

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГЦИ СИ - директор
ГУ «Энерготестконтроль»



В.Б. Минц
В.Б. Минц

02 2006 г.

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учёта электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ЗЭС1	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>31266-06</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ОАО «Энергоучет» (г. Оренбург), зав. № 001.

Смонтирована в соответствии с рабочим проектом РУАГ.411734.038.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная для коммерческого учёта электроэнергии - АИИС КУЭ ЗЭС1 предназначена для измерения активной и реактивной энергии и мощности, а также для автоматического сбора, хранения и отображения информации.

Областью применения данной АИИС является коммерческий учёт электроэнергии на объектах Западных электрических сетей ОАО «Оренбургэнерго»: ПС «Новосергиевская», ПС «Тоцкая», ПС «Ташлинская», ПС «Первомайская» и ПС «Алексеевская».

ОПИСАНИЕ

АИИС состоит из измерительных каналов (далее – ИК), включающих следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001;
- многофункциональные счетчики электрической энергии в соответствии с ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 26035-83.

Принцип работы АИИС КУЭ заключается в трансформировании первичных фазных токов и напряжений 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 микропроцессором счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. 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 по проводным линиям связи (интерфейс RS-485) поступает на входы локальных УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера базы данных по коммутируемым телефонным линиям, через интернет, по сотовому каналу передачи данных или по выделенному оптическому цифровому каналу связи.

АИИС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени от передающих их российских радиостанций.

Для защиты измерительной системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и базы данных).

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики АИИС представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические характеристики.

Измерительный канал		Диапазон измерений		Предел допускаемой основной относительной погрешности измерения электроэнергии, %	
№	Наименование	Напряжения, кВ	Тока, А	Активной	Реактивной
1-1	Ввод 35 кВ СТ1	35 ± 3,5	7,5 - 180	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-2	Ввод 35 кВ СТ2	35 ± 3,5	10 – 240	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-3	ВЛ-35 кВ Н.Каменка	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-4	ВЛ-35 кВ Степная	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-5	ВЛ-35 кВ Кузьминка	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-6	ВЛ-35 кВ Заречная	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-7	Яч. № 17 ф.9 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-8	Яч. № 15 ф.8 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-9	Яч. № 14 Ввод 10 кВ	10 ± 1,0	50 – 1200	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-10	Яч. № 16 ф.7 (10 кВ)	10 ± 1,0	3,75 – 90	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-11	Яч. № 1 ф.6 (10 кВ)	10 ± 1,0	15 – 360	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-12	Яч. № 2 ф.5 (10 кВ)	10 ± 1,0	15 – 360	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)

Измерительный канал		Диапазон измерений		Предел допускаемой основной относительной погрешности измерения электроэнергии, %	
№	Наименование	Напряжения, кВ	Тока, А	Активной	Реактивной
1-13	Яч. № 3 ф.4 (10 кВ)	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-14	Яч. № 4 Ввод 10 кВ	10 ± 1,0	30 – 720	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-15	Яч. № 8 ф.1 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-16	Яч. № 7 ф.2 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-17	Яч. № 6 ф.3 (10 кВ)	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-18	Яч. № 14 Рез. (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-19	Яч. № 11 ЯПГ (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 2,3)	± (1,2 – 4,4)
1-20	ТСН 1,2 (0,22 кВ)	0,22 ± 0,022	5 – 120	± (0,8 – 1,9)	± (1,0 – 4,3)
2-1	Ввод 35 кВ С1Т	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-2	ВЛ Водозабор-1	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-3	Ввод 35 кВ С3Т	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,4 – 10,6)	± (1,8 – 8,4)
2-4	Ввод 35 кВ С2Т	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-5	ВЛ Водозабор-2	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-6	ВЛ Логачёвская	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-7	ТСН 1,2 (0,4 кВ)	0,4 ± 0,04	5 – 120	± (0,8 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
2-8	Яч. № 7 ф.9	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-9	Яч. № 6 ф.2	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-10	Плавка гололёда	10 ± 1,0	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-11	Яч. № 5 Ввод С1Т	10 ± 1,0	50 – 1200	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-12	Яч. № 2 ф.1	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-13	Яч. № 1 ф.10	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-14	Яч. № 10 ф.5	10 ± 1,0	7,5 – 180	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-15	Ввод С2Т	10 ± 1,0	50 – 1200	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-16	ТСН-3	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-17	Яч. № 16 ф.7	10 ± 1,0	7,5 – 180	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-18	Яч. № 16 ф.6	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-19	Яч. № 17 ф.4	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-20	Яч. № 18 ЖД	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
2-21	Яч. № 19 ф.8	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-1	ВЛ-110 кВ Восток	110 ± 11	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-2	Ввод С1Т (35 кВ)	35 ± 3,5	7,5 – 180	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-3	ВЛ-35 кВ Тепловская	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-4	ВЛ-35 кВ Рубежинская	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-5	ОМВ-35 кВ	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,4 – 10,6)	± (1,8 – 8,4)
3-6	Ввод С2Т (35 кВ)	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-7	Ввод С1Т (10 кВ)	10 ± 1,0	50 – 1200	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-8	Яч. № 2 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-9	Яч. № 6 ф.2 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-10	Яч. № 7 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-11	Яч. № 8 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
3-12	ТСН 1,2 (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (0,8 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
3-13	Яч. 13 (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (0,9 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
3-14	Яч. 14 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (0,9 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
3-15	Яч. 15 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (0,9 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
3-16	Яч. 17 (10 кВ)	10 ± 1,0	7,5 – 180	± (0,9 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
3-17	Ввод С2Т (10 кВ)	10 ± 1,0	30 – 720	± (0,9 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
3-18	Резерв (10 кВ)	10 ± 1,0	30 – 720	± (0,9 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
3-19	Плавка гололёда (10 кВ)	10 ± 1,0	20 – 480	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)

