

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Саратовэнерго»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Саратовэнерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трёх уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» (Госреестр № 17049-09), УСПД RTU-325L (Госреестр № 37288-08), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) ОАО «Саратовэнерго», сервер базы данных (СБД) ОАО «Саратовэнерго», автоматизированные рабочие места (АРМ), , устройство синхронизации времени УСВ-3 (Госреестр № 51644-12), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- 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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

УСПД ЭКОМ-3000, установленные на ПС 110/10 кВ «Озинская», ПС 35/10 кВ «Петропавловка», ПС 110/35/10 кВ «Ал. Гайская», ПС 110/35/10 кВ «Новоузенская», по проводным линиям связи при помощи интерфейса RS-485 опрашивают счетчики ИИК № 1 – 5, УСПД RTU-325L, установленное на ПС 220/110/10 кВ «Терешка», по проводным линиям связи при помощи интерфейса RS-485 опрашивают счетчики ИИК № 8 – 10 и осуществляют передачу измерительной информации на уровень ИВК

ССД ОАО «Саратовэнерго» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД и счетчики ИИК № 6, 7 и считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. ССД ОАО «Саратовэнерго» осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Данные записываются в базу данных СБД ОАО «Саратовэнерго».

СБД ОАО «Саратовэнерго» хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы счетчиков, УСПД, ССД ОАО «Саратовэнерго». В качестве устройств синхронизации времени используется УСВ-3.

Сравнение показаний часов ССД ОАО «Саратовэнерго» и УСВ-3 происходит с непрерывно. Синхронизация часов ССД ОАО «Саратовэнерго» и УСВ-3 осуществляется независимо от показаний часов ССД ОАО «Саратовэнерго» и УСВ-3.

Сравнение показаний часов УСПД и ССД ОАО «Саратовэнерго» происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и ССД ОАО «Саратовэнерго» осуществляется независимо от показаний часов УСПД и ССД ОАО «Саратовэнерго».

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК № 1 – 5, 8 – 10 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков ИИК № 1 – 5, 8 – 10 и УСПД осуществляется независимо от показаний часов счетчиков ИИК № 1 – 5, 8 – 10 и УСПД.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК № 6, 7 и ССД ОАО «Саратовэнерго» происходит один раз в сутки. Синхронизация часов счетчиков ИИК № 6, 7 и ССД ОАО «Саратовэнерго» осуществляется независимо от показаний часов счетчиков ИИК № 6, 7 и ССД ОАО «Саратовэнерго».

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используются ПО «Альфа ЦЕНТР», ПО «Энфорс АСКУЭ» в состав которого входят программы указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Защитой данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Альфа ЦЕНТР», ПО «Энфорс АСКУЭ».

Таблица 1

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
«Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	Версия 12.06.01	c58841f212ebbf2196c0449459a83090	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		a33fd8c19b167375f70c607367164022	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		741399fdeb35d94da7818b70bc85bdd	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		df4533df5aa8244b7fb63f67563e5136	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	
	«АльфаЦЕНТР Расчетный сервер»	billsrv.exe	4.0.0.0	7b87fe18439e488158f57141ee1563d0	
«Энфорс АСКУЭ»	Администрирование Энфорс АСКУЭ	Enfadmin.exe	Версия 2.2	b6c1dae38aa1448349102ecaeb8d6119	MD5
	Оперативный контроль	NewOpcon.exe		16c11a77bdd65dfe430baab183362f6a	
	Отчеты	NewReports.exe		1961c37922a59edb18b97d85a3967cf8	
	Перевод присоединений на ОВ	Obhod.exe		7abc466be1ae1a70de6fef1cca72fcc1	
	Расчет вычисляемых показателей	CalcFormula.exe		4d6ff01785e5e85abfb2889d93fb4aed	
	Репликация данных из «Альфа-Центр»	Alfa_repl.exe		852315f39666bb75aa77a2263bb12431	
	Загрузка данных из макетов 80020 XML	M80020_IMP.exe		f5873783c8292e8b8815e942f7124140	
	Ручной и автоматический ввод данных АСКУЭ	NewMEdit.exe		8c7d6121e5eb08ea1563b6f3ab178b91	
	Ручная обработка данных АСКУЭ	Dataproc.exe		63bd1c7b5d1d810ed43b38c44c04fbd5	
	Торговый график	TradeGR.exe		5b85b80c024c1e72cc9a79dd6b39070b	
	Формирование макета 80020 xml	M80020.exe		c4b748e115b152572d07e90b5afe8452	
	Формирование макета 80030 xml	M80030.exe		9cfe5972d6918043ec85b8e0aff18cdc	
	Формирование макета 51070 xml	M51070.exe		2d5ae9a480e2769a6b823282a044601e	
Формирование макетов 80050 XML и 80040 XML	M80050.exe	ba26b3230bf30d9dd07d14afce0dd3f3			

