков МТ;

\*\* - указан класс точности по ГОСТ Р 52425 с учетом дополнений согласно документации фирмы-изготовителя счетчиков МТ.

ТТ и ТН, могут быть заменены на другие ТТ и ТН, внесенные в государственный реестр СИ и имеющий классы точности не хуже указанных в таблице

Таблица 2 – Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС в рабочих условиях применения

<i>I, % от I<sub>ном</sub></i>	<i>Коэффициент мощности</i>	<i>ИК №№ 5, 10, 15-17</i>		<i>ИК №№ 1-4, 6-9, 11-14, 18--22.</i>	
		$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$
2	0,5 инд., 0,5 емк.	2,1	1,3	-	-
5	0,5 инд., 0,5 емк.	1,6	1,0	5,4	2,5
20	0,5 инд., 0,5 емк.	1,4	1,0	2,9	1,5
100÷120	0,5 инд., 0,5 емк.	1,4	1,0	2,2	1,2
2	0,8 инд., 0,8 емк.	1,3	1,8	-	-
5	0,8 инд., 0,8 емк.	1,0	1,4	2,8	4,3
20	0,8 инд., 0,8 емк.	0,9	1,3	1,6	2,4
100÷120	0,8 инд., 0,8 емк.	0,9	1,3	1,2	1,8
2	0,865 инд., 0,865 емк.	1,2	2,1	-	-
5	0,865 инд., 0,865 емк.	0,9	1,7	2,5	5,4
20	0,865 инд., 0,865 емк.	0,8	1,5	1,4	3,0
100÷120	0,865 инд., 0,865 емк.	0,8	1,5	1,1	2,2
2	1,0	1,0	-	-	-
5	1,0	0,8	-	1,8	-
20	1,0	0,7	-	1,1	-
100÷120	1,0	0,7	-	0,9	-

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра РЭС.425210.058 ФО и паспорта РЭС.425210.058 ПС.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект АИИС входят технические средства и документация, указанные в таблице 3.  
Таблица 3

Технические средства ИИК ТИ	
Технические средства ИИК ТИ и ИВК в соответствии с таблицей 1	
Связующие компоненты	
Модем Zyxel U-336S	2
GSM модем Siemens	5
Преобразователь интерфейсов Моха NPort 5250	8
Преобразователь интерфейсов Моха IMC-101-S-SC-T	6
Преобразователь интерфейсов Моха TCC100	1
Документация	
РЭС.425210.058 ФО «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт». Формуляр»	1
РЭС.425210.058 ПС «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт». Паспорт»	1
РЭС.425210.058 Д1 «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт». Методика проверки»	1

## ПОВЕРКА

Поверка АИИС проводится в соответствии с методикой поверки РЭС.425210.058 Д1 «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ СНИИМ в июле 2009 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У-01, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-5».

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке: измерительные трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки», измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки», счетчики электрической энергии МТ – в соответствии с документом «Счетчики статические трехфазные переменного тока активной и реактивной энергии МТ. Методика поверки», устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» и программно-технический комплекс «ЭКОМ» - в соответствии с документом МП 26-262-99.

## НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

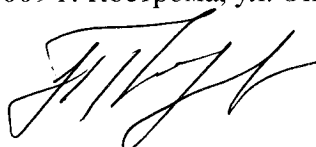
ГОСТ Р 8.596-2002	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения
ГОСТ Р 52323-05	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S
ГОСТ Р 52425-2005	Аппаратура для измерения 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
РЭС.425210.058	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «КМА-Энергосбыт». Технорабочий проект

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт», зав. № 1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ:** ЗАО «ЭнергоМир» 156009 г. Кострома, ул. Энергетиков, д.1

Технический директор ЗАО «ЭнергоМир»

 В. В. Ткаченко