Измерительный канал		Диапазон измерений		Предел допускаемой основной относительной погрешности измерения электроэнергии, %	
№	Наименование	Напряжения, кВ	Тока, А	Активной	Реактивной
4-1	Каргала (110 кВ)	110 ± 11	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-2	Сорочинск (110 кВ)	110 ± 11	30 – 720	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-3	С1Т (35 кВ)	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-4	С2Т (35 кВ)	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-5	Хуторка (35 кВ)	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-6	Кулагино (35 кВ)	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-7	Лапаз (35 кВ)	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-8	Ввод С1Т (10 кВ)	10 ± 1,0	30 – 720	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-9	Ввод С2Т (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-10	ТСН-1 (0,4 кВ)	0,4 ± 0,04	10 – 240	± (0,8 – 5,4)	± (1,0 – 5,4)
4-11	ТСН-2 (0,4 кВ)	0,4 ± 0,04	5 – 120	± (0,8 – 5,4)	± (1,0 – 5,4)
4-12	Ф. № 1 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-13	Ф. № 3 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-14	Ф. № 13 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-15	Ф. № 16 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-16	Плавка гололёда (10 кВ)	10 ± 1,0	20 – 480	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-17	Ф. № 12 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-18	Ф. № 11 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-19	Ф. № 9 (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-20	Ф. № 7 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-21	Ф. № 6 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-22	Ф. № 15 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-23	Ф. № 14 (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-24	Ф. № 17 (10 кВ)	10 ± 1,0	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-25	Ф. № 10 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-26	Ф. № 5 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-27	Ф. № 2 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-28	Ф. № 4 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-29	Ф. № 8 (10 кВ)	10 ± 1,0	7,5 – 180	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
4-30	Загорск (35 кВ)	35 ± 3,5	7,5 – 180	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 5,5)
5-1	ВЛ-110 кВ Сорочинск	110 ± 11	30 – 720	± (1,4 – 10,6)	± (1,8 – 8,4)
5-2	ВЛ-110 кВ Илек	110 ± 11	20 – 480	± (1,4 – 10,6)	± (1,8 – 8,4)
5-3	ВЛ-35 кВ Мухраново	35 ± 3,5	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-4	Ввод С1Т (35 кВ)	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-5	Ввод С2Т (35 кВ)	35 ± 3,5	15 – 360	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-6	Ввод С1Т (10 кВ)	10 ± 1,0	50 – 1200	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-7	Ввод С2Т (10 кВ)	10 ± 1,0	50 – 1200	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-8	Яч. 16 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-9	Яч. 17 (10 кВ)	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-10	Яч. 18 (10 кВ)	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-11	Яч. 19 (10 кВ)	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-12	Яч. 20 (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-13	Яч. 1 (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-14	Яч. 2 (10 кВ)	10 ± 1,0	10 – 240	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-15	Яч. 4 (10 кВ)	10 ± 1,0	5 – 120	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-16	Яч. 5 (10 кВ)	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-17	Яч. 6 (10 кВ)	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)
5-18	Яч. 7 (10 кВ)	10 ± 1,0	2,5 – 60	± (1,0 – 5,5)	± (1,2 – 4,4)

Измерительный канал		Диапазон измерений		Предел допускаемой основной относительной погрешности измерения электроэнергии, %	
№	Наименование	Напряжения, кВ	Тока, А	Активной	Реактивной
5-19	ТСН-1 (0,4 кВ)	0,4 ± 0,04	15 – 360	± (0,8 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
5-20	ТСН-2 (0,4 кВ)	0,4 ± 0,04	15 – 360	± (0,8 – 5,4)	± (1,0 – 4,3)
Пределы допускаемой абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени				± 5 с	

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Нормальные условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока.....(220 ± 4,4) В;
- частота питающей сети..... (50 ± 0,4) Гц;
- температура:.....от минус 25 °С до +40 °С (для ТН и ТТ);
.....от +15 °С до +25 °С (для счётчиков);
.....от +15 °С до +25 °С (для УСПД);
- относительная влажность воздуха.....(70 ± 5) %;
- атмосферное давление.....(750 ± 30) мм рт.ст.

