

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО:



ДИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

« 13 » 08 2008 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ОАО «ДАГЭНЕРГО»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>38493-08</u>
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ЗАО ИТФ «Системы и технологии», г. Владимир, заводской № 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ОАО «ДАГЭНЕРГО» (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО») предназначена для измерений и коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО» 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: ОАО «ДАГЭНЕРГО» и граничащие с ней по цепям электроснабжения энергосистемы, промышленные и другие энергопотребляющие (энергопоставляющие), сбытовые предприятия и организации.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней.

Первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройство сбора и передачи данных (УСПД), обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы). УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображения первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК (АРМ).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: промконтроллер (компьютер в промышленном исполнении); технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура); технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей. ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

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 сервере сбора данных 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 «ДАГЭНЕРГО» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) 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 ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) 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 на УСПД. В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения, установленного на УСПД, далее информация поступает на сервер ИВК, где происходит накопление и отображение собранной информации при помощи АРМов. Полный перечень информации, передаваемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД, сервера сбора данных ИВК и уровнем доступа АРМа к базе данных на сервере. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, каналы сотовой связи, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-1) на основе GPS приемника, подключенного к ИВК «ИКМ-Пирамида» АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО».

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 «ДАГЭНЕРГО» соответствуют «Техническим требованиям» ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного компьютера типа NoteBook с последующей передачей данных на АРМ.

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.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, проходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО», являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, дополнительные 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, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	+5...+36 -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; 35; 10; 6
Первичные номинальные токи, кА	1; 0,6; 0,3; 0,15; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	14
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах в сутки, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИК	Состав ИК*	cos φ (sin φ)	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{5\%}<I\leq I_{20\%}$	$I_{20\%}<I\leq I_{100\%}$	$I_{100\%}<I\leq I_{120\%}$
1-14	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=16\text{ }^\circ\text{C}$	1	±1,7	±0,99	±0,82
		0,8 (инд.)	±2,3	±1,4	±1,1
		0,5 (инд.)	±3,9	±2,2	±1,6
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=16\text{ }^\circ\text{C}$	0,8 (0,6)	±3,3	±1,9	±1,4
0,5 (0,87)		±2,3	±1,4	±1,1	

Примечание:*) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления сертификата об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизованных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в «Методике поверки» АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО».

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии 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 счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

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

δ_p - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

δ - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

K - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы 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:

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

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

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

Порядковый номер	Точка измерений		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
	Код точки измерений	Наименование точки измерений	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	1	2
ПС Кизляр-1					
		УСПД	контроллер	СИКОН С70 №2119	Энергия, мощность, время
1		ВЛ-148 110кВ ПС «Кизляр-1»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 942352/932983 В № 942327/942316 С № 942341/932230 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б А № 10730 В № 10743 С № 10772 Коефф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108073128 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
2		ВЛ-55А 35кВ ПС «Кизляр-1»	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-35 А № 943355 В № 943395 С № 943281 Коефф. тр. 35000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 912-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФНД-35 А № 20830 С № 17946 Коефф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3689-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 1080776109 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 5А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

3		ОСВ-110 ПС «Кизляр-1»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 942352/932983 В № 942327/942316 С № 942341/932230 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б А № 360 В № 376 С № 37805 Коэфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108076150 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
ПС «Акташ»					
УСПД		контроллер	СИКОН С70 №2120	Энергия, мощность, время	
4		ВЛ-149-110кВ ПС «Акташ»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 1058959/43353 В № 1055404/1062273 С № 1059166/46231 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1 А № 44601 В № 46271 С № 46216 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108076095 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
5		ОВ-110 ПС «Акташ»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 1058959/43353 В № 1055404/1062273 С № 1059166/46231 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1 А № 43164 В № 43338 С № 43284 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1

			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108075025 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q
ПС «Ярык-су»					
УСПД			контроллер	СИКОН С70 №2122	Энергия, мощность, время
6		ВЛ-128-110кВ «Ярык-су»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 23614 В № 23786 С № 23751 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-110Б-1У1 А № 22743 В № 43193 С № 43784 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108075912 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q
7		ОВ-110кВ ПС«Ярык-су»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 23727 В № 25757 С № 23728 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-110 А № 25947 В № 32458 С № 32510 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 24811-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108076178 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q

