

СОГЛАСОВАНО

Зам. директора ФБУ «Воронежский ЦСМ»
по метрологии, руководитель ГЦИ СИ

В.Т. Лепехин

« 15 07 2009 г.

м.п.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Гофротара»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>41418-09</u>
--	---

Изготовлена ООО «Энергобаланс-Центр» филиал в Белгородской области по проектной документации ООО «Энергобаланс-Центр» филиал в Белгородской области
Заводской номер 01

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Гофротара» (далее – АИИС) предназначена для эффективного автоматизированного коммерческого учета электроэнергии (мощности) в ООО «Гофротара», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), ОАО «АТС», «СО-ЦДУ «ЕЭС» и др. (далее – внешние пользователи).

ОПИСАНИЕ

Функции АИИС. АИИС представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной 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 (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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. (В счетчике осуществляется умножение на коэффициенты трансформации).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 поступает на вход УСПД, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам сотовой связи через GSM-модем в ИВК. ИВК предназначен для обеспечения выполнения задач автоматического сбора, диагностики, обработки и хранения информации об измеренной электроэнергии, а также обеспечения интерфейсов доступа к информации. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet (основной канал связи) и GSM- модем (резервный канал связи), отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов 51070 и 80020 в формате XML. В качестве

Состав. АИИС состоит из 3 уровней

1-й уровень – уровень 3 измерительно-информационных точек учета (ИИК ТУ) содержит в своем составе:

измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа НАМИТ 10(6), НТМИ-6 класса точности (КТ) 0,5;

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа ТПЛ-10У3 КТ 0,5;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии с цифровыми выходными интерфейсами RS485 (счетчики) для измерения активной энергии типы ЕвроАльфа (EA05RL-B-3) и Альфа 1800 (A1805RALQ-P4GB-DW-4) по ГОСТ Р 52323-2005, для измерения реактивной энергии типы ЕвроАльфа (EA05RL-B-3) по ГОСТ 26035-83 и Альфа 1800 (A1805RALQ-P4GB-DW-4) по ГОСТ Р 52425-2005; КТ 0,5s/1,0;

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) содержит в своем составе:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325-E1-512-M4-B4-G - проектно-компонованный, модульный, IBM PC-совместимый промышленный компьютер.
- коммуникационное и модемное оборудование (преобразователь интерфейса RS-485/RS-232; линии связи с использованием терминалов сотовой связи GSM-модемы);
- устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключенное к УСПД по интерфейсу RS232, выполненное на основе GPS приемника 35HVS;
- цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи (источник бесперебойного питания APC SC Smart Power-URS 1000 VA);

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе:

- компьютер в серверном исполнении (SR 1500ALR/E5205/3*250GB RE/2G/DVDRW/BASICRAIL);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации ООО «Гофротара»;
- автоматизированное рабочее место (АРМ);
- цепи и устройства питания сервера (источник бесперебойного питания 500VA);
- коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, GSM-модем);
- канал связи с провайдером;
- программные средства, приведенные в таблице 1:

Таблица 1- Перечень программных средств

Программное обеспечение (ПО) Компоненты ИК	Системное	Пользовательское	Прикладное ПО
Счётчики электрической энергии	ПО разработки ООО «Elster Metronica»	-	
УСПД на RTU-325	ПО разработки ООО «Elster Metronica»	-	ПО из состава ПО «Альфа Центр РЕ»: ПО «Альфа Центр Коммуникатор», ПО «Альфа Центр L», ПО «Терминал ZOC»
Сервер баз данных	Windows Server 2003	СУБД Oracle	ПО «Альфа Центр РЕ» (компоненты ПО: коммуникационное, расчетное, сервера баз данных и приложений, клиентское)
АРМ	Windows XP Pro, системный модуль ПО Альфа Центр – Клиент.	MS Office 2003	ПО «Альфа Центр РЕ» (ПО «нижнего уровня» - для RTU-325, ПО для счетчиков, ПО «верхнего уровня» - ПО «Альфа Центр – клиент», ПО «Альфа Центр Коммуникатор»)
УССВ	ПО разработки ООО «Elster Metronica»		ПО «Альфа Центр Коммуникатор» ПО «Терминал ZOC»
ИВМ-совместимый переносной компьютер			ПО «Альфа Центр Лаптор», ПО для конфигурирования ПО «AlphaPlus W1.8»

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС синхронизация времени производится от эталона, в качестве которого выступает GPS. В качестве приемника сигналов используется GPS35-HVS. .

УСПД, с периодом в 1 ч, выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УССВ было не более ± 2 с.

От УСПД синхронизируются внутренние часы счетчиков 1 раз в сутки при опросе по интерфейсу RS485. В случае, если расхождение времени счетчиков и УСПД составляет более ± 2 с, производится коррекция времени счетчиков.

Системное время ИВК синхронизируется со временем УСПД при его опросе 1 раз в 30 мин. Допустимое рассогласование времени составляет ± 2 с, при превышении которого производится коррекция времени.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах с точностью не хуже ± 5 с.

