



Руководитель ГЦИ СИ- Директор
ФГУ «Самарский ЦСМ»

Е.А.Стрельников

1 марта 2009 г

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ «Северная» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40920-09</u> Взамен № _____
--	--

Изготовлена ООО «Промсервис - СД» г.Самара для коммерческого учета электроэнергии филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети». ПС 110/10 кВ «Северная» по ГОСТ 22261-94 и проектной документации ООО «Промсервис - СД» заводской № 29.

Назначение и область применения.

Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 110/10 кВ «Северная» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» (далее АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Северная») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ПС 110/10 кВ «Северная» 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 110/10 кВ «Северная» представляет собой трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ». ПС 110/10 «Северная » 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 кВ «Северная »;
- диагностика и мониторинг состояния технических и программных средств АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Северная »;

• ведение системы единого времени АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Северная» (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 (14 точек 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, 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».

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 кВ «Северная» 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 PCM-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					ЦУСПД	Вид эл. энергии	Основ. погр.ИК при I ном 100%; U=1,0; Cosφ=0,8	Погрешность ИК в рабочих условиях. при I (0,05...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,	Счетчик трехфазный переменного тока активной и реактивной энергии	УСПД				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110/10 кВ Северная фидер-2 сек.1 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№62752, пов.12.03.08 С зав.№62253, пов.12.03.08	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №554 пов. 12.03.08	1000 0	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№74888202 пов. 2007-2	ВЭП-01 №20070300442 пов. 06.11.07 ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403 поверка 23.08.2007		А Р	1,2 2,1	3,0 6,6
2	ПС 110/10 кВ Северная фидер-7 сек.1 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№83161, пов.12.03.08 С зав.№11070, пов.12.03.08	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №554 пов. 12.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№71849380 пов. 2007-1					
3	ПС 110/10 кВ Северная фидер-8 сек.1 10 кВ	ТВК-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№40059, пов.12.03.08 С зав.№40066, пов.12.03.08	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №554 пов. 12.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608188436 пов. 2007-2					
4	ПС 110/10 кВ Северная фидер-9 сек.1 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№62249, пов.02.04.08 С зав.№63826, пов.02.04.08	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №554 пов. 12.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№73858622 пов. 2007-1					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	ПС 110/10 кВ Северная фидер-10 сек.1 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№63707, пов.12.03.08 Сзав.№62248, пов.12.03.08	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №554 пов. 12.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608250736 пов. 2007-2	ВЭП-01 №20070300442 пов. 06.11.07	ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403 поверка 23.08.2007	А Р	1,2 2,1	3,0 6,6
6	ПС 110/10 кВ Северная фидер-11 сек.1 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№63713, пов.02.04.08 С зав.№62263, пов.02.04.08	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №554 пов. 12.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608188404 пов. 2007-2				1,3 2,1	3,9 6,6
7	ПС 110/10 кВ Северная фидер-12 сек.1 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№62702, пов.02.04.08 С зав.№62235, пов.02.04.08	НАМИТ-10 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №554 пов. 12.03.08	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№73844164 пов. 2007-					
8	ПС 110/10 кВ Северная фидер-16 сек.2 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№95177, пов.18.12.07 С зав.№95178, пов.18.12.07	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №1369 пов. 18.12.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608251153 пов. 2007-2					
9	ПС 110/10 кВ Северная фидер-17 сек.2 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№93094, пов.18.12.07 С зав.№93194, пов.18.12.07	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №1369 пов. 18.12.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608250705 пов. 2007-2				1,2 2,1	3,0 6,9
10	ПС 110/10 кВ Северная фидер-19 сек.2 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№93186, пов.18.12.07 С зав.№96657, пов.18.12.07	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №1369 пов. 18.12.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608250903 пов. 2007-2					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11	ПС 110/10 кВ Северная фидер-20 сек.2 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№85886, пов.18.12.07 С зав.№15038, пов.18.12.07	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №1369 пов. 18.12.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608188626 пов. 2007-2	ВЭП-01 №20070300442 пов. 06.11.07	ВЭП-01С; Зав.№ 20070300403 поверка 23.08.2007	А Р	1,2 2,1	3,0 6,6
12	ПС 110/10 кВ Северная фидер-21 сек.2 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№23165, пов.18.12.07 С зав.№35170, пов.18.12.07	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №1369 пов. 18.12.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608229244 пов. 2007-2					
13	ПС 110/10 кВ Северная фидер-22 сек.2 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№83171, пов.18.12.07 С зав.№03092, пов.18.12.07	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №1369 пов. 18.12.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608250583 пов. 2007-2					
14	ПС 110/10 кВ Северная фидер-27 сек.2 10 кВ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 400/5 А зав.№26362, пов.18.12.07 С зав.№86795, пов.18.12.07	НТМИ-10-66 КТ 0,5 10000/100 А,В,С зав. №1369 пов. 18.12.07	10000	ЦЭ6850 КТ 0,2S/0,5 зав.№79270608188473 пов. 2007-2					

Примечание к Таблице1

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) * $U_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд
температура окружающей среды (23±2) °С
частота 50Гц ±3%
сила тока: (0,05...1,20) * $I_{ном}$
5. Рабочие условия:
-параметры сети: напряжение (0,9...1,1) * $U_{ном}$, ток (0,05...1,2) * $I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 50 °С, для счетчиков ЦЭ6850 от минус 40 °С до +55 °С; для контроллеров ВЭП-01 (ВЭП-01С) от -35 °С до плюс 50 °С
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 одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в Самарском ПО филиала 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 ПС 110/10 кВ «Северная» типографским способом.

Комплектность.

Комплектность АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Северная» приведена и должна соответствовать комплектности, приведенной в формуляре на АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ «Северная» самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» -«Самарские распределительные сети». ФО 4222-29-6315501876-2009.

Поверка.

Поверка проводится в соответствии с документом о поверке -«Система автоматизированная информационно – измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/10 кВ «Северная» Самарского ПО филиала ОАО « МРСК Волги» -«Самарские распределительные сети» Методика поверки. МП 4222-29-6315501876-2009, утвержденная ГЦИ СИ - ФГУ «Самарский ЦСМ» 10.03.2009 г.

- 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.

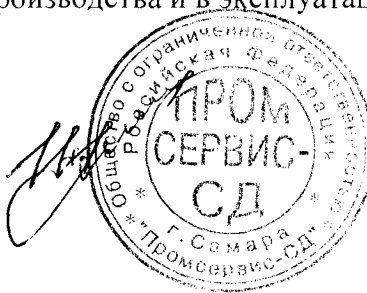
- ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
- ГОСТ 7746-2001.Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- ГОСТ 1983-2001.Трансформаторы напряжения, 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 ПС 110/10 кВ «Северная» 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.