ПС «Кочубей»

УСПД			контроллер	СИКОН С70 №2123	Энергия, мощность, время
8		ВЛ-141-110кВ ПС «Кочубей»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 942450/942456 В № 942449/988635 С № 949475/988648 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-110Б А № 1218 В № 2981 С № 29126 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108076157 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q
9		ШОВ-110 ПС «Кочубей»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 942450/942456 В № 942449/988635 С № 949475/988648 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напря- жение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФЗМ-110Б А № 29120 В № 29104 С № 29126 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108076164 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактив- ная, W_Q
ПС «Джигильта»					
УСПД			контроллер	СИКОН С70 №2124	Энергия, мощность, время
10		Т-2 110/10 кВ ПС «Джигильта»	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-10 № 2357 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 11094-87	Первичное напря- жение, U_1

			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 81203 С № 80072 Коэфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108075919 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
ПС «Ирганай-ГПП»					
УСПД			контроллер	СИКОН С70 №2125	Энергия, мощность, время
11		ВЛ-188-110 ПС «Ирганай-ГПП»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1 А № 25741 В № 25714 С № 25742 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТГФ-110У1 ТФЗМ-110Б-IV А № 75 В № 76 С № 12165 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 16635-02 № Гос. р. 26422-06	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108076143 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
12		ОСШ-110 ПС «Ирганай-ГПП»	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110-83У1 А № 25741 В № 25714 С № 25742 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-1У1 А № 26747 В № 26740 С № 26471 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-71	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108076116 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

ПС «Роббинс»					
УСПД			контроллер	СИКОН С70 №2126	Энергия, мощность, время
13		Яч. №5 КРУН 10кВ ПС «Роббинс»	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 2633 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U1
			ТТ трансформаторы тока	ТЛМ-10 А № 1810 С № 4572 Коэфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2473-00	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108076171 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ
14		Яч. №8 КРУН 10кВ ПС «Роббинс»	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 2633 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U1
			ТТ трансформаторы тока	ТЛМ-10 А № 85665 С № 91451 Коэфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2473-00	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 108073133 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1А; № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ

Таблица 4.

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО»	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746: ТФНД-35; ТФЗМ-110Б-1У1; ТФЗМ-110; ТВЛМ-10; ТГФ-110У1; ТФЗМ-110Б-IV; ТЛМ-10.	Согласно схеме объекта учета	№ 3689-73; № 2793-71; № 24811-03; №1856-63; №16635-02; №26422-06; №2473-00.
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983: НАМИ-10; НТМИ-6; НКФ-110 ЗНОМ-35; НКФ-110-83У1.	Согласно схеме объекта учета	№11094-87; №380-49; 922-54; №912-54; №1188-84.
СЭТ-4ТМ.03	По количеству точек учета	№ 27524-04
Контроллер СИКОН С70	Семь	№ 28822-05

ИВК«ИКМ-Пирамида» (зав. № 279)	Один	№ 29484-05
Устройство синхронизации времени УСВ-1 (зав. № 870)	Один	№ 28716-05

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО»
Разветвительная коробка RS-485	14
Интерфейсный модуль RS-485 / RS-422	7
Модуль RS-232 полномодемный	14
Сотовый модем Siemens TC35	19
Программный пакет «Пирамида 2000. АРМ: Корпорация » Версия 10.05/2005	1
Программное обеспечение электросчетчиков «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	один
Формуляр на систему	Один экземпляр
Методика поверки	Один экземпляр
Руководство по эксплуатации	Один экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «ДАГЭНЕРГО» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ОАО «ДАГЭНЕРГО». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

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 утвержденной Нижегородским ЦСМ в 2004г.
 - Радиочасы МИР РЧ-01.
- Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

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

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

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Изготовитель: ЗАО ИТФ «Системы и технологии»
Адрес: РФ, 600026, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8.
Тел/факс: (4922) 34-09-40, 33-67-66, 33-79-60.

Генеральный директор
ЗАО ИТФ «Системы и технологии»



О.Н. Комаровских

