



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.048.A № 46251

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт"
(по сетям филиала "Приволжский" ОАО "Оборонэнерго", г. Вольск,
объект № 1)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Техносоюз"
(ООО "Техносоюз"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49692-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 49692-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **20 апреля 2012 г. № 263**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004380

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52322-2005 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт» HP ProLiant DL180R06, основной и резервный серверы баз данных (БД) ОАО «Оборонэнергосбыт», устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. 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.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков через GSM-сеть поступает на уровень регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт». Сервер СД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на сервер БД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт». При отказе основного канала сервер переключается на резервный. Резервный канал организован по технологии GSM с использованием пакетной передачи данных GPRS. В качестве устройства передачи данных используется GSM/GPRS-модем Teleofis RX100R. На сервере БД осуществляется хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных до-

кументов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков и ИВК (сервера БД). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-2, синхронизирующего собственное системное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,35$ с. Время ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизировано с временем УСВ-2, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с временем ИВК «ИКМ-Пирамида» производится каждый сеанс связи со счетчиками (не реже 1 раза в сутки). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем ИВК «ИКМ - Пирамида» вне зависимости от наличия расхождения, но не реже чем 1 раз в сутки. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с. Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1) используется ПО "Пирамида 2000" версии 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида 2000" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "Пирамида 2000".

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd32 15049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23 ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-53 6/0,4кВ, РУ-0,4кВ, КЛ 0,4кВ КНС Фекальная	Т-0,66 М У3 50/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 90864 Зав. № 00733 Зав. № 00800	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113770	ИВК «ИКМ- Пирамида»	Активная Реактивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±5,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	ТП-68 6/0,4 кВ, оп.№11 ВРУ- 0,4кВ гараж	ТТИ-А 100/5 Кл.т. 0,5 Зав. №А4293 Зав. №А4290 Зав. №А4009	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113735	ИВК «ИКМ- Пира- мида»	Активная	±1,0	±3,2
						Реактив- ная	±2,4	±5,3
4	РУ 0,4кВ, Ввод 0,4кВ ТП-111	Т-0,66 М У3 100/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 464340 Зав. № 464344 Зав. № 464347	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113699		Активная	±1,0	±3,3
						Реактив- ная	±2,4	±5,3
5	РУ-0,4 ЗТП-4 Госпиталь	ТТИ-А 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. №F28857 Зав. №F28854 Зав. №F28852	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113389		Активная	±1,0	±3,2
						Реактив- ная	±2,4	±5,3
6.1	РУ-6 ТП135 Ввод Тр-ра	ТПФМ-10 20/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 21902 ТПФ-10 Зав. № 40219	НТМК-6-48 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1830	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. №0811113331		Активная	±1,1	±3,0
						Реактив- ная	±2,6	±4,7
6.2	РУ-0,4 Ввод 0,4кВ ТП134	ТТИ-А 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. №F28123 Зав. №С30896 Зав. №F28580	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113382	Активная	±1,0	±3,2	
					Реактив- ная	±2,4	±5,3	
6.3	РУ-0,4 Ввод 0,4кВ ТП216	Т-0,66 М У3 200/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 000428 Зав. № 000430 Зав. № 000429	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113763	Активная	±1,0	±3,3	
					Реактив- ная	±2,4	±5,3	
7	РУ-0,4кВ Ввод 0,4кВ ТП-48	ТТИ-А 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № С30903 Зав. № F28119 Зав. № С30898	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113337	Активная	±1,0	±3,2	
					Реактив- ная	±2,4	±5,3	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	РУ-6кВ ТП-187А в сторону ТП-124А	ТПЛ-СЭЩ-10-01 300/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 00745-12 Зав. № 00746-12	НТМИ-6-66 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № РТУС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0811110811	ИВК «ИКМ-Пирамида»	Активная	± 0,8	± 1,6
						Реактивная	± 1,3	± 2,8
12	РУ-0,4кВ Ввод 0,4кВ ТП-47	ТТИ-А 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. №А17373 Зав. №А17387 Зав. №А17388	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113395		Активная	±1,0	±3,2
						Реактивная	±2,4	±5,3
13.1	ТП-46 РУ 0,4кВ Ввод 0,4кВ	ТТИ-А 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. №А17376 Зав. №F30156 Зав. №А17366	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113367		Активная	±1,0	±3,2
					Реактивная	±2,4	±5,3	
13.2	ТП-246 РУ 0,4кВ, Ввод 0,4кВ	ТТИ-А 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. №А17382 Зав. №А17358 Зав. №F30162	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113749	Активная	±1,0	±3,2	
					Реактивная	±2,4	±5,3	
14	ПС 35/6 кВ "Кр.Октябрь", КРУ-6 кВ., яч. №12 (Аэродром)	ТПЛ-10 200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 39276 Зав. № 37659	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1217	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. №0811110381	Активная	±1,1	±3,0	
					Реактивная	±2,6	±4,7	
15	КТП-273 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, отходящая ВЛ-0,4кВ	ТТИ-А 200/5 Кл.т. 0,5 Зав. №В19711 Зав. №В19709 Зав. №В19710	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113727	Активная	±1,0	±3,2	
					Реактивная	±2,4	±5,3	
16	КТП-274 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, отходящая ВЛ-0,4кВ	ТТИ-А 200/5 Кл.т. 0,5 Зав. №У2756 Зав. №У2759 Зав. №В22388	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1112113401	Активная	±1,0	±3,2	
					Реактивная	±2,4	±5,3	
17	ПС 35/6 кВ "Вольская", ЗРУ-6кВ, яч.20, ф. 16 (Военное училище)	ТОЛ-СЭЩ-10-23 200/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 04792 Зав. № 04931	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №575	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 111060213	Активная	±1,2	±3,4	
					Реактивная	±2,8	±5,4	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18.2	РП-180, РУ-6 кВ, Ввод от ПС 220/110/35/6 кВ "Вольская"	ТОЛ-СЭЩ-10-01 300/5 Кл.т. 0,2S Зав. №00748-12 Зав. №00759-12	НАМИТ-10-2 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 4821200000 02	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 111110811		Активная Реактивная	±0,8 ±1,3	±1,6 ±2,8
19	ТП-136; Ввод 0,4кВ	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111114512		Активная Реактивная	±1,2 ±2,3	±3,4 ±5,7
21	ТП-68 6/0,4 кВ, оп.№13 ВРУ-0,4кВ "Плавбаза"	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111547		Активная Реактивная	±1,2 ±2,3	±3,4 ±5,7
20	ПС 110/35/10 кВ "Сенная", РУ-10кВ, яч. В-10 кВ ф.6 (в/ч 54817)	ТВЛМ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 23357 Зав. № 39654	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 Кл.т. 0,5 Зав. №2047	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0808101960		Активная Реактивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4
23	КТП-103 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ф.1 ВЛ-0,4кВ, Дальний (ДПРМ-1)	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111521	ИВК «ИКМ-Пирамида»	Активная Реактивная	±1,2 ±2,3	±3,4 ±5,7
24	КТП-272 10/0,4кВ, РУ-0,4кВ, ф.1 ВЛ-0,4кВ, Ближний (БПРМ-1)	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111111577		Активная Реактивная	±1,2 ±2,3	±3,4 ±5,7
25	КТП 52 10/0,4кВ, оп. №1-00/1 ВРУ-0,4кВ Ближний 2	-	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.20 Кл.т. 1,0/2,0 Зав. № 1111114547		Активная Реактивная	±1,2 ±2,3	±3,4 ±5,7

