

«Согласовано»

Руководитель ЦИ СИ - Директор
ФГУ «Самарский ЦСМ»

Е.А.Стрельников

24 апреля 2009 г.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии ТП 85 Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети».	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 40924-09 Взамен № _____
---	--

Изготовлена ООО «Промсервис - СД» г.Самара для коммерческого учета электроэнергии ТП 85 Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». по ГОСТ 22261-94 и проектной документации ООО «СК Стройэнерго» г. Самара, заводской № 23.

Назначение и область применения.

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии ТП 85 Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети (далее АИИС КУЭ ТП 85) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ТП 85 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 ТП 85 представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ТП 85 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 ТП 85 ;

• диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ ТП 85 ;

• ведение системы единого времени АИИС КУЭ ТП 85 (коррекция времени).

1-ый уровень системы включает в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) КТ 0,5s по ГОСТ 7746 - 01 , счетчики активной и реактивной электроэнергии ЦЭ 6850, 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, установленных на объектах, указанных в таблице 1 (14 точек 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».

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 ТП 85 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 ± 1 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					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 (0,01...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, имп/кВтч	Счетчик трехфазный переменного тока активной и реактивной энергии						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	ТП-85 (26/6) Секция-1, Ячейка-3. Ввод-1	ТШП-0,66 КТ 0,5S 2000/5 А зав.№0018209, пов.10.06.07 В зав.№0018198, пов.10.06.07 С зав.№0018201, пов.10.06.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№60813245 пов. 2006-4	ВЭП-01 зав.№ 20070300438 пов. 06.11.2007 ВЭП-01С зав. №20051100314 пов 02.04.2009	А Р		1,1 1,8	3,5 6,5	
2	ТП-85 (26/6) Секция-2, Ячейка-7, Ввод-2	ТШП-0,66 КТ 0,5S 2000/5 А зав.№0018203, пов.10.06.07 В зав.№0018205, пов.10.06.07 С зав.№0018210, пов.10.06.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№72829367 пов. 2007-1						
3	ТП-85 (26/6) Секция-1, Ячейка-1, Фидер-1	ТШП-0,66 КТ 0,5S 300/5 А зав.№0108310, пов.08.10.07 В зав.№0107724, пов.08.10.07 С зав.№0107723, пов.08.10.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№60822313 пов. 2006-4						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	ТП-85 (26/6) Секция-1, Ячейка-1, Фидер-2	ТОП-0,66 КТ 0.5S 100/5 А зав.№0069040, пов.05.07.07 В зав.№0069097, пов.05.07.07 С зав.№0069107, пов.05.07.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№60804027 пов. 2006-4	ВЭП-01 зав.№ 20070300438 пов. 06.11.2007 ВЭП-01С зав. №20051100314 пов 02.04.2009	А Р		1,1 1.8	3,5 6,5
5	ТП-85 (26/6)Секция-1, Ячейка-1, Фидер-3	ТШП-0,66 КТ 0,5S 300/5А А зав.№0095372, пов.21.08.07 В зав.№0095375, пов.21.08.07 С зав.№0094808, пов.21.08.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ0,5S/1,0 зав.№60804016 пов. 2006-4					
6	ТП-85 (26/6) Секция-1, Ячейка-1, Фидер-4	ТОП-0,66 КТ 0,5S 200/5 А зав.№0064654, пов.27.06.07 В зав.№0065296, пов.28.06.07 С зав.№0062602, пов.27.06.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№60813267 пов. 2006-4					
