

СОГЛАСОВАНО



Заведующий ГЦИ СИ
ГРУПП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

12 декабря 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КЭУ Сибирского военного округа (76 КЭЧ ст. Ясная)	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>36390-07</u>
---	--

Изготовлена ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг» для коммерческого учета электроэнергии на объектах КЭУ Сибирского военного округа (76 КЭЧ) по проектной документации ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг», согласованной НП «АТС», заводской номер 067.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии КЭУ Сибирского военного округа (76 КЭЧ ст. Ясная) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной 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–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников 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 (коррекция времени).

ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5 по ГОСТ 7746, напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 и ПСЧ-4ТМ.05 классов точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (37 измерительных каналов).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «СИКОН С70» и «ИКМ ПИРАМИДА», устройство синхронизации системного времени.

3-й уровень (ИВК) – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные фазные 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 и напряжения электрического тока 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС оснащена устройством синхронизации системного времени на основе приемника GPS сигналов точного времени УСВ-1. Время «СИКОН С70» скорректировано с временем приемника, сличение один раз в 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 1 с. Время «ИКМ ПИРАМИДА» скорректировано с временем приемника, сличение один раз в 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 1 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД и ИКМ ПИРАМИДА один раз в сутки. Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем «СИКОН С70» и ИКМ ПИРАМИДА ± 2 с. Время сервера скорректировано с временем приемника, сличение один раз в час, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 1 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

Номера точек измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1 ПС Первая 110/35/6 кВ отходящий фидер 6 кВ "ДЭС" яч. №3 код точки 752070004314101	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№ 46007 Зав.№ 46083	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№16347	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0111061096				
2 ПС Первая 110/35/6 кВ отходящий фидер 6 кВ "Городок-1" яч.№8 код точки 752070004314102	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 159 Зав.№ 157		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0111061049				
3 ПС Первая 110/35/6 кВ отходящий фидер 6кВ "ГПП" яч. №9 код точки 752070004314103	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 17354 Зав.№ 1713	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 10258	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311061184				
4 ПС Первая 110/35/6 кВ отходящий фидер 6кВ "13-я Площадка" яч. №10 код точки 752070004314104	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 13902 Зав.№ 12308		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0111061148	«СИКОН С70» Зав.№01657	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2
5 ПС Первая 110/35/6кВ отходящий фидер 6кВ "Городок-2" яч.№15 код точки 752070004314105	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№ 114 Зав.№ 116		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311062003				
6 ПС Первая 110/35/6 кВ отходящий фидер 6 кВ "Городок-3" яч.№16 код точки 752070004314106	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 35647 Зав.№ 23240	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№16347	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0111061185				
7 ПС Первая 110/35/6 кВ отходящий фидер 6кВ "ДЭС-2" яч. №17 код точки 752070004314107	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 36251 Зав.№ 3635		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0111061046				

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
8	ПС Первая 110/35/6 кВ отходящий фидер 6кВ "Городок-4" яч. №18 код точки 752070004314108	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 39787 Зав.№ 23456	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 16347	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311062051	«СИКОН С70» Зав.№01657			
9	ПС Первая 110/35/6 кВ отходящий фидер 6кВ "6-я Площадка" яч.№19 код точки 752070004314109	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 92349 Зав.№ 23227		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0106062237				
10	ПС "Известняк" 35/6 кВ (ППГХО) отходящий фидер 6кВ яч. №6 код точки 752080002214101	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 42221 Зав.№ 35678	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 18456	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311062061	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2	
11	ТП-3 отходящ.фидер 0,4кВ ул.Ленина,22 код точки 752140011218101	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 00531 Зав.№ 00527 Зав.№ 00523	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303071184				
12	ТП-3 отходящ. фидер 0,4кВ ул.Комсомольская, 4 код точки 752140011218102	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 00778 Зав.№ 77157 Зав.№ 00927	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303071191				ИКМ ПИРАМИДА Зав.№0205
13	ТП-3 отходящ.фидер 0,4кВ С/Ш №1 код точки 752140011218104	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 00028 Зав.№ 00611 Зав.№ 00508	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303071226				
14	ТП-3 отходящ.фидер 0,4кВ С/Ш №1 код точки 752140011218105	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 00521 Зав.№ 00714 Зав.№ 00517	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072200				
15	ТП-4,5 Ввод РУ-0,4 кВ от ТП-4 код точки 752140012218101	Т-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 77453 Зав.№ 98336 Зав.№ 77638	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072130				

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
16	ТП-4,5 Ввод РУ-0,4 кВ от ТП-5 код точки 752140012218104	Т-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 77493 Зав.№ 77525 Зав.№ 77410	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072151				
17	ТП 6 Ввод 1 РУ 0,4 кВ код точки 752140013218101	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 77477 Зав.№ 77574 Зав.№ 77519	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072064				
18	ТП 6 Ввод 2 РУ 0,4 кВ код точки 752140013218201	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 77489 Зав.№ 77531 Зав.№ 77404	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303071205				
19	ТП-6 РУ 0,4 кВ отходящ.фидер1 ГОК Нар. освещение код точки 752140013218102	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Зав.№ 14564 Зав.№ 14578 Зав.№ 14629	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0306072120				
20	ТП-6 РУ 0,4 кВ отходящ.фидер2 6 кВ ГОК код точки 752140013218203	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 0048636 Зав.№ 0048645 Зав.№ 0048728	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072178	ИКМ ПИРАМИДА Зав.№0205	Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,4	± 3,2 ± 5,1
21	ТП 7 Ввод 1 РУ 0,4 кВ код точки 752140014218101	ТШП-0,66-5 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 0081214 Зав.№ 0079863 Зав.№ 0080543	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303042139				
22	ТП 7 Ввод2 РУ 0,4 кВ код точки 752140014218102	ТШП-0,66-5 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 0081265 Зав.№ 0080540 Зав.№ 0079859	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072119				
23	ТП-8 отходящ. фидер 0,4кВ ул.Мира,1 код точки 752140015218101	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 16784 Зав.№ 16743 Зав.№ 16806	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072202				
24	ТП-8 отходящ. фидер 0,4кВ. ул.Базарная код точки 752140015218201	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 1429 Зав.№ 1569 Зав.№ 1466	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072230				

