

Согласовано



Руководитель ГЦИ СИ- Директор
ФГУ «Самарский ЦСМ»

Е.А.Стрельников

17 декабря 2008 г

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 40174-08 Взамен № _____
--	--

Изготовлена ООО «Промсервис - СД» для коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» по ГОСТ 22261-94 и проектной документации ООО «Промсервис - СД» г. Самара, согласованной с ОАО « АТС», заводской № 21.

Назначение и область применения.

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» (далее АИИС КУЭ. ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2», автоматического сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание.

АИИС КУЭ. ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ». ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» выполняет следующие функции:

- измерение с нарастающим итогом активной и реактивной электроэнергии с дискретностью во времени 30 минут в точках учета;
- вычисление приращений активной и реактивной электроэнергии за учетный период;
- вычисление средней активной и реактивной мощности на интервале времени 30 минут;
- периодический или по запросу автоматический сбор и суммирование привязанных к единому календарному времени измеренных данных от отдельных точек учета;
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных, энергонезависимая память) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования (включая средства измерений и присоединения линий связи), программного обеспечения и базы данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

•конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ». ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2»;

•диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ. ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2»;

•ведение системы единого времени АИИС КУЭ ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» (коррекция времени).

1-ый уровень системы включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) КТ 0,5 по ГОСТ 7746 - 01 и трансформаторы напряжения (ТН) КТ 0,5 ГОСТ 1983 - 01, счетчики активной и реактивной электроэнергии ЦЭ 6850, КТ. 0,2s/0,5 в ГР № 20176-06 по ГОСТ Р 52323-05 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-05 при измерении реактивной электроэнергии(в виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-05), установленных на объектах, указанных в таблице 1 (31 точка измерения). Вторичные электрические цепи. Технические средства каналов передачи данных

2-ой уровень - (ИБКЭ)- представляет собой устройство сбора и передачи данных на базе контроллера ВЭП- 01»-1 шт., ГР № 25556-03, устройство синхронизации системного времени, встроенное в контроллер ВЭП – 01. Технические средства оборудования и передачи данных.

3-ий уровень представляет собой - информационно-вычислительный комплекс (ИБК), включающий технические средства приема-передачи данных, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации, сервер БД системы, ЦУСПД на базе центрального контроллера ВЭП- 01С -1 шт., ГР № 25556-03,автоматизированное рабочее место - в здании центра сбора информации филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» .

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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы контроллера (где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации ,оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ. В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени. УССВ выполнено в виде модуля РС-104 РСМ-3292. Время контроллера синхронизировано с временем УССВ, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1с. Контроллер ВЭП-01 осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем контроллера ВЭП-01 осуществляется 1 раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков со временем контроллера ВЭП-01 ± 2 с. Погрешность системного времени ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и контроллера ВЭП-01 отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств момент непосредственно предшествующий коррекции.

Основные технические и метрологические характеристики.

Состав измерительных каналов и их основные технические и метрологические характеристики приведены в таблице №1.

Таблица №1. Основные технические и метрологические характеристики.

