

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ОАО «ЭФКО»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии 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 и мощности (ОРЭМ).

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи тока и напряжения, многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS-485 для измерения активной и реактивной энергии;

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) обеспечивает синхронизацию шкалы времени ИВК, сбор информации (результаты измерений, журнал событий), обработку данных и их архивирование, хранение информации в базе данных, доступ к информации и ее передачу в организации-участники ОРЭМ.

ИВК включает в себя: сервер коммуникационных, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени (УССВ); автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Каналы связи между измерительно-информационными точками учета и ИВК образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

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 сервере ИВК АИИС КУЭ).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS-485 поступает через GSM модемы в ИВК, 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 в формате XML 51070 и 80020.

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

ИБК, с периодом в 30 мин, выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УССВ было не более ± 1 с.

От ИБК синхронизируются внутренние часы счетчиков 1 раз в сутки при опросе по GSM связи. В случае расхождения часов счетчиков и ИБК более чем на ± 1 с, производится коррекция часов счетчиков.

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

Программное обеспечение

Специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» установлено на сервере.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07.03
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа - планировщик опроса и передачи данных Amrserver.exe	434b3cd629aabee2c888321c997356b2
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe	fc1ec6f4a4af313a00efb3af4b5e8602
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe	0c5fc70674f0d1608352431e9dd3c85d
Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	234b8084f22314cc2c22841cf6e42f40
Библиотека шифрования пароля счетчиков encryptdll.dll	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd

ПО ИК АИИС КУЭ, не влияет на метрологические характеристики указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

В таблице 2 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Таблица 2 - Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики

Канал измерений		Средство измерений					К _{ТТ} К _{ТН} К _{сч} = Красч.	Наименование, измеряемой величины
№ ИК	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	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка, ОРУ 35 кВ, Зсш, ВЛ 35 кВ Алексеевка- ЭФКО №1	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 21256-07	А	ТОЛ-35	798	7000	Ток первичный I
				В	ТОЛ-35	788		
				С	ТОЛ-35	787		
		ТН	КТ _{ТН} =0.5 К _{ТН} =35000/ 100 № 19813-05	А	НАМИ-35- УХЛ1	280		Напряжение первичное U
				В	НАМИ-35- УХЛ1	280		
				С	НАМИ-35- УХЛ1	280		
		Счетчик	КТсч=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ- 4ТМ.05.04		0612080490		Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ Календарное время
		2	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка, ОРУ 35 кВ, 1сш, КЛ 35 кВ Алексеевка- ЭФКО №2	ТТ	КТ _{ТТ} =0.5 К _{ТТ} =300/5 № 17662-98	А	ТФМ-35- II	1703
В	ТФМ-35- II					1707		
С	ТФМ-35- II					1706		
ТН	КТ _{ТН} =0.5 К _{ТН} =35000/ 100 № 19813-05			А	НАМИ-35- УХЛ1	313		Напряжение первичное U
				В	НАМИ-35- УХЛ1	313		
				С	НАМИ-35- УХЛ1	313		
Счетчик	КТсч=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07			ПСЧ-4ТМ.05М		0612080398		Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ Календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4	5	6	7
3	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ, яч.7, КЛ 10 кВ №10	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 32139-06	А	ТОЛ СЭЩ-10-21	11957-09	8000	Ток первичный I
				В	ТОЛ СЭЩ-10-21	11950-09		
				С	ТОЛ СЭЩ-10-21	11939-09		
		ТН	КТ _{ТН} =0.5 К _{ТН} =10000/ 100 № 35955-07	А	НОЛ-СЭЩ-10 У2	00830-09		Напряжение первичное U
				В	НОЛ-СЭЩ-10 У2	00831-09		
				С	НОЛ-СЭЩ-10 У2	00832-09		
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1 К _{сч} =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05.04		0612080405		Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время
4	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка, ЗРУ 10 кВ, 3 СШ, яч.23, КЛ 10 кВ №15	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5S К _{ТТ} = 400/5 № 32139-06	А	ТОЛ СЭЩ-10-21	12266-09	8000	Ток первичный I
				В	ТОЛ СЭЩ-10-21	12267-09		
				С	ТОЛ СЭЩ-10-21	12265-09		
		ТН	КТ _{ТН} =0.5 К _{ТН} =10000/ 100 № 35955-07	А	НОЛ-СЭЩ-10 У2	00713-09		Напряжение первичное U
				В	НОЛ-СЭЩ-10 У2	00712-09		
				С	НОЛ-СЭЩ-10 У2	00714-09		
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1 К _{сч} =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0608090318		Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время
5	ЦРП-1 10 кВ, ЗРУ 10 кВ, 1 сш, яч. №5, КЛ 10 кВ №4	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 22944-07	А	ТПК-10	02197	6000	Ток первичный I
				В	-	-		
				С	ТПК-10	00379		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 К _{ТН} =10000/ 100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ-2	439		Напряжение первичное U
				В	НАМИ-10-95 УХЛ-2	439		
				С	НАМИ-10-95 УХЛ-2	439		
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1 К _{сч} =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0612080517		Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4	5	6	7
6	ЦРП-1 10 кВ, ЗРУ 10 кВ, 3 сш, яч. №22, КЛ 10 кВ №11	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5 КТ _{ТТ} = 300/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10-У3	9042	6000	Ток первичный I
				В	-	-		
				С	ТПОЛ-10-У3	9043		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 КТ _{ТН} =10000/ 100 № 16687-02	А	НАМИТ-10-95 УХЛ-2	1278		Напряжение первичное U
				В	НАМИТ-10-95 УХЛ-2	1278		
				С	НАМИТ-10-95 УХЛ-2	1278		
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1 К _{сч} =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0612080433		Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ Календарное время
7	Пункт коммерческого учёта на опоре №9/2 ВЛ 10 кВ № 4 ПС 110/35/10кВ Алексеевка, Отпайка к КТП-10/0,4 кВ "Хранилище"	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5 КТ _{ТТ} = 20/5 № 15128-07	А	ТОЛ-10-І-2У2	20156	400	Ток первичный I
				В	-	-		
				С	ТОЛ-10-І-2У2	20295		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 КТ _{ТН} =10000/ 100 № 23544-07	А	ЗНОЛП-10У2	1007657		Напряжение первичное U
				В	ЗНОЛП-10У2	1007658		
				С	ЗНОЛП-10У2	1007582		
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1 К _{сч} =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0609110481		Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ Календарное время
8	ПС 110/35/10 кВ Алексеевка, ОРУ 35 кВ, 2сш, КЛ 35 кВ Алексеевка- ЭФКО №3	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5 КТ _{ТТ} = 200/5 №13158-04	А	ТВЭ-35	171-173	1400 0	Ток первичный I
				В	-	-		
				С	ТВЭ-35	172-174		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 КТ _{ТН} =35000/ 100 № 19813-05	А	НАМИ-35- УХЛ1	292		Напряжение первичное U
				В	НАМИ-35- УХЛ1	292		
				С	НАМИ-35- УХЛ1	292		
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1 К _{сч} =1 № 36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М		0612080503		Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ Календарное время

