

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Эфко»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Эфко» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям ОАО «Эфко», 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 средства измерений

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

АИИС КУЭ 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 КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (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. (Умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в счетчиках).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS 485 по проводным линиям связи поступает на вход УСПД, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам передачи данных. 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.

АИИС КУЭ состоит из 3 уровней

1-й уровень – измерительно-информационные точки учета в составе:

- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типа НАМИ-10, НАМИТ-10, НАМИ-35, ЗНОЛП, НОЛ-СЭЩ-10 класса точности (КТ) 0,5;
- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типа GIF-40,5, ТПОЛ-10, ТОЛ- СЭЩ-10, ТОЛ-35, ТОЛ-10-І, ТПК-10 КТ 0,5 и 05S;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) типа ПСЧ-4ТМ.05М КТ 0,5S.

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

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа УСПД RTU-325-E1-512-M3-B4-G.
- 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 35-HVS;
- цепи и устройства питания для УСПД и терминала сотовой связи;

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

- компьютер в серверном исполнении (сервер опроса и SQL-сервер);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- автоматизированное рабочее место (АРМ);
- цепи и устройства питания сервера (UPS);
- коммуникационное оборудование для обмена данными со счетчиками (интерфейс RS-485/RS-232, ZyXEL U-336E Plus, GSM-модемы Cinterion MC-35i);

Измерительно-информационные точки учета, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

**Программное обеспечение:**  
Специализированное ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	12.01.01.01	24dc80532f6d9391dc47f5dd7aa5df37	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		783e1ab6f99a5a7ce4c6639bf7ea7d35	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		7e92d1506419b2f78e55d5908bd7e34e	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		dcaed6743d0b6c37d48deda064141f9e	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Программное обеспечение имеет уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС КУЭ синхронизация часов производится от эталона, в качестве которого выступает GPS приемник.

УСПД, с периодом в 30 мин., выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УССВ было не более  $\pm 1$  с.

От УСПД синхронизируются внутренние часы счетчиков 8 раз в сутки при опросе по GSM связи каждые 3 часа. В случае расхождения часов счетчиков и УСПД более чем  $\pm 1$  с, производится коррекция часов счетчиков.

Часы ИВК синхронизируется с часами УСПД при его опросе 1 раз в 30 мин. Допустимое рассогласование часов составляет  $\pm 1$  с, при превышении которого производится коррекция времени.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более  $\pm 5$  с/сут.

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

**Метрологические и технические характеристики**

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологических характеристик с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 2 – Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики.

Канал измерений		Средство измерений				Ктг/ Ктн/ Ксч	Наименование, измеряемой величины					
№ ИК, код 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					
1	ОРУ-35 кВ ПС «Алексеевка- районная» 110 ВЛ – 35 кВ. ЭФКО-1	37288-08	УСПД RTU-325		004743	7000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время					
							ТТ	КТ=0,5S Ктт= 100/5 № 21256-07	A	ТОЛ-35	798	Ток первичный $I_1$
									B	ТОЛ-35	788	
		C	ТОЛ-35	787								
		ТН	КТ=0,5 Ктн=35000/100 № 19813-05	A	НАМИ-35		313	Напряжение первичное $U_1$				
				B	НАМИ-35		313					
				C	НАМИ-35		313					
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М	612080490		Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время					
		2	ОРУ-35 кВ ПС «Алексеевка- районная» 110 ВЛ – 35 кВ. ЭФКО-2	37288-08	УСПД RTU-325		004743	7000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время			
									ТТ	КТ=0,5S Ктт= 100/5 № 30368-10	A	GIF-40,5
B	GIF-40,5										06/30334938	
C	GIF-40,5			06/30334939								
ТН	КТ=0,5 Ктн=35000/100 № 19813-05			A	НАМИ-35	280	Напряжение первичное $U_1$					
				B	НАМИ-35	280						
				C	НАМИ-35	280						
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=7000 № 36355-07			ПСЧ-4ТМ.05М	612080398	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время						
3	ЗРУ-10 кВ ПС «Алексеевка- районная» 110 КЛ-10 кВ № 10			37288-08	УСПД RTU-325		004743		8000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время		
										ТТ	КТ=0,5S Ктт= 400/5 № 32139-06	A
		B	ТОЛ-СЭЩ-10					11950-09				
		C	ТОЛ-СЭЩ-10	11939-09								
		ТН	КТ=0,5 Ктн=10000/100 № 35955-07	A	НОЛ-СЭЩ-10	00830-09	Напряжение первичное $U_1$					
				B	НОЛ-СЭЩ-10	00831-09						
				C	НОЛ-СЭЩ-10	00832-09						
		Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М	612080405	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время						

