

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Ивгорэлектросеть» по точкам поставки МУП «Энергосбыт»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>39065-08</u>
--	--

Изготовлена ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг» для коммерческого учета электроэнергии на объектах МУП «Ивгорэлектросеть» по точкам поставки МУП «Энергосбыт» по проектной документации ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг», согласованной ОАО «АТС», заводской номер 097.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии МУП «Ивгорэлектросеть» по точкам поставки МУП «Энергосбыт» (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 двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 0,2 по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и класса точности 0,5 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии; счётчики активной и реактивной электроэнергии Меркурий 230 классов точности 0,5S по ГОСТ 30206 и 1,0 по ГОСТ 30207 для активной электроэнергии и классов точности 1,0 и 2,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии и счётчики активной и реактивной электроэнергии ЦЭ6850 классов точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425 для реактивной электроэнергии установленные на объектах, указанных в таблице 1 (29 точек измерения).

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий в себя сервер базы данных (Сервер БД) на базе сервера IBM System x3650, каналобразующую аппаратуру, преобразователь интерфейсов RS-485/RS-232, GSM-модем Siemens MC 35 Terminal, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала и программное обеспечение (ПО) «Пирамида-2000. Сервер».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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, подключенных по одноканальной проводной линии связи RS-485, через каналобразующую аппаратуру передается на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, отображение информации по подключенным к серверу БД устройствам, а также передача информации на АРМ МУП «Ивгорэлектросеть» и в организации–участники оптового рынка электроэнергии.

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от центрального сервера БД по выделенным каналам связи через интернет-провайдера.

АИИС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) включающей в себя устройство синхронизации системного времени УССВ со встроенным приемником сигналов точного времени, передаваемых спутниковой системой GPS, и специализированное программное обеспечение коррекции времени. Время сервера БД сличается с временем УССВ, сличение один раз в час, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 2 с. Сличение времени счетчиков с временем сервера БД один раз сутки, корректировка времени счетчиков осуществляется при расхождении с временем сервера БД ± 2 с. Таким образом, 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 электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ТП-601 ввод ф. 623 ПС «Ивановская-5» код точки 372140013114101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№ 08032 Зав.№ 03630	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 383	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 09072207	сервер IBM System x3650 Зав.№ 99BY452	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 5,2
2	ТП-908 ввод ф. 602 ПС «Ивановская-6» код точки 372140014218101	ТТИ-А Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ Y13655 Зав.№ Y13649 Зав.№ Y13658	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103070105				
3	КТП-763 Ввод 0,4 кВ от ПС «Ново-Талицы» яч. ф. 113 код точки 372140020218101	ТТИ-А Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ Y10012 Зав.№ Y10022 Зав.№ Y10025	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103071181		Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,2	± 2,9 ± 4,4
4	КТП-761 Ввод 0,4 кВ от ПС «Ново-Талицы» яч. ф. 113 код точки 372140019218101	ТТИ-А Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ Y10021 Зав.№ Y10020 Зав.№ Y10010	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103070162				
5	КТП АЗС Ввод 0,4 кВ от ПС «Ново-Талицы» яч. ф. 113 код точки 372140018218101	-	-	Меркурий 230ART.02.PCIN Кл. т. 1,0/2,0 Зав.№ 00647659		Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,2	± 4,0 ± 8,2
6	КТП-948 Ввод 0,4 кВ от ПС «Ивановская-10» ООО «Ивпродснаб» яч. ф. 604 код точки 372140027118101	Т-0.66 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 01983 Зав.№ 01878 Зав.№ 01914	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103071049		Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,2	± 2,9 ± 4,4
7	яч. ф. 1 РП-22 от ТП-857 ОАО «ТГК-6» код точки 372140037114101	ТПЛ-10, ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 0236 Зав.№ 20755	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 6490	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 04021039		Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 5,2
8	яч. ф. 2 РП-22 от ТП-857 ОАО «ТГК-6» код точки 372140038114101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 2542 Зав.№ 1312	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ РАП	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05022236				

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
9	РП-10 яч. КЛ к РП-25 ФГУП «733 ЦРЗСС» код точки 372140030114101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 44543 Зав.№ 44147	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 2122	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05020053	сервер IBM System x3650 Зав.№ 99BY452	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 5,2
10	ТП-764 Ввод-2 0,4 кВ от ТП-14 Ивановская КЭЧ МВО код точки 372130003218101	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав.№ 17419 Зав.№ 17627 Зав.№ 17282	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103071153		Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,2	± 2,9 ± 4,4
11	ОАО «Автокран» ПС «Ивановская-12» яч. ф. 604 код точки 372140021114201	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 15255 Зав.№ 16060	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 7005 Зав.№ 6998 Зав.№ 6999	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06022035		Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 5,2
12	ОАО «Автокран» ПС «Ивановская-12» яч. ф. 638 код точки 372140021114401	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 43461 Зав.№ 7070	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 6997 Зав.№ 6996 Зав.№ 7003	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05020067				
13	ОАО «Автокран» ПС «Ивановская-12» яч. ф. 651 код точки 372140021114101	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 800/5 Зав.№ 10981 Зав.№ 5140	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 7006 Зав.№ 7000 Зав.№ 6992	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06022029				
14	ОАО «Автокран» ПС РТП-1 ячейка №4 фидера КЛ-6 кВ к ТП-864 код точки 372140023214101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 75/5 Зав.№ 39963 Зав.№ 9744	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 118	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05020018				
15	ОАО «МК Кранэкс» ГПП-110/6 КРУ № 3, ф. 601 код точки 372140003114101	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 28060 Зав.№ 23032	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав.№ 68273	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05022127		Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,5	± 3,2 ± 5,1
16	ОАО «МК Кранэкс» ГПП-110/6 КРУ № 19, ф. 609 код точки 372070039114102	ТЛМ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 00150 Зав.№ 00165	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав.№ 68268	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05022117				
17	ОАО «МК Кранэкс» ГПП-110/6 КРУ № 35, ф. 608 код точки 372070039114201	ТВЛМ 10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 00128 Зав.№ 00144	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1070	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05021122		Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 5,2
18	ПС ООО «Сигма» яч. ф. КЛ-6 кВ к ТП-59 код точки 372140024114101	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 75/5 Зав.№ 47962 Зав.№ 47983	НТМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 4079	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 05020070				