КТ - класс точности средства измерений.

К_{сч} - коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

К_{тт} - коэффициент трансформации трансформатора тока.

К_{тн} - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Примечание - Допускается замена счетчиков, ТТ и ТН 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 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ $d_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	Значение $\cos j$	для диапазона 1(5) % $\frac{EI}{I_{НОМ}} < 20 \%$ $W_{P1(5)\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	для диапазона 20 % $\frac{EI}{I_{НОМ}} < 100 \%$ $W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	для диапазона 100% $\frac{EI}{I_{НОМ}} \leq 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
$d_{WP}, \%$							
1,2 5,6,7,8	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	$\pm 5,8$	$\pm 3,6$	$\pm 3,0$
Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении реактивной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ $d_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	Значение $\cos j$ ($\sin j$)	для диапазона 1(5) % $\frac{EI}{I_{НОМ}} < 20 \%$ $W_{Q1(5)\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	для диапазона 20 % $\frac{EI}{I_{НОМ}} < 100 \%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	для диапазона 100% $\frac{EI}{I_{НОМ}} \leq 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
1,2 5,6,7,8	0,5	0,5	1	0,8	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,9$
				0,5	$\pm 4,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$
Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении активной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ $d_{WP}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	Значение $\cos j$	для диапазона 1(5) % $\frac{EI}{I_{НОМ}} < 20 \%$ $W_{P1(5)\%} \leq W_P < W_{P20\%}$	для диапазона 20 % $\frac{EI}{I_{НОМ}} < 100 \%$ $W_{P20\%} \leq W_P < W_{P100\%}$	для диапазона 100% $\frac{EI}{I_{НОМ}} \leq 120\%$ $W_{P100\%} \leq W_P \leq W_{P120\%}$
3,4	0,5s	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	$\pm 5,8$	$\pm 3,6$	$\pm 3,0$
Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении реактивной электрической энергии для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ $d_{WQ}, \%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{Сч}	Значение $\cos j$ ($\sin j$)	для диапазона 1(5) % $\frac{EI}{I_{НОМ}} < 20 \%$ $W_{Q1(5)\%} \leq W_Q < W_{Q20\%}$	для диапазона 20 % $\frac{EI}{I_{НОМ}} < 100 \%$ $W_{Q20\%} \leq W_Q < W_{Q100\%}$	для диапазона 100% $\frac{EI}{I_{НОМ}} \leq 120\%$ $W_{Q100\%} \leq W_Q \leq W_{Q120\%}$
3,4	0,5s	0,5	1	0,8	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,9$
				0,5	$\pm 4,1$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$

