



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.010.A № 48105

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Оборонэнергосбыт"  
по Нижегородской области (ГТП Левобережная, Дзержинская, Смолино)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 612

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ООО "ЭнергоСнабСтройСервис", г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51196-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 1353/446-2012**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **13 сентября 2012 г. № 751**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 006573

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Нижегородской области (ГТП Левобережная, Дзержинская, Смолино)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Нижегородской области (ГТП Левобережная, Дзержинская, Смолино) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ построенная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – включает в себя 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 – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) ОАО «Оборонэнергосбыт», контроллеры SDM-TC65, автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ оператора представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида 2000. АРМ». АРМ по ЛВС предприятия связано с сервером, на котором установлено ПО «Пирамида 2000. Сервер». Для этого в настройках ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

В качестве ССД используется сервер HP Proliant DL180R06, установленный в региональном отделении ОАО «Оборонэнергосбыт». В качестве СБД используются серверы SuperMicro 6026T – NTR+ (825 - 7). СБД установлены в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «Оборонэнергосбыт».

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

- периодический (1 раз в 30 мин) 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 результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- 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);
- передача журналов событий счетчиков.

#### 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 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи и далее через контроллеры SDM-TC65 по сети Интернет поступает на ССД (в случае если отсутствует TCP-соединение с контроллером, сервер устанавливает CSD-соединение с SDM TC65 и считывает данные). ССД 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 СБД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт» (основной канал) либо по электронной почте путем отправки файла с данными, оформленными в соответствии с протоколом «Пирамида» (резервный канал). СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации всем заинтересованным субъектам (ОАО «АТС») в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Коррекция текущего значения времени и даты (далее времени) часов УСВ-2 происходит от GPS-приёмника. Погрешность формирования (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени в сутки не более  $\pm 1,0$  с. Установка текущих значений времени и даты в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2.

Синхронизация времени или коррекция шкалы времени таймеров сервера происходит каждый час, коррекция текущих значений времени и даты серверов с текущими значениями времени и даты УСВ-2 осуществляется независимо от расхождении с текущими значениями времени и даты УСВ-2, т.е. серверы входят в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливают текущие значения времени и даты с часов УСВ-2.

Сравнение текущих значений времени и даты счетчиков с текущим значением времени и даты ССД - при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени  $\pm 1,0$  с.

### Программное обеспечение

В состав ПО АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Пирамида», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1

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 «Пирамида 2000»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 8	58a40087ad0713aaa6668df25428eff7	MD5
	драйвер кэширования ввода данных	cachect.dll		7542c987fb7603c9853c9a1110f6009d	
	драйвер опроса счетчика СЭТ 4ТМ	RegEvSet4tm.dll		3f0d215fc617e3d8898099991c59d967	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров	cache1.dll		b436dfc978711f46db31bdb33f88e2bb	
		cacheS10.dll		6802cbdeda81efea2b17145ff122ef00	
		sicons10.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45	
		sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc075e73fD1b72118	
	драйвер работы с COM-портом	comrs232.dll		bec2e3615b5f0f2f945abc858f54aaf	
	драйвер работы с БД	dbd.dll		fe05715defeec25e062245268ea0916a	
	библиотеки доступа к серверу событий	ESClient_ex.dll		27c46d43b11ca3920cf2434381239d5d	
		filemap.dll		C8b9bb71f9faf2077464df5bbd2fc8e	
	библиотека проверки прав пользователя при входе	plogin.dll		40cl0e827a64895c327e018d12f76121	