4	ЗРУ-10 кВ ПС «Алексеевка- районная» 110 КЛ-10 кВ № 15	37288-08		УСПД RTU-325		004743	8000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
		ТТ	КТ=0,5S К <sub>ТТ</sub> = 400/5 № 32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	12266-09		Ток первичный $I_1$
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	12267-09		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	12265-09		
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 35955-07	A	НОЛ-СЭЩ-10	00713-09		Напряжение первичное $U_1$
				B	НОЛ-СЭЩ-10	00712-09		
				C	НОЛ-СЭЩ-10	00714-09		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		608090318	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время			
5	ЗРУ 10 кВ ЦРП-1 10 кВ КЛ 10 кВ № 4	37288-08		УСПД RTU-325		004743	6000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
		ТТ	КТ=0,5 К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 22944-07	A	ТПК-10	00379		Ток первичный $I_1$
				B	-			
				C	ТПК-10	02192		
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10	439		Напряжение первичное $U_1$
				B	НАМИ-10	439		
				C	НАМИ-10	439		
Счетчи	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		612080517	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время			
6	ЗРУ 10 кВ ЦРП-1 10 кВ КЛ 10 кВ № 11	37288-08		УСПД RTU-325		004743	6000	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
		ТТ	КТ=0,5 К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	9042		Ток первичный $I_1$
				B	-			
				C	ТПОЛ-10	9043		
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/100 № 16687-02	A	НАМИТ-10	1278		Напряжение первичное $U_1$
				B	НАМИТ-10	1278		
				C	НАМИТ-10	1278		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		612080433	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время			
7	ПКУ на опоре №9/2 ВЛ 10 кВ № 4 ПС 110/35/10кВ Алексеевка	37288-08		УСПД RTU-325		004743	400	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
		ТТ	КТ=0,5 К <sub>ТТ</sub> = 20/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	20156		Ток первичный $I_1$
				B	-	-		
				C	ТОЛ-10-I	20295		
		ТН	КТ=0,5 К <sub>ТН</sub> =10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ № 23544-07	A	ЗНОЛП	1007657		Напряжение первичное $U_1$
				B	ЗНОЛП	1007658		
				C	ЗНОЛП	1007582		
Счетчик	КТ=0,5S Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		609110481	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время			

КТ – класс точности средства измерений.

Ксч – коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

Ктт – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ, ТН, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть

Таблица 3- Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (активная, реактивная ( $\delta_{WP} / \delta_{WQ}$ ) электроэнергия (мощность) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$\delta_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>Сч</sub>	Значени е cos φ	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					5% ≤ I/In < 20%	20% ≤ I/In < 100%	100% ≤ I/In ≤ 120%
					$W_{P5\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	$W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	$W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
1-4	0,5s	0,5	0,5s	1,0	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
				0,8	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
				0,5	$\pm 3,6$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$
5-7	0,5	0,5	0,5s	1,0	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
				0,8	$\pm 3,3$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
				0,5	$\pm 5,8$	$\pm 3,6$	$\pm 3,0$
$\delta_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ <sub>ТТ</sub>	КТ <sub>ТН</sub>	КТ <sub>Сч</sub>	Значение cos φ	для диапазонов	для диапазонов	для диапазонов
					5% ≤ I/In < 20%	20% ≤ I/In < 100%	100% ≤ I/In ≤ 120%
					$W_{Q5\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	$W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	$W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
1-4	0,5s	0,5	1,0	0,8	$\pm 4,4$	$\pm 3,0$	$\pm 2,9$
				0,5	$\pm 3,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,5$
5-7	0,5	0,5	1,0	0,8	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,9$
				0,5	$\pm 4,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$