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,95 ÷ 1,05) U_н; ток (1,0 ÷ 1,2) I_н; cosφ = 0,9инд.;
 - температура окружающей среды: (20±5) °С;

5. Рабочие условия эксплуатации:

- параметры сети для ИК: напряжение - $(0,98 \div 1,02)$ Уном; ток - $(1 \div 1,2)$ Ином; частота – $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\varphi=0,9$ инд;
- параметры сети: диапазон первичного напряжения – $(0,9 \div 1,1)$ Ун₁; диапазон силы первичного тока – $(0,05 \div 1,2)$ Ин₁; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ $0.5 \div 1,0$ $(0,87 \div 0,5)$; частота – $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус 40 °С до + 50°С; для счетчиков от минус 40 °С до + 60 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 Ином, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергетики от 0 °С до + 35 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52322-2005 и ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005.

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена ИВК «ИКМ-Пирамида» и УСВ-2 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1) порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- Сервер АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1) типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор тока типа Т-0,66	9
Трансформатор тока типа ТТИ-А	27
Трансформатор тока типа ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока типа ТПФМ-10	2
Трансформатор тока типа ТПЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор тока типа ТПЛ-10	2
Трансформатор напряжения типа НТМК-6-48	1
Трансформатор напряжения типа НТМИ-6-66	1
Трансформатор напряжения типа НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения типа НАМИТ-10-2	2
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК	17
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03	1

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 49692-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в марте 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ;
- СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ;
- ПСЧ-4ТМ.05МК - по методике поверки ИЛГШ.411152.167 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.167 РЭ;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.000МП»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1)

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

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

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

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52322-2005 (МЭК 62053-21:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ОАО «Оборонэнергосбыт» (по сетям филиала «Приволжский» ОАО «Оборонэнерго», г. Вольск, объект №1).

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж

Тел.: (495) 639–91–50

Факс: (495) 639–91–52

E-mail: info@t-souz.ru

www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение

«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области»

ФБУ «Курский ЦСМ»

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74,

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«____» _____ 2012 г.