

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

Ведущий специалист ЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

» июль 2006 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>32054-06</u> Взамен № _____
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ЗАО «Системы телемеханики и автоматизации», г. Москва, заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго» (далее - АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго») предназначена для измерений коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергопотреблении. В частности, АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Область применения: в ОАО «Смоленскэнерго» и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго» представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из следующих основных средств измерений – измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии, устройств сбора и передачи данных (УСПД), вспомогательного оборудования – устройств связи, модемов различных типов, ПЭВМ для сбора информации в диспетчерской службе, автоматизированных рабочих мест (АРМ) на базе ПЭВМ и специализированного программного обеспечения.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго» измерения и передача данных на верхний уровень про-

исходят следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики СЭТ-4ТМ.03 производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\phi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, радиоканалы, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе GPS приемника, подключенного к ЭВМ сервера АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго».

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств измерений и учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго» соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям НП АТС к АИИС КУЭ в Приложении 11.1 к договору присоединения к торговой системе ОРЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков полчасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и УСПД соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам СЭТ-4ТМ.03 или к УСПД (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на компьютер высшего уровня.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

Все основные технические компоненты, используемые в АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, АРМ пользователей системы, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии (ИК 1, 2, 4), °С - счетчиков электрической энергии (ИК 3), °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	+10...+35 -10...+25 -20...+35
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	110; 15,75; 6
Первичные номинальные токи, кА	8; 2; 1,5; 0,6
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета, шт.	4
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	52631
Максимальное удаление счетчиков электроэнергии от УСПД, м	10

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии в %.

Измерительный канал (точка учета)		$\cos\phi$	Относительная погрешность, %				
Номер ИК	Класс точности		при коэффициенте нагрузки				
			до 5(1)%	1-5	5-20	20-100	100-120
1	2	3	4	5	6	7	8
При измерении активной электроэнергии							
1, 2,4	Трансформаторов тока – 0,5	1	Не нормируется	Не нормируется	±1,7	±1,0	±0,8
	Трансформаторов напряжения – 0,5	0.8	Не нормируется	Не нормируется	±2,3	±1,3	±1,0
	Счётчиков – 0,2S Максимальное отклонение от $t_{\text{норм}}$ – 10	0.5	Не нормируется	Не нормируется	±3,9	±2,2	±1,6

Измерительный канал (точка учета)		cosφ	Относительная погрешность, %				
Номер ИК	Класс точности		при коэффициенте нагрузки				
			до 5(1)%	1-5	5-20	20-100	100-120
1	2	3	4	5	6	7	8
3	Трансформаторов тока – 0,5	1	Не нормируется	Не нормируется	±1,7	±1,0	±0,8
	Трансформаторов напряжения – 0,5	0.8	Не нормируется	Не нормируется	±2,4	±1,4	±1,1
	Счётчиков – 0,2S Максимальное отклонение от $t_{норм}$ – 30	0.5	Не нормируется	Не нормируется	±3,9	±2,2	±1,7
При измерениях реактивной электроэнергии							
1, 2,4	Трансформаторов тока – 0,5	0.8	Не нормируется	Не нормируется	±3,3	±1,9	±1,4
	Трансформаторов напряжения – 0,5						
	Счётчиков – 0,5	0.5	Не нормируется	Не нормируется	±2,2	±1,4	±1,1
	Максимальное отклонение от $t_{норм}$ – 10						
3	Трансформаторов тока – 0,5	0.8	Не нормируется	Не нормируется	±3,4	±2,0	±1,5
	Трансформаторов напряжения – 0,5						
	Счётчиков – 0,5	0.5	Не нормируется	Не нормируется	±2,4	±1,5	±1,2
	Максимальное отклонение от $t_{норм}$ – 30						

Для классов точности измерительных трансформаторов и счётчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведённым в методике поверки АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго».

Пределы допускаемых дополнительных погрешностей от влияний внешних воздействий на измерительный канал (ИК) по электроэнергии определяются классами точности применяемых счётчиков.

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

– на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счётчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счётчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_s^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности, в процентах;

δ_s – пределы допускаемой относительной погрешности системы при измерении электроэнергии, в процентах;

1. K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

2. K_e – внутренняя константа счётчика (величина, эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

3. T_{cp} – интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P – величина измеренной средней мощности на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600 T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Δt – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счётчиках (в секундах); T_{cp} – величина интервала усреднения мощности (в часах).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульных листах эксплуатационной документации.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Средства измерений и технические средства, входящие в состав измерительных каналов расчетного и технического учета электроэнергии (измерительные трансформаторы напряжения и тока) АИИС КУЭ ОАО «СМОЛЕНСКЭНЕРГО».

Таблица 3.

