

Руководитель ГЦИ СИ- Директор  
ФГУ «Самарский ЦСМ»

Е.А.Стрельников

29 марта 2009 г

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

<p>Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/35/6 кВ «Клиническая» Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 40922-09 Взамен № _____</p>
--	---

Изготовлена ООО «Промсервис - СД» г.Самара для коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/6 кВ «Клиническая» филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» по ГОСТ 22261-94 и проектной документации ООО «Промсервис - СД» заводской № 30.

### Назначение и область применения.

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/35/6 кВ «Клиническая» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» (далее АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Клиническая» предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПС 110/35/6 кВ «Клиническая» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети», автоматического сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание.

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

АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Клиническая» 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 «Клиническая» ;
- диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Клиническая» ;



• ведение системы единого времени АИИС КУЭ ПС 110/35/6 кВ «Клиническая» (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/0.5и КТ. 0,5s/1,0 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 (21 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, 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».

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 «Клиническая» 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 Advantech 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  $\pm 1$  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 от I ном 100%; U=1,0; Cosφ=0,8	Погрешность ИК в рабочих условиях. при I (0,05...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, имп/кВтч	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 Клиническая Фидер-1 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№10453, пов.17.03.08 С зав.№10441, пов.17.03.08	НТМИ-6 КТ 0.5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№71849336 пов. 2007-2	ВЭП-01 Зав. № 20070300447 пов. 29.12.07 ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403 поверка 23.08.2007	А Р	1,3 2,1	3,9 6,6		
2	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-2 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№10420, пов.17.03.08 С зав.№10424, пов.17.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№0055280100048076 пов. 2008-1			1,2 2,1	3,0 6,6		
3	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-3 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№10911, пов.17.03.08 С зав.№58482, пов.17.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1,0 зав.№73840515 пов. 2007-1			1,3 2,1	3,9 6,6		
4	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-4 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№10918, пов.25.03.08 С зав.№10435, пов.25.03.08	НТМИ-6 КТ 0.5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№74887748 пов. 2007-2						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-5 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10КТ 0.5 400/5А зав.№11311, пов.17.03.08С зав.№10927, пов.17. 03.08	НТМИ-6КТ 0.5 6000/100А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1.0 зав.№73855601 пов. 2007-1	ВЭП-01 Зав. № 20070300447 пов. 29.12.07 ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403 поверка 23.08.2007	А Р		1,3 2,1	3,9 6,6
6	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-6 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№10444, пов.17.03.08 С зав.№10427, пов.17.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1,0 зав.№0055280100062041 пов. 2007-4					
7	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-7 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№10432, пов.17.03.08 С зав.№10433, пов.17.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1.0 зав.№74862680 пов. 2007-2					
8	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-8 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№11347, пов.17.03.08 С зав.№11310, пов.17.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1.0 зав.№73855677 пов. 2007-1					
9	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-9 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№11313, пов.17.03.08 С зав.№10923, пов.17.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1,0 зав.№73843791 пов. 2007-1					
10	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-10 сек.1 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№10422, пов.17.03.08 С зав.№10908, пов.17.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1,0 зав.№73855545 пов. 2007-2					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-11 сек.1 6 кВ	ТПЛМ-10 КТ 0.5 400/5 А зав.№11384. пов.05.08.08 С зав.№10834. пов.05.08.08	НТМИ-6 КТ 0.5 6000/100 А,В,С зав. №2806 пов. 17.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1.0 зав.№73844156 пов. 2007-2	ВЭП-01 Зав. № 20070300447 пов. 29.12.07 ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403 поверка 23.08.2007		А Р	1.3 2.1	3.9 6.6
12	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-12 сек.2 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0.5 400/5 А зав.№43463. пов.24.03.08 С зав.№42648. пов.24.03.08	НТМИ-6 КТ 0.5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1,0 зав.№74889596 пов. 2007-2					
13	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-13 сек.2 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№43450. пов.24.03.08 С зав.№44452. пов.24.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№74890137 пов. 2007-2					
14	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-14 сек.2 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№05892. пов.24.03.08 С зав.№07391. пов.24.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№74887715 пов. 2007-2					
15	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-15 сек.2 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№05725. пов.24.03.08 С зав.№05879. пов.24.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1,0 зав.№ 428 пов. 2007-2					
16	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-16 сек.2 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№97743, пов.24.03.08 С зав.№97749, пов.24.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1,0 зав.№73844500 пов. 2007-2					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-17 сек.2 6 кВ	ТПЛ-10 КТ 0.5 400/5 А зав.№1508, пов.24.03.08 С зав.№99357. пов.24.03.08	НТМИ-6 КТ 0.5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1.0 зав.№71844391 пов. 2007-1	ВЭП-01 Зав. № 20070300447 пов. 29.12.07 ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403 поверка 23.08.2007	А Р	1.3 2.1	3.9 6.6	
18	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-18 сек.2 6 кВ	ТПЛ-10У3 КТ 0.5 400/5 А зав.№23755, пов.25.03.08 С зав.№57256, пов.25.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№74890082 пов. 2007-3			1.2 2.1	3,0 6.6	
19	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-19 сек.2 6 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№33185, пов.25.03.08 С зав.№57120, пов.25.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0.5S/1,0 зав.№73845246 пов. 2007-1			1.3 2.1	3,9 6,6	
20	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-20 сек.2 6 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0.5 400/5 А зав.№60760, пов.25.03.08 С зав.№61743, пов.25.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№73844474 пов. 2007-2			1.2 2.1	3,0 6.6	
21	ПС 110/35/6 кВ Клиническая Фидер-26 сек.2 6 кВ	ТПЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№65133, пов.25.03.08 С зав.№65018, пов.25.03.08	НТМИ-6 КТ 0,5 6000/100 А,В,С зав. №3512 пов. 24.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№74887747 пов. 2007-2 -			1.2 2.1	3,0 6.6	

