



СОГЛАСОВАНО:
 Руководитель ГЦИ СИ
 ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин
 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Краснополянская ГЭС	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35005-07</u>
---	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ЗАО ИТФ «Системы и технологии», заводской № 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Краснополянская ГЭС (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС) предназначена для измерений, коммерческого и технического учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС 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 «Кубаньэнерго» и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС 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) электроэнергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу электроэнергии;
- 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.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных УСПД СИКОН С70 и маршрутизатора «ИКМ-Пирамида».

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 «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС 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 ЕвроАЛЬФА 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 «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера 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».

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 «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС соответствуют техническим требованиям НП АТС к АИИС КУЭ. 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 получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. 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 ЕвроАЛЬФА (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. (Для счетчиков ЕвроАЛЬФА глубина хра-

нения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин. составляет 3,7 месяца; для УСПД СИКОН С70 глубина хранения графика средних мощностей за интервал 30 мин. 45 суток; для ИВК ИКМ-Пирамида 3,5 года). 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, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульты оператора, 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	-15...+40 -15...+40
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	6; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	4; 1; 0,4; 0,3; 0,2; 0,15; 0,1; 0,05; 0,03
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	16
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, 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)	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
			$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I < I_{120\%}$
1-7	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) $t=+10...+35$	1	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
	0,5 (инд.)	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$	
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия) $t=+10...+35$	0,8 (0,60)	$\pm 5,1$	$\pm 3,0$	$\pm 2,5$
0,5 (0,87)		$\pm 3,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$	
8, 9, 14, 16	ТТ класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) $t=+5...+40$	1	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$
	ТТ класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия) $t=+5...+40$	0,8 (0,60)	$\pm 5,2$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$
0,5 (0,87)		$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$	
10-13, 15	ТТ класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) $t=-15...+40$	1	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,7$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,8$	$\pm 3,5$	$\pm 2,9$
	ТТ класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия) $t=-15...+40$	0,8 (0,60)	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,9$
0,5 (0,87)		$\pm 4,1$	$\pm 2,8$	$\pm 2,7$	

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 «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС.

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 почасовой 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.

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит. канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
1	23106000311 4101	110/6 Фидер №1 РП-12 (РП-103-1)	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 231 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U_1

			ТТ трансформаторы тока	ТПОЛ-10 А № 4501 С № 38302 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1261-59	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089770 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
2	231060003114201	110/6 Фидер №2 ТП-К3	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 1137 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВК-10 А № 30522 С № 30563 Коэфф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089768 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
3	231060003114001	110/6 ГГ-1	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 4216 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТПОФ-6 А № 104344 В № 104348 С № 104343 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089664 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
4	231060003114002	110/6 ГГ-2	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 3232 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U_1

			ТТ трансформаторы тока	ТПОФ-6 А № 104345 В № 104346 С № 104347 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089658 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
5	231060003114102	110/6 Т-1, ввод 6 кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 231 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТПШЛ-10 А № 431 В № 2250 С № 743 Коэфф. тр. 4000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089659 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
6	231060003114003	110/6 ГГ-3	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 2959 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТПОФ-6 А № 143572 В № 143571 С № 143573 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089656 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
7	231060003114203	110/6 Т-2, ввод 6 кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 1137 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напряжение, U_1

			ТТ трансформаторы тока	ТПШЛ-10 А № 431 В № 2250 С № 743 Коэфф. тр. 4000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. п. 1423-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	EA05RAL-B-4 № 01089735 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. п. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
8	231060003114801	110/6 ТСН-1	ТТ трансформаторы тока	Т-0,66 А № 51560 В № 51218 С № 58018 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5 № Гос. п. 24541-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	EA05RAL-B-4 № 01089680 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. п. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
9	231060003114802	110/6 ТСН-2	ТТ трансформаторы тока	ТК-20 А № 38071 В № 33184 С № 38081 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5 № Гос. п. 1407-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	EA05RAL-B-4 № 01089608 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. п. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
10	231060003218801	ТСН-3, СН 0,4 кВ	ТТ трансформаторы тока	ТК-20 А № 725199 В № 628005 С № 30045 Коэфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. п. 1407-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	EA05RAL-B-4 № 01089714 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. п. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
11	2310600 0321880 2	ТП-К5, СН 0,4 кВ	ТТ трансформаторы тока	ТК-20 А № 387021 В № 664468	Первичный ток, I_1

				С № 866275 Коэфф. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1407-60	
			Счетчик	ЕА05RAL-B-4 № 01089731 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
12	231060003218803	ТП-К6, СН 0,4 кВ	ТТ трансформаторы тока	ТК-20 А № 79196 В № 58696 С № 79175 Коэфф. тр. 50/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1407-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05RAL-B-4 № 01089730 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
13	231060003218804	ТП-К4, СН 0,4 кВ	ТТ трансформаторы тока	ТК-20 А № 85389 В № 62742 С № 734346 Коэфф. тр. 30/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1407-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05RAL-B-4 № 01089668 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
14	231060003218805	Хознужды от ТСН-3	ТТ трансформаторы тока	ТК-20 А № 734346 В № 15075 С № 200 Коэфф. тр. 200/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1407-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	ЕА05RAL-B-4 № 01089611 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
15	231060003218806	Хознужды от ТП-К5	ТТ трансформаторы тока	ТК-20 А № 780898 В № 20 С № 1500 Коэфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1407-60	Первичный ток, I_1

			Счетчик	EA05RAL-B-4 № 01089737 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
16	231060003218807	Хознужды от ТП-К6	ТТ трансформаторы тока	ТК-20 А № 559099 В № 416591 С № 395664 Кoeff. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1407-60	Первичный ток, I_1
			Счетчик	EA05RAL-B-4 № 01089704 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Таблица 4.

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТПОЛ-10, ТВК-10, ТПОФ-6, ТПШЛ-10, Т-0,66, ТК-20	Согласно схеме объекта учета	№№ 1261-59, 518-50, 518-50, 1423-60, 24541-03, 1407-60
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НТМИ-6	Согласно схеме объекта учета	№ 380-49
EA05RAL-B-4	По количеству точек учета	№ 16666-97
Контроллер СИКОН С70	Заводской № 1022	28822-05
Устройство синхронизации времени УСВ-1	Заводской № 55	28716-05

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС
Устройство бесперебойного питания для СИКОН С70	
Программный пакет «Пирамида 2000». Версия 8.02	один
Программное обеспечение электросчетчиков ЕвроАЛЬФА	один
Формуляр на систему	1(один) экземпляр
Методика поверки	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации	1(один) экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснополянская ГЭС проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Краснополянская ГЭС» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 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 по документу «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки»;
- средства поверки УСВ-1 в соответствии с методикой поверки утвержденной ВНИИФ-ТРИ в 2004г.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 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».

МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Краснополянская ГЭС 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, 33-70-60.

Генеральный директор

ЗАО ИТФ «Системы и технологии»



О.Н. Комаровских