№ точки учета	Наименование подстанции, № секции шин, напряжение на СШ, № ячейки, наименование присоединения	Обозначение по схеме	Тип трансформатора	Коэффициент трансформации	Класс точности	№ по Госреестру	Заводской №	Год выпуска
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ-110 кВ №131 «Дровнино» Мосэнерго	1ТН Фаза А	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	1023009	1973
		1ТН Фаза В	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	1023095	1973
		1ТН Фаза С	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	1023131	1973
		1ТТ Фаза А	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	18896	1981
		1ТТ Фаза В	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	37331	1997
		1ТТ Фаза С	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	б/н	1984
2	ВЛ-110 кВ №131 «Дровнино» Мосэнерго	2ТН Фаза А	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	40689	1987
		2ТН Фаза В	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	12986	1982
		2ТН Фаза С	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	14102	1982
		2ТТ Фаза А	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	24899	1994
		2ТТ Фаза В	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	35806	1987

№ точки учета	Наименование подстанции, № секции шин, напряжение на СШ, № ячейки, наименование присоединения	Обозначение по схеме	Тип трансформатора	Коэффициент трансформации	Класс точности	№ по Госреестру	Заводской №	Год выпуска
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		2ТТ Фаза С	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	19369	1981
3	ВЛ-110 кВ №179 «Дровнино» Мосэнерго	3ТН Фаза А	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	23756	2001
		3ТН Фаза В	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	б/н	2001
		3ТН Фаза С	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	23776	2001
		3ТТ Фаза А	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	19889	1981
		3ТТ Фаза В	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	41604	1998
		3ТТ Фаза С	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	189	1981
4	ВЛ-110 кВ №132 «Дровнино» Мосэнерго	4ТН Фаза А	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	996602	1973
		4ТН Фаза В	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	996603	1973
		4ТН Фаза С	НКФ- 110/57	110000/ 100	0,5	26452-04	996577	1973
		4ТТ Фаза А	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	б/н	1987
		4ТТ Фаза В	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	19360	1981
		4ТТ Фаза С	ТФЗМ	300/5	0,5	26546-04	36002	1987

Таблица 4.

Счетчики электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 КЛ.0.2S/0.5, входящие в состав измерительных каналов коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ОАО «СМОЛЕНСКЭНЕРГО»

№ точки учета	Наименование подстанции, № секции шин, напряжение на СШ, № ячейки, наименование присоединения	№ рисунка схемы включения счетчика (Приложение 3)	№ по Госреестру	Заводской №	Класс точности счетчика	Модель счетчика
1	3	4	5		6	7
1	ВЛ-110 кВ №131 «Дровнино» Мосэнерго	1	27524-04	0109056168	0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03
2	ВЛ-110 кВ №131 «Дровнино» Мосэнерго	1	27524-04	0109050244	0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03

№ точки учета	Наименование подстанции, № секции шин, напряжение на СШ, №ячейки, наименование присоединения	№ рисунка схемы включения счетчика (Приложение 3)	№ по Госреестру	Заводской №	Класс точности счетчика	Модель счетчика
1	3	4	5		6	7
3	ВЛ-110 кВ №179 «Дровнино» Мосэнерго	1	27524-04	0108052045	0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03
4	ВЛ-110 кВ №132 «Дровнино» Мосэнерго	1	27524-04	0109050235	0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03

Таблица 5

УСПД типа Сикон С-70 (Г.Р. № 19495-00)	4 шт.
Средства вычислительной техники – ЭВМ (Тип: Pentium 133) с дисплеем и принтером в составе автоматизированных рабочих мест (АРМ)	1 шт. на АРМ Количество пользователей не ограничено
ИВК Пирамида 2000 (сервер) - IBM совместимый персональный компьютер на базе Pentium III	1 шт.
Программные средства: - ПО Пирамида 2000;	1 комплект ТД
Средства передачи информации: - кабельные линии - интерфейсы RS-485, RS 232; - каналообразующая аппаратура для GSM, - Othernet, Internet - связи -GSM-модем Siemens TC35 для работы в сети GSM (на двух П/С-осн.и вспомог.каналы, на двух резервные); - Модемы AnCom (на двух П/С основной канал)	По количеству точек учета (4ИК) и удаленных объектов (4 П/С)
Устройство синхронизации системного времени серии УСВ-1	1 шт.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Смоленскэнерго». Методика поверки	1 экз.
Эксплуатационная документация: - Паспорт на ТТ; - Паспорт на ТН; - Паспорт на счетчик; - Руководство по эксплуатации на счетчик; - Руководство по эксплуатации УСПД серии RTU-325 - Комплект эксплуатационной документации на АИИС КУЭ «Смоленскэнерго» в соответствии с «Ведомостью эксплуатационных документов» ИСТА.425210.022.ВЭ	1 экз.

ПОВЕРКА

Поверку АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго» производят в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2006г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
 - средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
 - средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124.РЭ1, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2004г.
 - средства поверки УСПД типа «СИКОН С70» в соответствии с методикой поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2005г.
- Межповерочный интервал 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) Межгосударственный стандарт «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2S и 0,5S)».

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

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ Р 8.596-2002 "Метрологическое обеспечение измерительных систем".

МИ 2439-97.ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «Смоленскэнерго» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ЗАО «Системы телемеханики и автоматизации»

Адрес: 125047, г. Москва, Оружейный переулок, д.21, строение 2
Тел/факс (495) 1130909 E-mail rsn@systel.ru

Генеральный директор
ЗАО «Системы телемеханики и автоматизации»



С.Н. Рыкованов