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
19	МУП «Ивановское ТТУ» ПС ТТУ-1 яч. ф. КЛ-6 кВ к ТП-268 код точки 372140025114101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 6337 Зав.№ 6727	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1310	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 09072917	сервер IBM System x3650 Зав.№ 99BY452	Активная,	± 1,2	± 3,3
20	МУП «Ивановское ТТУ» ПС ТТУ-7 яч. ф. КЛ-6 кВ к ТП-869 код точки 372140026114101	ТПЛУ-10 Кл. т. 0,5 50/5 Зав.№ 52632 Зав.№ 52628	НТМК-6-48 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 652	СЭТ-4ТМ.02 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 06022045		реактивная	± 2,7	± 5,2
21	ООО «Энергосетьком», ТП-3 яч. ф. 2г код точки 372180001118201	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 5213 Зав.№ 62270 Зав.№ 5312	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103070007		Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,2	± 2,9 ± 4,4
22	ООО «Энергосетьком», ТП-3 яч. ф. 3г код точки 372180001118101	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№ 32207 Зав.№ 21217 Зав.№ 13774	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103070002				
23	ООО «Энергосетьком», ТП-3 яч. ф. 20 код точки 372180001118102	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 62256 Зав.№ 37565 Зав.№ 5280	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103070092				
24	ООО «Энергосетьком», ТП-8 яч. ф. 29 код точки 372180002118101	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 46818 Зав.№ 46857 Зав.№ 46866	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103070170				
25	ООО «Энергосетьком», ТП-8 яч. ф. 31 код точки 372180002118102	ТШП-0,66 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 46875 Зав.№ 46877 Зав.№ 46815	-	СЭТ-4ТМ.03.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0103070063				
26	ОАО «Полет» ТП-1 Металлопроизводства яч. ф. КЛ-6 кВ к ПС АКД код точки 372140029114101	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 25187 Зав.№ 14578	НТМК-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 12	ЦЭ 6850 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 5D801509		Активная,	± 1,2	± 3,3
27	ТП ЗАО «Железобетон» яч. ф. 7 к ТП-876 код точки 372140031114101	ТПЛИМ 10 Кл. т. 0,5 75/5 Зав.№ 30474 Зав.№ 75266	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 269	ЦЭ 6850 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 63828157		реактивная	± 2,7	± 5,6

Окончание 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, %
28	ТП ЗАО «Одежда и мода» яч. ф. КЛ-6 кВ к ТП-34 код точки 372140033114101	ТПЛМ 10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№ 59745 Зав.№ 60593	НТМК-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 101	ЦЭ 6850 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 5N835382	сервер IBM System x3650 Зав.№ 99BY452	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,7 ± 3,3 ± 5,6
29	ПС ООО «Ивсиликат» яч. ф. КЛ-6 кВ к ТП-802 код точки 372140035114101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 26924 Зав.№ 24230	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 127	Меркурий-230 ART-00 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01137824			± 1,2 ± 2,7 ± 3,3 ± 5,2

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 $(0,98 \div 1,02)$ Уном; ток $(1 \div 1,2)$ Ином, $\cos\varphi = 0,9$ инд.;
температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1)$ Уном; ток $(0,05 \div 1,2)$ Ином; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$
допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 20 до + 55 °С; для сервера от +15 до +35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ 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, ГОСТ 30207 и ГОСТ 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035, ГОСТ 52425 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.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчетчик ЦЭ 6850 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 160000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчетчик Меркурий 230 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания Сервера БД 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 ИВК:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и ИВК;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение ИВК;

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- электросчетчик ЦЭ6850 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 50 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- электросчётчик Меркурий 230 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 85 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер - 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) МУП «Ивгорэлектросеть» по точкам поставки МУП «Энергосбыт».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ МУП «Ивгорэлектросеть» по точкам поставки МУП «Энергосбыт» 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) МУП «Ивгорэлектросеть» по точкам поставки МУП «Энергосбыт». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» октябре 2008 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 СЭТ-4ТМ.02 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.02. Методика поверки» ИЛГШ.411152.087 РЭ1;
 - Счетчик Меркурий 230 – по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1;
 - Счетчик ЦЭ6850 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки» ИНЕС.411152.034 Д1;
- Приемник сигналов точного времени.
Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

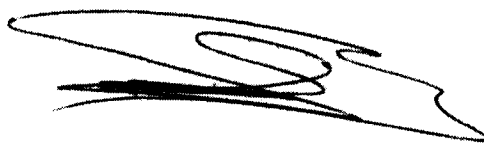
- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) МУП «Ивгорэлектросеть» по точкам поставки МУП «Энергосбыт» 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»
127254, г. Москва, Огородный проезд, д.5, стр.7
тел: (495) 756-14-73
тел./факс: (4922) 42-44-93

Генеральный директор
ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг»



Лебедев О.В.