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение питающей сети переменного тока..... (220±10) В;
- частота питающей сети..... (50 ± 0,4) Гц;
- температура:
.....от минус 45 °С до +50 °С (для ТН и ТТ);
.....от +5 °С до +35 °С (для счётчиков);
.....от +10 °С до +35 °С (для УСПД);
- относительная влажность воздуха..... (70 ± 10) %;
- атмосферное давление..... (750 ± 30) мм рт.ст.
- индукция внешнего магнитного поля для счётчиков(0 – 0,5) мТл.

Средняя наработка на отказ..... 35000 ч.

Средний срок службы..... 10 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС представлена в таблице 2.

Таблица 2

Наименование, тип, № в Госреестре СИ	Количество
Трансформатор тока ТФН-35; кл. точн. 0,5; № 664-51	2 шт.
Трансформатор тока ТВ-35; кл. точн. 0,5; № 4462-74	62 шт.
Трансформатор тока ТЛК-10; кл. точн. 0,5; № 9143-01	26 шт.
Трансформатор тока ТЛМ-10; кл. точн. 0,5; № 2473-00	49 шт.
Трансформатор тока ТВЛМ-10; кл. точн. 0,5; № 1856-63	20 шт.
Трансформатор тока ТВК-10; кл. точн. 0,5; № 8913-82	4 шт.

Наименование, тип, № в Госреестре СИ	Количество
Трансформатор тока Т-0,66; кл. точн. 0,5; № 28649-05	18 шт.
Трансформатор тока ТВДМ-35; кл. точн. 1,0; № 3634-89	3 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10; кл. точн. 0,5; № 6009-77	9 шт.
Трансформатор тока ТПЛМ-10; кл. точн. 0,5; № 2363-68	2 шт.
Трансформатор тока ТПОЛ-10; кл. точн. 0,5; № 1261-02	2 шт.
Трансформатор тока ТФНД-110; кл. точн. 0,5; № 2793-71	6 шт.
Трансформатор тока ТФН-35; кл. точн. 0,5; № 664-51	1 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-35; кл. точн. 0,5; № 26417-04	4 шт.
Трансформатор тока ТВД-35; кл. точн. 0,5; № 3634-89	3 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10; кл. точн. 0,5; № 1276-59	36 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ-110; кл. точн. 0,5; № 2793-71	3 шт.
Трансформатор тока ТВ-110; кл. точн. 0,5; № 20644-03	6 шт.
Трансформатор тока ТШП 0,66; кл. точн. 0,5; № 15173-01	3 шт.
Трансформатор тока ТК-20; кл. точн. 0,5; № 26004-03	3 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35; кл. точн. 0,5; № 912-54	18 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10; кл. точн. 0,5; № 16687-02	2 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10; кл. точн. 0,2; № 831-53	4 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-35; кл. точн. 0,5; № 20186-00	4 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10; кл. точн. 0,5; № 11094-87	4 шт.
Трансформатор напряжения НКФ-110; кл. точн. 0,5; № 26452-04	15 шт.
Счетчик электроэнергии СЭТ 4ТМ.02.0; кл. точн. 0,5S/1,0; № 20175-01	20 шт.
Счетчик электроэнергии СЭТ 4ТМ.02.2; кл. точн. 0,5S/1,0; № 20175-01	90 шт.
Устройство сбора и передачи данных УСПД ЭКОМ-3000; № 23344-02	5 шт.
Устройство синхронизации системного времени ИВЧ-1/С, № 18041-04	1 шт.
Сервер IBM P 486	1 шт.
Специализированное программное обеспечение Конфигуратор 3000; Archive	1 комплект
Руководство по эксплуатации с методикой поверки	1 экземпляр

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 1 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками, соответствующими заменяемым. Допускается замена УСПД на однотипные утвержденного типа.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС проводится в соответствии с разделом «Методика поверки» РУАГ.411734.038 РЭ «Система информационно – измерительная автоматизированная АИИС КУЭ ЗЭС1», согласованным ФГУП «ВНИИМС» 31.01.2006 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии в соответствии с утвержденным документом «Методика поверки ИЛШ.411152.124 РЭ1», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;

- переносный компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы;
 - радиоприемник УВК диапазона, принимающий сигналы службы точного времени;
- Межповерочный интервал – 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. 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 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Техническая документация на систему информационно – измерительную автоматизированную – АИИС КУЭ ЗЭС1 РУАГ.411734.038.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учёта электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ЗЭС1 утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ОАО «Энергоучёт».

Адрес: 460044, г. Оренбург, ул. Конституции, д. 13.

Тел (3532) 64-67-26, факс (3532) 36-98-86.

Владелец: ОАО "Оренбургэнерго".

Адрес 460024, г. Оренбург, ул. Маршала Г.К. Жукова, 44.

Тел.: (3532) 77-31-82, факс: (3532) 41-12-08.

**Технический директор
ОАО «Оренбургэнерго»**



М.В. Кузьмин