I/In – значение первичного тока в сети в процентах от номинального

$W_{P5\%}(W_{Q5\%}) - W_{P120\%}(W_{Q120\%})$  - значения электроэнергии при соотношении I/In равном от 5 до 120 %

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ 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 и реактивной энергии ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД.
- УСПД RTU-325 по ДЯИМ.466215.001РЭ

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

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
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	–	–
Напряжение переменного тока, В	от $0,8U_{2\text{ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ном}}$	–	от $0,9U_{1\text{ном}}$ до $1,1U_{1\text{ном}}$	от 85 до 264
Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	$0,5_{\text{инд}}$ ; $1,0$ ; $0,8_{\text{смк}}$	$0,8_{\text{инд}}$ ; $1,0$	$0,8_{\text{инд}}$ ; $1,0$	–
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	–
Температура окружающего воздуха, °С - По ЭД  - Реальные	от минус 40 до плюс 55  от минус 15 до плюс 25	от минус 40 до плюс 55  от минус 15 до плюс 25	от минус 40 до плюс 55  от минус 15 до плюс 25	от 0 до плюс 70  от 7 до 33
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	–	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{\text{инд}}$ )	–	от $0,25S_{2\text{ном}}$ до $1,0S_{2\text{ном}}$	–	–

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

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

Компоненты АИИС:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	1000000
Трансформаторы напряжения	1000000
Счетчики электроэнергии	90000
УСПД RTU-325	100000
ИБП APC SC Smart Power-URS 1000 VA	35000
Модем GSM Cinterion TC-35i и коммуникационное оборудование	50000
Устройство синхронизации системного времени УССВ	50000
Сервер	20000
	Срок службы, лет:
Трансформаторы тока;	30
Трансформаторы напряжения	30
Счетчики электроэнергии;	30
УСПД RTU-325	30
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	24
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС КУЭ 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 КУЭ;
- удалённый доступ;
- возможность съёма информации со счётчика автономным способом;
- визуальный контроль информации на счётчике.

Регистрация событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере).

Защищенность применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервере.

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 КУЭ.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 2.

В комплект поставки также входит:

- формуляр-паспорт ПСК.2012.01.АСКУЭ.31.ФП
- руководство пользователя ЭБЦ.425210.012П2;
- инструкции по формированию и ведению базы данных;
- инструкции по эксплуатации комплекса технических средств;
- руководство по эксплуатации счётчиков;
- паспорт на счётчики;
- руководство по эксплуатации УСПД RTU-325;
- формуляр УСПД RTU-325;
- методика поверки.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 50765-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Эфко». Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Воронежский ЦСМ» в 2012 г., входит в комплект документации на систему.

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

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 от 80 до 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 от 0 до 460 В Ток от 0 до 6 А Частота от 45 до 65 Гц Фазовый угол от минус180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; ПГ ±0,003 В·А 19,99 В·А; ПГ ±0,03 В·А 199,9 В·А ПГ ±0,3 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиочасы	МИР РЧ-01		Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	От 0 до 30 мин., ЦД 0,1 с	Определение хода часов

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ  
Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.  
Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88.  
Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1.  
Средства поверки УСПД RTU-325 по методике поверки ДЯИМ.466453.005 МП

### Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений регламентирована в документе «Учет электроэнергии и мощности на энергообъектах. Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Эфко». Свидетельство об аттестации № 34/12-01.00272-2012 от 29.05.2012 г.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Первая сбытовая компания» для энергоснабжения ОАО «Эфко»

ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем».  
ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».  
ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».  
ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S».

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

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Заявитель**

ОАО «Эфко»

Адрес: 309850, г. Алексеевка Белгородской обл. ул. Фрунзе, 2

Тел. 8 (47234) 3-25-22

**Изготовитель**

ОАО «Первая сбытовая компания»

Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37

Тел/факс 8 (4722) 30-45-86, факс (4722) 58-15-02

**Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2. Тел./факс 8 (473) 220-77-29

Регистрационный номер 30061-10

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.