Организация защиты от несанкционированного доступа. В АИИС предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков, информационных цепей.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Технические характеристики АИИС приведены в таблицах 2 и 3, которые содержат перечень измерительных каналов АИИС указанием наименования присоединений, измерительных компонентов и их метрологических характеристик.

В таблице 4 приведены метрологические характеристики ИК АИИС. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 2 – Перечень ИК АИИС и их состав

Канал измерений		Средство измерений				Ктт ·Ктн ·Ксч	Наименование, измеряемой величины					
№ ИК, код НП АТС	Наименование объекта учета диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер							
1	2	3	4		5	6	7					
	ООО «Гофротара»		Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая бытовая компания» для энергоснабжения ООО «Гофротара»		01		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время					
1	ПС 110 «Белгород-2» 6 кВ, яч. 46 Гофротара	37288-08	УСПД RTU-325	2093	1		Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время Ток первичный, I_1					
								ТТ	КТтт = 0,5 Ктт = 300/5 № 1276-59	A	ТПЛ 10 УЗ	4833
										B	-	-
		C	ТПЛ 10 УЗ	4750								
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 №16687-07	A	НАМИТ 10(6)			1652				
				B	НАМИТ 10(6)			1652				
				C	НАМИТ 10(6)			1652				
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 3600 №16666-97 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ЕА05RL-B-3				01148180				
2	ПС 110 «Белгород-2» 6 кВ, яч. 47 Гофротара	ТТ	КТтт = 0,5 Ктт = 300/5 № 1276-59	A	ТПЛ 10 УЗ	5620	1	Ток первичный, I_1 Напряжение первичное, U_1 Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время				
				B	-	-						
				C	ТПЛ 10 УЗ	6873						
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 №16687-07	A	НАМИТ 10(6)	1652						
				B	НАМИТ 10(6)	1652						
				C	НАМИТ 10(6)	1652						
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 3600 №16666-07 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	ЕА05RL-B-3		01148196						
3	ЦРП «Новатор» 6 кВ, яч. 10 ЦРП «Новатор»	ТТ	КТтт = 0,5 Ктт = 150/5 № 1276-59	A	ТПЛ 10 УЗ	7160	1	Ток первичный, I_1 Напряжение первичное, U_1 Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q Календарное время				
				B	-	-						
				C	ТПЛ 10 УЗ	7168						
		ТН	КТтн = 0,5 Ктн = 6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6	АХ8К.АХКА						
				B	НТМИ-6	АХ8К.АХКА						
				C	НТМИ-6	АХ8К.АХКА						
		Счетчик	КТсч = 0,5S/1,0 Ксч = 1800 № 31857-06 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	А1805RALQ-P4GB-DW-4		01196022						

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 3- Технические характеристики АИИС

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
1	2	3
Количество ИК коммерческого учета.	3	-
Номинальное напряжение на вводах системы, В	6000/100	ИК 1, 2, 3
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	300/5 150/5	ИК 1, 2 ИК № 3
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2=0,8_{инд}$), В·А	10	ИК № 1, 2
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2=0,8_{инд}$), В·А	150 75	ИК № 1, 2 ИК № 3

Таблица 4- Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной (реактивной) ($\delta_{WP} / \delta_{WQ}$) электроэнергии (мощности) для реальных условий¹ эксплуатации АИИС при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{WP} \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение $\cos \varphi$	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					$5\% \leq I/I_n < 20\%$ $W_{P5\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	$20\% \leq I/I_n < 100\%$ $W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	$100\% \leq I/I_n < 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
1, 2, 3	0,5	0,5	0,5 ⁴	1,0	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
				0,8	$\pm 3,0$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
				0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,3$	$\pm 2,6$
$\delta_{WQ} \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	для диапазонов	для диапазонов	для диапазонов
					$5\% \leq I/I_n < 20\%$ $W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	$20\% \leq I/I_n < 100\%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	$100\% \leq I/I_n < 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
3	0,5	0,5	1,0 ⁵	0,8(0,6)	$\pm 4,8$	$\pm 2,8$	$\pm 2,2$
				0,5(0,87)	$\pm 3,2$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$
1, 2	0,5	0,5	1,0 ⁶	0,8(0,6)	$\pm 6,1$	$\pm 5,0$	$\pm 4,7$
				0,5(0,87)	$\pm 4,9$	$\pm 4,6$	$\pm 4,5$

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки, с/сут ± 5

УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КОМПОНЕНТОВ ИК АИИС соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной энергии ЕвроАльфа и Альфа 1800 по ГОСТ Р 52323-2005, для измерения реактивной энергии типы ЕвроАльфа по ГОСТ 26035-83 и Альфа 1800 по ГОСТ Р 52425-2005; ДЯИМ.411152.003 15ПС и ДЯИМ.411152.003 20ПС;
- УСПД RTU-325-325 по ДЯИМ.466215.001РЭ

¹ Под реальными условиями эксплуатации понимаются условия конкретного применения СИ, составляющие часть или, в частном случае, совпадающие с рабочими условиями, регламентированными в НД на СИ.