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
25	ТП-8 отходящ. фидер 1-0,4кВ ул. Октября,1 код точки 752140015218202	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 16799 Зав.№ 16740 Зав.№ 16820	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072171				
26	ТП-9 отходящ. фидер 0,4кВ ул.Мира,3 код точки 752140016218101	Т-0,66 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 0044423 Зав.№ 0044444 Зав.№ 0044427	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072101				
27	ТП-9 отходящ. фидер 0,4кВ ул.Октября, 2 код точки 752140016218102	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 10545 Зав.№ 10517 Зав.№ 10307	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072193				
28	ТП-9 отходящ. фидер 0,4кВ ЧП.Пирожникова код точки 752140016218104	Т-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Зав.№ 21861 Зав.№ 2148 Зав.№ 988	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 305060658	ИКМ ПИРАМИДА Зав.№0205	Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,4	± 3,2 ± 5,1
29	РЩ Мастерская КЭЧ отходящ. фидер на ООО "Алиса" код точки 752140016218106	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Зав.№ 14608 Зав.№ 14597 Зав.№ 14654	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0306074242				
30	ТП-12 отходящ. фидер 0,4кВ ЧП "Рогачук" код точки 752140006218101	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 21027 Зав.№ 3236 Зав.№ 1527	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0305075007				
31	ТП-14 отходящ. фидер 0,4кВ ул.Залинейная код точки 752140017218101	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 16809 Зав.№ 16786 Зав.№ 16779	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072158				

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
32	ТП-14 отходящ. фидер 0,4кВ ул.Базарная код точки 752140017218102	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 19796 Зав.№ 16802 Зав.№ 16762	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072123	ИКМ ПИРАМИДА Зав.№0205	Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,4 ± 3,2 ± 5,1
33	ТП-14 отходящ. фидер 0,4кВ ул.Станционная код точки 752140017218103	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 16794 Зав.№ 16730 Зав.№ 16725	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0304070054			
34	ТП-14 отходящ.фидер 0,4кВ Администр пос. Ясинское код точки 752140017218106	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 50/5 Зав.№ 14609 Зав.№ 14560 Зав.№ 9133	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072104			
35	КТПН-14-А Ввод 0,4 кВ код точки 752140018218101	Т-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 3530 Зав.№ 2254 Зав.№ 3864	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 305071276			
36	ТП-15 отходящ.фидер1 0,4кВ Дачи код точки 752140019218101	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 49153 Зав.№ 49183 Зав.№ 49185	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0304070049			
37	ТП-15 отходящ.фидер2 0,4кВ Дачи код точки 752140019218102	ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 48569 Зав.№ 48740 Зав.№ 48576	-	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0303072235			

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, cosφ = 0,9 инд.;
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
4. Рабочие условия:
параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 ÷ 1,2) Ином; 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0,8 емк.
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70°С, для счетчиков от минус 40 до + 70°С; для УСПД от минус 10 до +50 °С, для сервера от +15 до +35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до +40 °С;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденный типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД «СИКОН 70», «ИКМ ПИРАМИДА» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч.

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - УСПД,
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик СЭТ-4ТМ и ПСЧ-4ТМ - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД «СИКОН 70», «ИКМ ПИРАМИДА» - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - 100 суток; сохранение информации при отключении питания - 3 года.
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КЭУ Сибирского военного округа (76 КЭЧ ст. Ясная).

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ КЭУ Сибирского военного округа (76 КЭЧ ст. Ясная) определяется проектной документацией на систему.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КЭУ Сибирского военного округа (76 КЭЧ ст. Ясная). Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2007 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 СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
 - Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05. Методика поверки» ИЛГШ.411152.126 РЭ1;
 - УСПД «СИКОН С70» – по методике поверки «Сетевой индустриальный контроллер «СИКОН С70». Методика поверки»;
 - УСПД «ИКМ ПИРАМИДА» – по методике поверки «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ ПИРАМИДА». Методика поверки» ВЛСТ.230.00.000.И1.
- Радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы точного времени от системы GPS.
Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

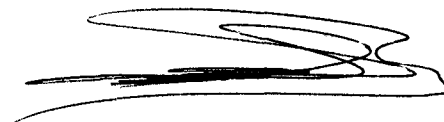
- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) КЭУ Сибирского военного округа (76 КЭЧ ст. Ясная) утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг»
115533, г. Москва, Нагатинская набережная, д.12, корп.4, стр.2.
тел: (495) 756-14-73
тел./факс: (0922) 42-01-02

Генеральный директор
ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг»



Лебедев О.В.