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Нижегородской области (ГТП Левобережная, Дзержинская, Смолино).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Нижегородской области (ГТП Левобережная, Дзержинская, Смолино) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.  
Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительно-информационных комплексов				Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП-102 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ASK кл. т 0,5 Ктт =400/5 Зав. № 91458291; 91458295; 91458289 Госреестр №49019-12	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. №0608113044 Госреестр №36355-07	HP ProLiant DL180G6* Зав. № CZJ13707DR	активная реактивная
2	ТП-425 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт =600/5 Зав. № 00081; 00100; 00259 Госреестр №22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. №0608113145 Госреестр №36355-07		активная реактивная
3	ТП-425 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт =600/5 Зав. № 00193; 00019; 00318 Госреестр №22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. №0608112743 Госреестр №36355-07		активная реактивная
4	ТП-68 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТ кл. т 0,5 Ктт =2000/5 Зав. № 1507505; 1508105; 1508355 Госреестр №48529-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. №0608112792 Госреестр №36355-07		активная реактивная
5	ТП-68 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-2 ввод 0,4 кВ	ТТ кл. т 0,5 Ктт =2000/5 Зав. № 1507626; 1883957; 92055120 Госреестр №48529-11	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. №0608112871 Госреестр №36355-07		активная реактивная
6	ПС Лагерная-1 35/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, ВЛ-10 кВ Ф. 1002	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт =75/5 Зав. № 67835; 45732 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 837; Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. №0809110306 Госреестр №36697-08		активная реактивная
7	ПС Лагерная-1 35/10 кВ, ЗРУ-10 кВ, КЛ-10 кВ Ф. 1007	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт =75/5 Зав. № 45190; 45172 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 839; Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. №0800110416 Госреестр №36697-08		активная реактивная
8	ПС Гороховец 110/35/6 кВ, ВЛ-35 кВ №3551 Гороховец - Лагерная	ТОЛ-35 кл. т 0,5 Ктт =300/5 Зав. № 1170; 1166; 1168; Госреестр №21256-07	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн =35000/√3/100/√3 Зав. № 1136567; 1084644; 834738; Госреестр № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0811110386 Госреестр №36697-08		активная реактивная
9	ПС Смолино 110/35/10 кВ, ВЛ-35 кВ №3549	ТФН-35М кл. т 0,5 Ктт =150/5 Зав. № 2647; 3117; Госреестр № 3690-73	ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн =35000/√3/100/√3 Зав. № 1202730; 1054613; 948961; Госреестр № 912-07	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0805113480 Госреестр №36697-08		активная реактивная
10	ПС Смолино 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф. 1002	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт =200/5 Зав. № 44551; 44581; Госреестр № 1856-63	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 560; Госреестр № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 05071657 Госреестр № 20175-01		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	ПС Смолино 110/35/10 кВ, КРУН-10 кВ, ф. 1005	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт =400/5 Зав. № 63208; 45981; Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 749; Госреестр № 831-69	СЭТ-4ТМ.02.2 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 05071139 Госреестр № 20175-01	HP ProLiant DL180G6* Зав. № CZJ13707DR	активная реактивная
12	ПС Левобережная 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ №637	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт =400/5 Зав. № 87322; 5662; Госреестр № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1795; Госреестр №20186-05	СЭТ-4ТМ.03.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0108078519 Госреестр №27524-04		активная реактивная
13	ПС Левобережная 110/35/6 кВ, РУ-6 кВ, КЛ-6 кВ №646	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт =300/5 Зав. № 8536; 61311; Госреестр № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. №1798; Госреестр №20186-05	СЭТ-4ТМ.02.2 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 08051724 Госреестр №20175-01		активная реактивная
14	ТП-25 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	ТТИ кл. т 0,5 Ктт =400/5 Зав. № F49053; B39962; B39979 Госреестр №28139-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0606120036 Госреестр №36355-07		активная реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{I(2)\%},$	$\delta_{5\%},$	$\delta_{20\%},$	$\delta_{100\%},$
		$I_{(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 5, 14 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7
	0,7	-	±3,7	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,4
10 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,5
6 - 9, 11 - 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{I(2)\%},$	$\delta_{5\%},$	$\delta_{20\%},$	$\delta_{100\%},$
		$I_{(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 6, 8 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,0	±3,5	±2,4
	0,8	-	±4,4	±2,3	±1,6
	0,7	-	±3,6	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,6	±1,5	±1,2
10 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	-	±7,0	±3,6	±2,5
	0,8	-	±4,4	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,6	±1,9	±1,5
	0,5	-	±2,6	±1,5	±1,2
6 - 9, 11 - 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,1	±3,9	±2,9
	0,8	-	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3

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

Примечания:

1. Погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j = 1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $d_{I(2)\%P}$  и  $d_{I(2)\%Q}$  для  $\cos j < 1,0$  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  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos j = 0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от 15 до 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  $1,2 I_{ном}$ ;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °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 для ИИК № 1-9, 14, 15, по ГОСТ 30206-94 для ИИК № 10-13, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 52425-2005 для ИИК № 1-9, 14, 15, по ГОСТ 26035-83 для ИИК № 10-13;
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:

- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  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, 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.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.02 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 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	Кол.
1	2	3
Трансформатор тока	ASK	3
Трансформатор тока	TI	6
Трансформатор тока	T-0,66	6
Трансформатор тока	ТТИ	3
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТПЛ-10	4
Трансформатор тока	ТОЛ-35	3
Трансформатор тока	ТФН-35М	2
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Электросчетчик	ПСЧ-4ТМ.05М.04	6
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.02.2	3
Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01	1
Контроллер	SDM TC65	8
Сервер регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт»	HP Proliant DL180R06	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	3
Сервер портов RS-232	Moxa NPort 5410	1
GSM Модем	Teleofis RX100-R	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	1
Сервер БД ОАО «Оборонэнергосбыт»	SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7)	2



Продолжение таблицы 4

1	2	3
GSM Модем	Cinterion MC35i	2
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
Методика поверки	МП 1353/446-2012	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.612 ПФ	1

**Поверка**

осуществляется по документу МП 1353/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Нижегородской области (ГТП Левобережная, Дзержинская, Смолино). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2012 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- Счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- Счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004 г.;
- Счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.02 - по методике поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2001 г.;
- ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.;
- 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 (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Нижегородской области (ГТП Левобережная, Дзержинская, Смолино). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0055/2012-01.00324-2011 от 16.07.2012 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Нижегородской области (ГТП Левобережная, Дзержинская, Смолино)**

- 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**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис»

Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул.Мира, д.4а, офис № 3

Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

**Испытательный центр**

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

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

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

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.П.                    «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012г.