I/I_n - значение первичного тока в сети в процентах от номинального
 $W_{P1(5)\%} (W_{Q1(5)\%}) - W_{P120\%} (W_{Q120\%})$ - значения электроэнергии при соотношении I/I_n равном от 1(5) до 120 %

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005 и ЭД.

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы рабочих условий применения СИ для измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	ТН
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 $0,8 U_{2\text{ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ном}}$	-	от $0,9 U_{1\text{ном}}$ до $1,1 U_{1\text{ном}}$

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы рабочих условий применения СИ для измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	ТН
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	0,5 _{инд} ; 1,0; 0,8 _{емк}	0,8 _{инд} ; 1,0	0,8 _{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 по ЭД, °С	от - 40 до + 60	от - 40 до + 55	от - 50 до + 45
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	-	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos j_2 = 0,8$ инд)	-	от 0,25S _{2ном} до 1,0S _{2ном}	-
Мощность вторичной нагрузки ТН (при $\cos j_2 = 0,8$ инд)	-	-	от 0,25S _{2ном} до 1,0S _{2ном}

Таблица 5 - Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ

Компоненты АИИС КУЭ:	Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:
Трансформаторы тока	4 000 000
Трансформаторы напряжения	4 400 000
Счетчик электроэнергии	140 000
ИБП APC Smart-URS 2200 VA	35000
Модем GSM и коммуникационное оборудование	50000
Сервер	50000
Трансформаторы тока	Срок службы, лет:
Трансформаторы напряжения	30
Счетчики электроэнергии	30
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС КУЭ при отказе не более 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи на уровне ИИК-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;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

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

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ указана в таблице 2.

В комплект поставки также входит:

- формуляр-паспорт ПСК.2015.03.АСКУЭ.31-ПФ;
- технорабочий проект ПСК.2015.03.АСКУЭ.31 -ТРП;
- руководства по эксплуатации на счётчики: ИЛГШ.411152.146 РЭ;
- паспорта на счётчики: 411152.146 ФО;
- Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ЭФКО» Методика поверки.

Поверка

осуществляется по документу МП 67212-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «ЭФКО». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Воронежский ЦСМ» 11 ноября 2016 г.

Таблица 5 - Основные средства поверки

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	Тип	Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)	
1.Термометр	ТП 22 (рег № 2851-72)	ЦД 1 °С в диапазоне от - 30 до + 50 °С	
2. Барометр-анероид	БАММ 1 (рег № 5738-76)	Атм. давление от 80 до 106 кПа Отн. погрешность ± 5 %	
3. Психрометр	М-4М (рег № 10069-11)	КТ 2,0	
4.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т (рег № 33521-06_	КТ 0,5 Напряжение от 0 до 460 В Ток от 0 до 6 А Частота от 45 до 65 Гц Фазовый угол от - 180 до 180 град	
5. Прибор сравнения	КНТ-03 (рег № 24719-03)	1,999 В·А; 19,99 В·А; 199,9 В·А	ПГ ±0,003 В·А ПГ ±0,03 В·А ПГ ±0,3 В·А
6. Радиочасы	МИР РЧ-0 (рег № 46656-11)	ПГ ±1 мкс	
7. Секундомер	СОСпр-1 (рег № 11519-11)	От 0 до 30 мин, ЦД 0,1 с	

Средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003.

Средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

Средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.146 РЭ.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ в виде оттиска поверительного клейма.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Учет электроэнергии и мощности на энергообъектах. Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ЭФКО». Свидетельство об аттестации методики измерений № 62/12-01.00272-2016 от 08.11.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «ЭФКО»

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

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

Акционерное общество «Первая сбытовая компания» (АО «Первая сбытовая компания»)
ИНН 3123200083

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

Тел 8 (472) 233-47-18

Факс 8 (472) 233-47-28

Испытательный центр

ФБУ «Воронежский ЦСМ»

394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2

Тел.(факс) 8 (473) 220-77-29

Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.