

Руководитель ГЦИ СИ- Директор  
ФГУ «Самарский ЦСМ»

Е.А.Стрельников  
2008 г



## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ПС 110/35/6 кВ «Фарада»	Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 39878-08 Взамен № _____
---	--

Изготовлена ООО «Промсервис - СД» для коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ». ПС 110/35/6 кВ «Фарада» по ГОСТ 22261-94 и проектной документации ООО «Промсервис - СД» г. Самара, согласованной с ОАО « АТС», заводской № 19.

### Назначение и область применения.

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ». ПС 110/35/6 кВ «Фарада»(далее АИИС КУЭ ». ПС 110/35/6 кВ «Фарада») 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 110/35/6 кВ «Фарада», автоматического сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание.

АИИС КУЭ». ПС 110/35/6 кВ «Фарада» представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ». ПС 110/35/6 кВ «Фарада» 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 110/35/6 кВ «Фарада»;

\*диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Фарада»;

\*ведение системы единого времени АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Фарада» (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 - (ИВКЭ)- 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 (ИВК), 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 110/35/6 кВ «Фарада» .

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 110/35/6 кВ «Фарада» 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  $\pm 2$  с. Погрешность системного времени  $\pm 5$  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				УСПД	ЦУСПД	Вид эл. энергии	Основ. погр. ИК при 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					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110/35/6 кВ Фарада С-1-Т 1 сек. 6кВ	ТПШЛ-10 КТ 0,5;3000/5 А №6345, 07.04.08 В №5808, 07.04.08 С №5805, 07.04.08	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № 9291 24.04.2007	1000 0	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 0055270709524026 2007-3	ВЭП-01 № 20070300424	ВЭП-01С; Зав. № 20070300403	А Р	1,2 2,1	3,0 6,5
2	ПС 110/35/6 кВ Фарада С-1-Т 2 сек. 6кВ	ТПШЛ-10 КТ 0,5;000/5 А №2978, 07.04.08 В №6235, 07.04.08 С №6346, 07.04.08	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №9382 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 0055270709518117 2007-3					
3	ПС 110/35/6 кВ Фарада С-2-Т 3 сек. 6кВ	ТПШЛ-10У3 КТ 0,5;000/5 А №4280, 07.04.08 В №4107, 07.04.08 С №4103, 07.04.08	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ППАУ 01.11.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 0055270508236755 2007-3					
4	ПС 110/35/6 кВ Фарада С-2-Т 4 сек. 6кВ	ТПШЛ-10У3 КТ 0,5;3000/5 А №1138, 07.04.08 В №2567, 07.04.08 С №1930, 07.04.08	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ПТЭВ 31.10.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 0055270508237813 2007-3					
5	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.10 6кВ	ТЛК-10-5У3 КТ 0,5;150/5 А №2024, 07.11.07 В №6888, 07.11.07 С №6966, 07.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №9382 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 50844775 2007-2					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	ПС 110/35/6 кВ Фарадаф.12 6кВ	ТПОЛ-10КТ 0,5600/5А №23207, 29.11.07С №23351, 29.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ0,5;6000/100 А,В,С №9382. 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № №74852436 2007-2	ВЭП-01 № 20070300424	ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403	А Р	1,2 2,1	3,0 6,5
7	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.13 6кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5;1000/5 А №23153, 06.11.07 С №23149, 06.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № 9291 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 0055270508236786 2007-3					
8	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.14 6кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5;400/5 А №10957, 08.11.07 С №59516, 08.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №9382 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 0055270709518636 2007-3					
9	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.17 6кВ	ТПОЛ-10У3 КТ 0,5;1000/5 А №4805, 06.11.07 С №3191, 06.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № 9291 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 74852282 2007-2					
10	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.19 6кВ	ТПОЛ-10У3 КТ 0,5;600/5 А №23036, 06.11.07 С №23333, 06.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № 9291 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 73855582 2007-1					
11	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.21 6кВ	ТПОЛ-10У3 КТ 0,5;400/5 А №54736, 06.11.07 С №1978, 06.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № 9291 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 0055270709524107 2007-3					
12	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.22 6кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5;400/5 А №90111, 08.11.07 С №87216, 08.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №9382 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 № 74860268 2007-2					
13	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.28 6кВ	ТПОЛ-10У3 КТ 0,5;1000/5 А №22253, 27.11.07 С №22290, 27.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №9382 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709518100 2007-3					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.29 6кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №23353, 07.11.07 С №23044, 07.11.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С № 9291 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №73858427 2007-1	ВЭП-01 № 20070300424	ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403	А Р	1,2 2,1	3,0 6,5