ПО «Альфа ЦЕНТР», ПО «Энфорс АСКУЭ» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	№ присоединения	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав ИИК			УСПД	ИВК	Вид электроэнергии	
			Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	64.1	ПС 110/10 кВ «Озинская», ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Озинки-Семиглавый Мар	ТФЗМ 110Б-1 класс точности 0,5 Ктт = 600/5 Зав. №№ 20012, 20006, 20008 Госреестр № 26420-04	НКФ-110-57 У1 класс точности 0,5 Ктт = 110000/√3 / 100/√3 Зав. № 22427, 22329, 22214 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1 Зав. № 0106061175 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000 Зав. № 06061295 Госреестр. № 17049-09	ИВМ System x3650 M3	активная реактивная	
2	64.2	ПС 110/10 кВ «Озинская», ОРУ-110 кВ, СОВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-1 класс точности 0,5 Ктт = 600/5 Зав. №№ 21578, 19994, 20014 Госреестр № 26420-04	НКФ-110-57 У1 класс точности 0,5 Ктт = 110000/√3 / 100/√3 Зав. № 22339, 22449, б/н Зав. № 22427, 22329, 22214 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1 Зав. № 0106061192 Госреестр № 27524-04			активная реактивная	
3	64.4	ПС 35/10 кВ «Петропавловка», ВЛ-35 кВ Петропавловка-Джаксыбай	ТФН-35 класс точности 0,5 Ктт = 75/5 Зав. №№ 1245, 48918 Госреестр № 664-51	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктт = 35000/√3 / 100/√3 Зав. № 1260921, 1261295, 1261305 Госреестр № 912-07	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1 Зав. № 0106063084 Госреестр № 27524-04			ЭКОМ-3000 Зав. № 06061302 Госреестр. № 17049-09	активная реактивная
4	64.5	ПС 110/35/10 кВ «Ал. Гайская», ВЛ-35 кВ Алгай- Казталовка	ТФЗМ35А-У1 класс точности 0,5 Ктт = 75/5 Зав. №№ 29304, 29287 Госреестр № 26417-06	НАМИ-35 УХЛ1 класс точности 0,5 Ктт = 35000/100 Зав. № 356 Госреестр № 19813-09	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1 Зав. № 0106062125 Госреестр № 27524-04			ЭКОМ-3000 Зав. № 06061298 Госреестр. № 17049-09	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
5	64.3	ПС 110/35/10 кВ «Новоузенская», ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Новоузенская- Богатырево	ТФН-35М класс точности 0,5 Ктт = 150/5 Зав. №№ 8399, 570 Госреестр № 3690-73	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктт = 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1053597, 1297960, 1298027 Госреестр № 912-07	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1 Зав. № 0106064025 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000 Зав. № 06061291 Госреестр. № 17049-09		активная реактивная	
6	2	ПС 110/10 кВ «Гмелинка», ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ Лепехинка- Гмелинка	ТФНД-110-П класс точности 0,5 Ктт = 300/5 Зав. №№ 937, 1979 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 класс точности 0,5 Ктт = 110000/100 Зав. № 1058744, 1054421, 1053717 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1 Зав. № 0108071248 Госреестр № 27524-04	-		активная реактивная	
7	1	ПС 35/10 кВ «Кленовская», РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Свёрдлово-Кленовская	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт = 150/5 Зав. №№ 35934, 35938 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктт = 35000/ 100 Зав. № 1082346, 1378459, 1378460 Госреестр № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 0803124238 Госреестр № 36697-12	-		активная реактивная	
8	90.6	ПС 220/110/10 кВ «Терешка», ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Саратов-ГЭС-Терешка	ТФЗМ 220Б-IV класс точности 0,2 Ктт = 1000/5 Зав. №№ 6720, 6728, 6729 Госреестр № 31548-06	СРВ 245 класс точности 0,2 Ктт = 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 8777832, 8777833, 8777834 Госреестр № 15853-06	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01188842 Госреестр № 31857-06		IBM System x3650 M3	активная реактивная	
9	90.7	ПС 220/110/10 кВ «Терешка», ОРУ-220 кВ, ОВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV класс точности 0,2 Ктт = 1000/5 Зав. №№ 6734, 6733, 6723 Госреестр № 31548-06	СРВ 245 класс точности 0,2 Ктт = 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 8777832, 8777833, 8777834 Зав. № 8777836, 8777838, 8777831 Госреестр № 15853-06	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01188843 Госреестр № 31857-06	RTU-325L Зав. № 005123 Госреестр. № 37288-08			активная реактивная
10	90.8	ПС 220/110/10 кВ «Терешка», ОРУ-220 кВ, ВЛ-220 кВ Саратовская-1	ТФЗМ 220Б-IV класс точности 0,2 Ктт = 1000/5 Зав. №№ 6730, 6732, 6736 Госреестр № 31548-06	СРВ 245 класс точности 0,2 Ктт = 220000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 8777832, 8777833, 8777834 Госреестр № 15853-06	A1802RALXQV-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01188846 Госреестр № 31857-06				активная реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,5	±2,1	±2,0
	0,9	-	±3,0	±2,4	±2,2
	0,8	-	±3,6	±2,6	±2,4
	0,7	-	±4,2	±3,0	±2,7
	0,5	-	±6,0	±3,9	±3,4
7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,9	±1,3	±1,1
	0,9	-	±2,4	±1,5	±1,3
	0,8	-	±3,0	±1,8	±1,5
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±5,5	±3,1	±2,4
8 – 10 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Счетчик 0,2S)	1,0	-	±1,2	±0,9	±0,9
	0,9	-	±1,3	±1,0	±0,9
	0,8	-	±1,5	±1,1	±1,0
	0,7	-	±1,7	±1,2	±1,1
	0,5	-	±2,3	±1,6	±1,4
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,8	±5,0	±4,4
	0,8	-	±6,1	±4,3	±4,0
	0,7	-	±5,3	±4,0	±3,8
	0,5	-	±4,5	±3,8	±3,7
7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	0,9	-	±6,6	±3,6	±2,8
	0,8	-	±4,7	±2,7	±2,2
	0,7	-	±3,8	±2,3	±2,0
	0,5	-	±2,9	±1,9	±1,7
8 – 10 (ТТ 0,2; ТН 0,2; Счетчик 0,5)	0,9	-	±3,1	±1,9	±1,7
	0,8	-	±2,5	±1,7	±1,6
	0,7	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,5	-	±1,9	±1,5	±1,5