Номер канала	Наименование объекта	Состав измерительного канала					ЦУСПД	Вид эл. энергии	Основ. погр. ИК при I от I ном 100%; U=1,0; Cosφ=0,8	Погрешность ИК в рабочих условиях при I (0,01...1,2) I ном U=(0,9..1,01)*Uном Cosφ=0,8
		Трансформатор Тока, Тип, Класс точности, Зав. номер	Трансформатор Напряжения, Тип, Класс точности, Зав. номер	Постоянная счетчика,	Счетчик трехфазный переменного тока активной и реактивной энергии	УСПД				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 С-1-Т 2 сек. 6 кВ	ТШЛ-10 КТ 0,5;3000/5 А №3981, 30.01.08 В №3918, 30.01.08 С №3910, 30.01.08	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	1000 0	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 0055270508236793 2007-3	ВЭП-01 № 20070300421	ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403	А Р	1,2 2,1	3,0 6,5
2	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 С-2-Т 4 сек. 6 кВ	ТШЛ-10 КТ 0,5;3000/5 А №2291, 30.01.08 В №2292, 30.01.08 С №2290, 30.01.08	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709502468 2007-3					
3	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-4 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №12452, 11.12.07 С №12271, 11.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №74887746 2007-3				1,3 2,1	3,9 6,5
4	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-6 6 кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5;400/5 А №48677, 11.12.07 С №2170, 11.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №0055270709568334 2007-3					
5	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-8 6 кВ	ТПК-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №472, 11.12.07 В №474, 11.12.07 С №476, 11.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №60812968 2007-2					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-10 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №12211, 11.12.07 С №12342, 11.12.07	НТМИ-6 КТ0,5;6000/100 А,В,С №379222.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №73858699 2007-4	ВЭП-01 № 20070300421	ВЭП-01С; 3ав.№ 20070300403	А Р	1,3 2,1	3,9 6,5
7	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-11 10 кВ	ТПЛ-10УЗ КТ 0,5;400/5 А №57538, 06.12.07 С №57138, 06.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3605 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709502154 2007-3				1,2 2,1	3,0 6,5
8	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-12 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №12325, 11.12.07 С №12297, 11.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №74851497 2007-2				1,3 2,1	3,9 6,5
9	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-20 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №12054, 11.12.07 С №12059, 11.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №73840930 2007-1					
10	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-22 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №9530, 11.12.07 С №12466, 11.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №73858460 2007-1					
11	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-24 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №12448, 11.12.07 С №12441, 11.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709502956 2007-3				1,2 2,1	3,0 6,5
12	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-28 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №12420, 06.12.07 С №12675, 06.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №3792 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №73858416 2007-1				1,3 2,1	3,9 6,5
13	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-29 10 кВ	ТПЛ-10УЗ КТ 0,5;400/5 А №57536, 06.12.07 С №57510, 06.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3605 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №74852358 2007-3					
14	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-34 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №11194, 17.12.07 С №11420, 17.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №73850579 2007-1					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-35 10 кВ	ТПЛ-10УЗ КТ 0,5;400/5 А №894, 13.12.07 С №681, 13.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3064 21.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №74851981 2007-2	ВЭП-01 № 20070300421	ВЭП-01С; Зап.№ 20070300403	А Р	1,3 2,1	3,9 6,5
16	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-36 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №11264, 17.12.07 С №13406, 17.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709568471 2007-3				1,2 2,1	3,0 6,5
17	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-42 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №13443, 17.12.07 С №11208, 17.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №74889266 2007-2				1,3 2,1	3,9 6,5
18	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-46 6 кВ	ТПК-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №478, 17.12.07 В №490, 17.12.07 С №489, 17.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №65810229 2007-3					
19	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-50 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №19336, 17.12.07 С №13411, 17.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №74852260 2007-2					
20	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-52 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5;400/5 А №4411, 17.12.07 С №60933, 17.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709502574 2007-3				1,2 2,1	3,0 6,5
21	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-54 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5;400/5 А №2021, 17.12.07 С №57517, 17.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709502390 2007-3					
22	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-56 6 кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №23032, 17.12.07 С №510, 17.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №73858438 2007-1				1,3 2,1	3,9 6,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-57 10 кВ	ТПЛ-10УЗ КТ 0,5;400/5 А №799, 13.12.07 С №959, 13.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3064 21.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №73858439 2007-	ВЭП-01 № 20070300421	20070300403	А Р	1,3 2,1	3,9 6,5
24	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-58 6 кВ	ТПЛ-10УЗ КТ 0,5;400/5 А №13531, 06.12.07 С №40570, 06.12.07	НТМИ-6 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №ХПРХ 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №73844233 2007-1					
25	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-9 10 кВ	ТЛМ-10-1УЗ КТ 0,5;400/5 А №1663, 30.04.07 В №1662, 30.04.07 С №1801, 30.04.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3605 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709502437 2007-3				1,2 2,1	3,0 6,5
26	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-21 10 кВ	ТЛК-10-5 КТ 0,5;150/5 А №2218, 29.01.08 С №2210, 29.01.08	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3605 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709568563 2007-3					
27	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-13 10 кВ	ТЛК-10-6УЗ КТ 0,5;300/5 А №5968, 06.12.07 В №6117, 06.12.07 С №6077, 06.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3605 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №07935700085 2007-3				1,3 2,1	3,9 6,5
28	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-27 10 кВ	ТЛМ-10-1УЗ КТ 0,5;600/5 А №1157, 06.12.07 В №2773, 06.12.07 С №2785, 06.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3605 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №63807937 2007-2					
29	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 фидер-37 10 кВ	ТЛМ-10-1УЗ КТ 0,5;600/5 А №2502, 13.12.07 В №2767, 13.12.07 С №2777, 13.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3064 21.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 №66808179 2007-3					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 яч. 15 МВ-1-10 10 кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5;1500/5 А №72400, 15.12.07 В №72395, 15.12.07 С №72405, 15.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3605 22.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270508238582 2007-3	ВЭП-01 № 20070300421	20070300403	А Р	1,2 2,1	3,0 6,5
31	ПС 110/10/6 кВ Центральная-2 яч. 41 МВ-3-10 10 кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5;1500/5 А №3318, 16.12.07 В №11053, 16.12.07 С №3363, 16.12.07	НТМИ-10 КТ 0,5;10000/100 А,В,С №3064 21.09.06	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709502413 2007-3					

Примечание к Таблице №1

1. Погрешность измерений для ТТ класса точности 0,5 нормируется для тока в диапазоне 5-120% от номинального значения

2. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

3. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0.95.