7	ТП-85 (26/6) Секция-1, Ячейка-2, Фидер-5	ТШП-0,66 КТ 0,5S 300/5 А зав.№0152744, пов.29.11.07 В зав.№0152760, пов.29.11.07 С зав.№0152753, пов.29.11.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№60822357 пов. 2006-4					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	ТП-85 (26/6) Секция-1, Ячейка-2, Фидер-6	ТОП-0,66 КТ 0,5S 100/5 А зав.№0067887, пов.05.07.07 В зав.№0067884, пов. 05.07.07 С зав.№0069099, пов.05.07.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№72825676 пов. 2007-1	ВЭП-01 зав.№20070300438 пов. 06.11.2007 ВЭП-01С зав. №20051100314 пов 02.04.2009	А Р		1,1 1,8	3,5 6,5
9	ТП-85 (26/6) Секция-2, Ячейка-9, Фидер-13	ТШП-0,66 КТ 0,5S 300/5 А зав.№0092910, пов.20.08.07 В зав.№0092909, пов.20.08.07 С зав.№0094793, пов.21.08.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№60822335 пов. 2006-4					
10	ТП-85 (26/6) Секция-2, Ячейка-9, Фидер-14	ТОП-0,66 КТ 0,5S 100/5 А зав.№0066180, пов.29.06.07 В зав.№0066981, пов.29.06.07 С зав.№0068428, пов.04.07.08	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№60822379 пов. 2006-4					
11	ТП-85 (26/6) Секция-2, Ячейка9, Фидер-15	ТШП-0,66 КТ 0,5S 300/5 А зав.№0107721, пов.29.11.07 В зав.№0109424, пов.08.10.07 С зав.№0108309, пов.08.10.07	-	10000	ЦЭ6850 КТ 0,5S/1,0 зав.№72825463 пов. 2007-1					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
12	ТП-85 (26/6) Секция-2, Ячейка-9, Фидер-16	ТОП-0,66 КТ 0,5S 200/5 А зав.№0065149, пов.28.06.07 В зав.№0064514, пов.28.06.07 С зав.№0064651, пов.28.06.07	-	10000	ЦЭ6850 А, Р КТ 0,5S/1,0 зав.№60822346 пов. 2006-4	ВЭП-01 зав.№ 20070300438 пов. 06.11.2007 ВЭП-01С зав. №20051100314 пов 02.04.2009	А Р		1,1 1,8	3,5 6,5
13	ТП-85 (26/6) Секция-2, Ячейка-10, Фидер-17	ТШП-0,66 КТ 0,5S 300/5 А зав.№0152756, пов.29.11.07 В зав.№0152755, пов.29.11.07 С зав.№0152750, пов.29.11.07	-	10000	ЦЭ6850 А, Р КТ 0,5S/1,0 зав.№72829323 пов. 2007-1					
14	ТП-85 (26/6) Секция-2, Ячейка-10, Фидер-18	ТОП-0,66 КТ 0,5S 100/5 А зав.№0069094, пов.05.07.07 В зав.№0067869, пов.05.07.07 С зав.№0067864, пов.05.07.07	-	10000	ЦЭ6850 А, Р КТ 0,5S/1,0 зав.№72827786 пов. 2007-1					

4. Приложение к таблице №1

1. Погрешность измерений для ТТ класса точности 0,5 S нормируется для тока в диапазоне 1(2)-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 частота $50 \text{ Гц} \pm 0,3\%$

сила тока: $(0,01...1,20) \cdot I_{ном}$

5. Рабочие условия:

-параметры сети: напряжение $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$, ток $(0,01...1,2) \cdot I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ 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 $(50 \pm 0,5) \text{ Гц}$

6. Технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока отвечают требованиям ГОСТ 7746, счетчиков электроэнергии - ГОСТ Р 52323-05 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-05 при измерении реактивной электроэнергии.
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

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 ТП 85 типографским способом.

Комплектность.

Комплектность АИИС КУЭ ТП 85 приведена и должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ ТП 85 Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» -«Самарские распределительные сети» ФО 4222-23-6315501876-2009.

Проверка.

Проверка проводится в соответствии с документом о проверке -«Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ТП 85 Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» -«Самарские распределительные сети» Методика проверки. МП 4222-23-6315501876-2009, утвержденная ГЦИ СИ - ФГУ «Самарский ЦСМ» 12.04.2009 г.

Перечень основных средств проверки:

- 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; (поверяется 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 ТП 85 Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» г. Самара 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.