² I/I_n – значение первичного тока в сети в % от номинального

³ W_{P5%}(W_{Q5%}) - W_{P120%}(W_{Q120%}) - значения электроэнергии при I/I_n = 5 - 120%

⁴ Статические счетчики активной энергии переменного тока по ГОСТ Р 52323-2005

⁵ Статические счетчики реактивной энергии переменного тока по ГОСТ 26035-83

⁶ Статические счетчики реактивной энергии переменного тока по ГОСТ Р 52425-2005

Таблица 5 - Условия эксплуатации АИИС

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала			
	Счетчики	ТТ	ТН	УСПД
Компоненты ИК АИИС				
Сила переменного тока, А	$I_{2 \text{ мин}} - I_{2 \text{ макс}}$	$I_{1 \text{ мин}} - 1,2 I_{1 \text{ ном}}$	-	-
Напряжение переменного тока, В	$0,9 U_{2 \text{ ном}} - 1,1 U_{2 \text{ ном}}$	-	$0,9 U_{1 \text{ ном}} - 1,1 U_{1 \text{ ном}}$	85 - 264
Коэффициент мощности (cos φ)	$0,5_{\text{инд}} - 1,0 - 0,8_{\text{эск}}$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	$0,8_{\text{инд}} - 1,0$	-
Частота, Гц	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5	-
Температура окружающего воздуха, °С				
- По ЭД	От минус 40 до плюс 70	От минус 50 до плюс 45	От минус 50 до плюс 45	От 0 до плюс 70
- Реальные	От 7 до 33	От 7 до 33	От 7 до 33	От 7 до 33
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	-	-	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$	-	$0,25 S_{2 \text{ ном}} - 1,0 S_{2 \text{ ном}}$	-	-
Мощность нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$)	-	-	$0,25 S_{\text{ ном}} - 1,0 S_{\text{ ном}}$	-

НАДЕЖНОСТЬ ПРИМЕНЯЕМЫХ В АИИС КОМПОНЕНТОВ

Параметры надежности средств измерений АИИС: трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД

Компоненты АИИС:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	2190000-
Трансформаторы напряжения	219000
Электросчетчики ЕвроАльфа	80000
УСПД RTU-325	100000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM Siemens TC-35i и коммуникационное и модемное оборудование	50000
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	50000
Сервер	20000
	Срок службы, лет:
Трансформаторы напряжения, тока;	30
Электросчетчики ЕвроАльфа	30
УСПД RTU-325	30
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	24
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД;
- резервирование каналов связи: на уровне ИИК-ИВК, ИВКЭ-ИВК; информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
- мониторинг состояния АИИС;
- удалённый доступ;
- возможность съёма информации со счётчика автономным способом
- визуальный контроль информации на счётчике

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере)
- в журнале УСПД;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- УСПД;
- сервера;

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации

Глубина хранения информации в счетчиках и УСПД не менее 45 суток, на сервере не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС определяется проектной документацией на систему (шифр ЭБЦ.425210.015 П2)

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

ПОВЕРКА

Поверку производят в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Гофротара». Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в июле 2009 г., входит в комплект документации на систему.

Таблица 5-Основные и вспомогательные СИ, применяемые при поверке АИИС

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	Цель использования
1	2	3	4
1.Термометр	ТП 22	ЦД 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление 80-106 кПа Отн. погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4. Миллитесламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %	Измерение напряженности магнитного поля
5.Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ 0,2 (напряжение гармоник)	Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение 0-460 В Ток 0-6 А Частота 45-65 Гц Фазовый угол от минус 180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 ВА; ПГ ±0,003 ВА 19,99 ВА; ПГ ±0,03 ВА 199,9 ВА ПГ ±0,3 ВА	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР-1		Использование сигнала точного времени

1	2	3	4
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., ЦД 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов
10. Переносной компьютер ПК			Для непосредственного считывания информации со счетчиков
11. Оптический преобразователь	АЕ1		Преобразователь сигналов для считывания информации со счетчиков через оптический порт
12 ПО Альфа Центр			Тестовые файлы, пусконаладочные, настроечные для диагностических работ по проверке функционирования счетчиков, УСПД, АИИС в целом.

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ

Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и (или) по ГОСТ 8.216-88.

Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ЕвроАльфа по методике поверки ДЯИМ.411152.003 РЭ1.

Средства поверки УСПД RTU-325 по методике поверке ДЯИМ.466453.005 МП

Межповерочный интервал 4 года.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

ГОСТ Р52323-2005. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)

ГОСТ Р52425-2005. Статические счетчики ватт-часов реактивной энергии переменного тока

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные

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

ГОСТ Р 8.596-2002 "Метрологическое обеспечение измерительных систем".

МИ 2439-97.ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля.

Рабочий проект «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Гофротара» шифр ЭБЦ.425210.015 П2

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип Системы автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ООО «Гофротара», заводской номер 01, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «Энергобаланс-Центр»

Филиал в Белгородской области

308001, г. Белгород, 1-й Первомайский переулок, д. 1-А

Тел/факс 8(4722) 24-55-59, факс 24-

Директор ООО «Энергобаланс-Центр»

Филиала в Белгородской обла



А.В. Репников