4. Нормальные условия

параметры сети: напряжение $(0,99...1,01) \cdot U_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд

температура окружающей среды $(23 \pm 2) ^\circ\text{C}$

частота $(50 \pm 0,5)$ Гц

сила тока: $(0,05...1,20) \cdot I_{ном}$

5. Рабочие условия:

-параметры сети: напряжение $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$, ток $(0,05...1,2) \cdot I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 50 ^\circ\text{C}$, для

счетчиков ЦЭ6850 от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+55 ^\circ\text{C}$; для контроллеров ВЭП-01 (ВЭП-01С) от $-35 ^\circ\text{C}$ до плюс $50 ^\circ\text{C}$

частота $(50 \pm 0,5)$ Гц

6. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746, трансформаторов напряжения - ГОСТ 1983, счетчиков электроэнергии - ГОСТ Р 52323-05 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-05 при измерении реактивной электроэнергии. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S для ГОСТ Р 52323-05.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в филиале ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети". ПС110/10/6 кВ «Центральная-2». порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

Надежность применяемых в системе компонентов:

Электросчетчик ЦЭ6850

- среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов

-средний срок службы – не менее 30 лет,

Контроллер типа ВЭП-01(ВЭП-01С)

- среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов,

-средний срок службы – не менее 18 лет,

-среднее время восстановления не более -24 часов,

-коэффициент готовности не менее-0,99.

УССВ:

- среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов

-коэффициент готовности - не менее 0,95

-среднее время восстановления не более -168 часов

Для трансформаторов тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и 1983-2001:

-средняя наработка на отказ – не менее $40 \cdot 10^5$ часов

-средний срок службы –25 лет

Надежность системных решений:

•резервирование питания УСПД (ЦУСПД) реализовано с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

•резервирование каналов связи: реализовано с помощью передачи по электронной почте и сотовой связи информации о результатах измерений в организации-участники оптового рынка;

Регистрация событий:

•в журналах событий счетчика, УСПД фиксируются факты:

-параметрирования;

-пропадания напряжения,

-коррекция времени

Защищенность применяемых компонентов:

•наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

-электросчетчика;

-промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

-испытательной коробки;

-УСПД (ЦУСПД);

•наличие защиты на программном уровне:

-пароль на счетчике;

-пароль на УСПД (ЦУСПД);

Глубина хранения информации:

•электросчетчик ЦЭ 6850- при установленном получасовом интервале усреднения, не менее 50 суток для каждого направления учета электроэнергии, а при отключении питания - не менее 10 лет;

•контроллер ВЭП-01 - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу не менее 45 суток и электропотребление за месяц по каждому каналу- не менее 4лет (функция автоматизирована), хранение информации при отключении питания –не менее 1года;

•сервер - время хранения информации, при отключенных основной и резервной сетях питания, не менее 3,5 лет

Знак утверждения типа.

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» типографским способом.

Комплектность.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» приведена и должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Волги» -«Самарские распределительные сети». ПС 110/10/6 кВ «Центральная-2» ФО 4222-21-6315501876-2008.

Поверка.

Поверка проводится в соответствии с документами о поверке:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки счетчиков электрической энергии ЦЭ 6850 в соответствии с методикой поверки ИНЕС.411152.034 МП., являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИНЕС.411152.034 РЭ
- средства поверки устройств синхронизации времени УССВ; (поверяется в составе контроллера ВЭП 01) Методика поверки. МП 4250-001-36888188-2003. Утверждена ФГУ Самарский ЦСМ
- средства поверки контроллеров измерительных программируемых «ВЭП 01», в соответствии с методикой поверки. МП 4250-001-36888188-2003, утвержденной ФГУ Самарский ЦСМ

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.
- 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 измерений электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
- .ГОСТ Р 52425-2005. (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Заключение.

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО « МРСК Волги» -«Самарские распределительные сети». ПС 110/10/6 кВ «Цнтральная-2» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации

Изготовитель:

ООО «Промсервис_СД»
Директор
443068, г.Самара.
ул. Конноармейская,13



Е.В.Шляховская.