15	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.30 6кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5;400/5 А №59638, 27.11.07 С №43651,27.11.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С №9382 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №73844540 2007-2					
16	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.31 6кВ	ТПЛ-10УЗ КТ 0,5;400/5 А №917, С №903, 07.11.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С № 9291 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №74889951 2007-2					
17	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.38 6кВ	ТЛК-10-5УЗ КТ 0,5;150/5А №6989, В № 20893, С №6856, 31.10.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ПТЭВ 31.10.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №50844809 2007-4					
18	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.39 6кВ	ТЛК-10-5УЗ КТ 0,5;600/5 А №503, С №1592, 01.11.07	ТЛК-10-5УЗ КТ 0,5;600/5 А №503, С №1592, 01.11.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №73855625 2007-2					
19	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.40 6кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5;400/5 А №5018, С №5082, 20.12.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ПТЭВ 31.10.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №74851559 2007-2					
20	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.49 6кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;1000/5 А №4775, С №5181, 01.11.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ППАУ 01.11.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №73858655 2007-1					
21	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.50 6кВ	ТПОЛ-10УЗ КТ 0,5;600/5 А №1597, С №1582, 31.10.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ПТЭВ 31.10.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270508238568 2007-3					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.52 6кВ	ТПОЛ-10У3 КТ 0,5;600/5А №17149, С №17289, 27.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ПТЭВ 31.10.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №73858472 2007-1	ВЭП-01 № 20070300424	ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403	А Р	1,2 2,1	3,0 6,5
23	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.53 6кВ	ТПОЛ-10У3 КТ 0,5;600/5 А №1587, С №734, 01.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ППАУ 01.11.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №71855384 2007-1					
24	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.54 6кВ	ТПОЛ-10У3 КТ 0,5;600/5 А №22534, С №732, 07.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ПТЭВ 31.10.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №73852505 2007-1					
25	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.55 6кВ	ТПЛ-10У3 КТ 0,5;400/5 А №11501, С №866, 01.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ППАУ 01.11.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270508236830 2007-3					
26	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.58 6кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5;1000/5 А №4871, С №4793, 31.10.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ПТЭВ 31.10.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270705535077 2007-3					
27	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.6 6кВ	ТЛМ-10-1У3 КТ 0,5;1000/5 А №2075, С №2032, 29.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С №9382 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709568464 2007-3					
28	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.61 6кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5;1000/5 А №6868, С №6677, 01.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ППАУ 01.11.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709518186 2007-3					
29	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.63 6кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5;400/5А №59109, С №21414, 01.11.07	НТМИ-6-6У3 КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ППАУ 01.11.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709568402 2007-3					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.66 6кВ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 КТ 0,5;800/5 А №16246, 31.10.07 В №16296, 31.10.07 С №16394, 31.10.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С № ПТЭВ 31.10.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №0055270709502192 2007-3	20070300424	20070300403	А Р	1,2 2,1	3,0 6,5
31	ПС 110/35/6 кВ Фарада ф.8 6кВ	ТПОЛ-10 КТ 0,5;600/5 А №26016, 07.11.07 С №1636, 07.11.07	НТМИ-6-6УЗ КТ 0,5;6000/100 А,В,С №9382 24.04.2007	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 №73844093 2007-1					

### 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 однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в филиале ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети". ПС 110/35/6 кВ «Фарада». 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 110/35/6 кВ «Фарада» типографским способом.



## Комплектность.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Фарада» приведена и должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ филиала ОАО «МРСК Волги» -«Самарские распределительные сети». ПС 110/35/6 кВ «Фарада» ФО 4222-19-6315501876-2008.

## 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 110/35/6 кВ «Фарада» 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.