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

Примечания:

1. Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;
- сила тока от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  5;
- температура окружающей среды:
  - для счетчиков электроэнергии от минус 20 до плюс 30 °С;
  - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
  - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 52425-2005, ГОСТ 26035-83;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее 75000 часов;
- УСПД RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

в журнале УСПД:

- – параметрирования;
- – пропадания напряжения;
- – коррекции времени в счетчике и УСПД;
- – пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД(функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800 тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

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

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-1 У1	6
Трансформатор тока	ТФН-35	2
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А У1	2
Трансформатор тока	ТФН-35М	2
Трансформатор тока	ТФНД-110-П	2
Трансформатор тока	ТФЗМ 35Б-1 У1	2
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV	9
Трансформатор напряжения	СРВ 245	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35-УХЛ1	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	9
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	9
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03.01	6
Счётчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Счётчик электрической энергии	A1802RALXQV-P4GB-DW-4	3
Программное обеспечение	«АльфаЦентр»	1
Программное обеспечение	«Энфорс АСКУЭ»	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1



Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	4
Сервер сбора данных	IBM System x3650 M3	1
Сервер базы данных		1
Методика поверки	МП 1719/550-2013	1
Паспорт-формуляр	СЭ.411711.032.ФО	1

## Поверка

осуществляется по документу МП 1719/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Саратовэнерго». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в ноябре 2013 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- счетчиков электроэнергии Альфа А1800 – по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Менделеева» в 2006 г.;
- счетчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- УСПД RTU 325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005ИП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСПД ЭКОМ-3000 - по методике поверки ПБКМ. 421459.003 МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2009 г.;
- УСВ-3 – по методике поверки 240 00.000МП утверждённой ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2012 г.;

Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);

Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ОАО «Саратовэнерго»». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1321/2013-01.00324-2011 от 07.11.2013 г.

## Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Саратовэнерго»

1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения.

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

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

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Интер РЭК»

129344, г. Москва, ул. Летчика Бабушкина, д 1, корп. 3, офис 7

Телефон: (495) 978-47-96

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.                    «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.