



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.057.A № 50366

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал
"Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Садовая
(АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ПССД.011.075-АУЭ

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Промсервис-СД", г. Самара

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53176-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

120-05-055-2012 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **04 апреля 2013 г. № 343**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 009252

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Садовая (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Садовая предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки и хранения полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая решает следующие задачи:

- Автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии и значениях электроэнергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 минут и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- представление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии в и средств измерений со стороны сервера электросетевых и энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень (ИИК) включает в себя: трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-68, ГОСТ 7746-78, ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-77, ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной энергии ЦЭ 6850 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной энергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ Р 52323-2005 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной энергии и счетчики активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ.03М класса 0,2S по ГОСТ Р 52323-2005

для активной энергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ Р 52323-2005 для реактивной энергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (12 точек измерений);

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера измерительного программируемого ВЭП-01 со встроенным устройством синхронизации системного времени;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места персонала и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем - третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, по каналам связи до интернет-провайдера (основной и резервный канал связи).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ, включающей в себя приемник сигналов спутникового времени. Приемник сигналов спутникового времени входит в состав УСПД ВЭП-01. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера БД и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков со временем УСПД ± 1 с. Сличение времени сервера БД с временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера БД со временем УСПД ± 1 с. Погрешность системного времени ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчиков электрической энергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент непосредственно предшествующий корректировке.

В АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая используется программный комплекс (ПК) "Энергосфера".

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – С.

ПК "Энергосфера" внесен в Госреестр в составе ПТК "ЭКОМ" № 19542-05.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Номер канала	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Метрологические характеристики ИК				
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Вид электро-энергии	Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %		
1	С-1-Т 110 кВ	ТФНД-110М 100/5, Кл. т. 0,5	НКФ-110-83 110000/√3: 100/√3, Кл. т. 0,5	ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5	ВЭП -01	Активная	1,1	3,0		
						Реактивная	2,3	4,6		
2	С-2-Т 110 кВ	ТФНД-110М 100/5, Кл. т. 0,5	НКФ-110-57 110000/√3: 100/√3, Кл. т. 0,5	ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	1,1	3,0		
						Реактивная	2,3	4,6		
3	СВМ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-1 200/5, Кл. т. 0,5	НКФ-110-83 110000/√3: 100/√3, Кл. т. 0,5	ЦЭ6850 Кл. т. 0,5S/1,0		Активная	1,2	3,4		
						Реактивная	2,4	5,6		
4	С-1-Т 10 кВ	ТЛМ-10-2 600/5, Кл. т. 0,5	НАМИ-10 10000/100, Кл. т. 0,5	ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	1,1	3,1		
5	САД-2	ТОЛ-10-2 100/5, Кл. т. 0,5		ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5						
6	САД-6	ТЛМ-10-2 150/5, Кл. т. 0,5		ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5						
7	САД-7	ТЛМ-10-2 150/5, Кл. т. 0,5		ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5						
8	С-2-Т 10 кВ	ТЛМ-10-2 600/5, Кл. т. 0,5	НАМИТ-10-2 10000/100, Кл. т. 0,5	ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная	1,1	3,1		
9	САД-10	ТЛМ-10-2 100/5, Кл. т. 0,5		ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5						
10	САД-11	ТЛМ-10-2 100/5, Кл. т. 0,5		ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5						
11	САД-15	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, Кл. т. 0,2S		СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	Активная				0,8	1,9
					Реактивная				1,5	3,7
12	ТСН-0,4 кВ	Т-0,66 200/5, Кл. т. 0,5	-	ЦЭ6850 Кл. т. 0,5S/1,0	Активная	1,0	4,2			
				Реактивная	2,1	6,6				

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95;
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС:
 - параметры сети: напряжение (0,98÷1,02) Уном; ток (1÷1,2) Ином, $\cos \varphi=0,9$ инд.; частота (49,6÷50,4) Гц;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС:
 - параметры сети: напряжение (0,9÷1,1) Уном; ток (0,05÷1,2) Ином для ИК № 1-10, 12 и (0,01÷1,2) Ином для ИК № 11; 0,5 инд. $\leq \cos \varphi \leq 0,8$ емк.; частота (47,5÷52,5) Гц;
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 °С до + 55 °С; для сервера от + 10 до + 35 °С; для УСПД от минус 35 °С до + 50 °С;
6. Погрешность в рабочих условиях указана: для $I = 0,05$ Ином, $\cos \varphi=0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от минус 30 до + 35 °С для ИК № 4 – 10, 12; для $I = 0,05$ Ином, $\cos \varphi=0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от 10 до + 35 °С для ИК № 1 – 3; для $I = 0,02$ Ином, $\cos \varphi=0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от минус 30 до + 35 °С для ИК № 11;
7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
8. Допускаются 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 на ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых компонентов:

- электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140000$ ч среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчетчик ЦЭ 6850 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД ВЭП-01 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 107300$ ч среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- питание УСПД основной сети и резервной сети; основное от сети переменного тока напряжением от 85÷264 В; резервное от сети постоянного тока напряжением от 85÷264 В или от сети переменного тока напряжением от 85-264 В;
- резервирование питания оборудования центра сбора информации (сервера БД, коммуникационного оборудования) с помощью источника бесперебойного питания UPS;
- резервирование каналов связи: основной канал связи между ИВК и ИВКЭ выполнен на основе телефонной сети общего пользования (ТФОП) с помощью Hayes-модема, резервный канал связи на основе беспроводной сотовой связи с помощью GSM-модема; информа-

ция о результатах измерений может передаваться в организации - участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты;

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер БД;

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – 45 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания - __ года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Садовая (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая).

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Садовая (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая) определяется проектной документацией на систему.

В комплект поставки также входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Поверка осуществляется по документу "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Садовая (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Садовая). Методика поверки" 120-05-055-2012 МП утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ульяновский ЦСМ" 27 июля 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-88 и/или по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- ЦЭ6850 – по методике поверки ИНЕС.41152.034 Д1;
- СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ 411152.124 РЭ1;
- УСПД ВЭП-01 – по МП 4220-001-36888188-2003;

Средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по методике поверки АИИС КУЭ ПС 100/10 кВ Садовая.

Приемник сигналов точного времени МИР РЧ-01.

Нормативные документы, устанавливающие требования к система автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Садовая

ГОСТ 22261-94 "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".

ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО "Промсервис-СД", г. Самара

Адрес юридический: 443068, г. Самара, ул. Конноармейская, 13

Адрес почтовый: 443110 г. Самара, а/я 4043

Тел. 8(846) 276-02-31; 276-02-28. Факс (846) 276-02-31; 276-02-28.

e-mail: info@prom63.ru

Заявитель

ЗАО "ПромСвязьЭнерго" г. Самара.

Адрес юридический: 446202, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Миронова, д. 31а, оф.77.

Адрес местонахождения: 443068 г. Самара, ул. Конноармейская, 13

Испытательный центр

Государственный Центр испытаний средств измерений Федерального бюджетного учреждения "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ульяновской области" (ГЦИ СИ ФБУ "Ульяновский ЦСМ"), Аттестат аккредитации № 30057-10, действителен до 01.05.2015. 432002 г. Ульяновск, ул. Урицкого, 13. Тел. 8(8422) 46-42-13.

E-mail: csm@ulcsm.ru.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

" ____ " _____ 2013 г.