### 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 Гц  $\pm 3\%$   
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 Гц  $\pm 2\%$
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" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть

АИИС КУЭ максимально автоматизирована и обеспечивает автоматическое выполнение следующих функций:

- хранение информации в счетчиках,
- сбор информации со счетчиков и УСПД и хранение ее в единой базе данных,
- расчетные задачи с полученной информацией,
- обмен информацией с другими системами сбора информации,
- ведение базы данных заданной глубины хранения

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

•контроллер ВЭП-01(ВЭП-01С) - 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

- цикличность сбора результатов измерений и состояний средств измерений, интервал .....30 минут
- автоматизированный доступ к информации с удаленных ПЭВМ, входящих в состав системы, к серверу в соответствии с правами доступа,
- формирование различных типов отчетов в виде любых форм, требуемых пользователю, отображение на дисплее и печать информации в виде графиков, таблиц и диаграмм с возможностями анализа отображаемой информации,
- коррекция текущего времени ..... 1 раз в сутки
- защита информации от несанкционированного доступа при параметрировании счетчика.....реализована с помощью пароля
- защита информации от несанкционированного доступа при конфигурировании и настройке АИИС.....реализована с помощью пароля
- защита передачи информации от несанкционированного доступа от счетчика в сервер ИВК.....реализована с помощью пароля
- предусмотрена возможность считывания информации со счетчика автономным способом,
- предусмотрена возможность визуального контроля информации на счетчике.

#### **Показатели надежности системы:**

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 10 5 часов

3.Ознакомившись с представленным образцом и рассмотрев документацию,(ГЦИ СИ) ФГУ «Самарский ЦСМ» признал представленные материалы достаточными для проведения испытаний. При этом было установлено:

- пригодность образца и документации для проведения испытаний;
- соответствие документации требованиям ПР.50.2.009-94



## Комплектность.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 110/35/6кВ «Клиническая» приведена и должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ ПС 110/35/6кВ «Клиническая» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - Самарские распределительные сети». ФО 4222-30-6315501876-2009.

## Проверка.

Проверка проводится в соответствии с документом о проверке - Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/6кВ «Клиническая» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - Самарские распределительные сети» Методика проверки. МП 4222-30-6315501876-2009, согласованная ГЦИ СИ - ФГУ «Самарский ЦСМ» 19.06.2009 г.

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

Межповерочный интервал - 4 года.

## Нормативные документы.

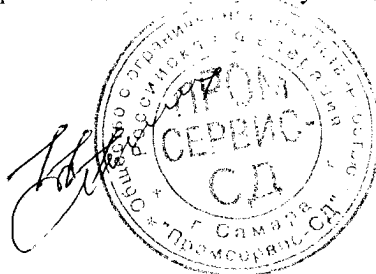
- ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- ГОСТ 7746-2001.Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- ГОСТ 1983-2001.Трансформаторы напряжения, 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 ПС 110/35/6кВ «Клиническая» Самарского ПО филиала ОАО «МРСК Волги» - Самарские распределительные сети» 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.