

СОГЛАСОВАНО:  
Заведующий ГЦИ СИ  
Групп «ВНИИМС»В.Н. Яншин  
«мад» 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Краснодарская ТЭЦ	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35004-07</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 Краснодарская ТЭЦ (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснодарская ТЭЦ) 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 Краснодарская ТЭЦ 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 Краснодарская ТЭЦ 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 контроллеры Сикон С70 (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 «ИКМ-Пирамида»). 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 Краснодарская ТЭЦ 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. В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения «Пирамида-2000», 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 Краснодарская ТЭЦ 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), 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 Краснодарская ТЭЦ 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 полчасовых 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 хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин. составляет 3,7 ме-

сяца; 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 Краснодарская ТЭЦ являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульта 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	+6...+28 -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	220; 110; 18; 6
Первичные номинальные токи, кА	1; 0,6; 0,4; 0,75; 2; 8; 0,8; 1,5; 0,1
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	29
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*	$\cos \phi$ ( $\sin \phi$ )	$\pm \delta_{5\%}$ $I_{5\%} \leq I_{20\%}$	$\pm \delta_{20\%}$ $I_{20\%} \leq I_{100\%}$	$\pm \delta_{100\%}$ $I_{100\%} \leq I_{120\%}$
2-25, 28, 29	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,4$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$
		0,5 (инд.)	$\pm 5,7$	$\pm 3,4$	$\pm 2,8$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 5,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$
		0,5 (0,87)	$\pm 3,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
1	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 2,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,8$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$
		0,5 (инд.)	$\pm 6,0$	$\pm 3,9$	$\pm 3,3$
	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 5,3$	$\pm 3,4$	$\pm 3,0$
		0,5 (0,87)	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,3$
26, 27	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	$\pm 3,7$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
		0,8 (инд.)	$\pm 5,9$	$\pm 3,5$	$\pm 2,8$
		0,5 (инд.)	$\pm 10,9$	$\pm 6,0$	$\pm 4,6$
	ТТ класс точности 1,0 ТН класс точности 1,0 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	$\pm 9,0$	$\pm 5,0$	$\pm 3,9$
		0,5 (0,87)	$\pm 5,4$	$\pm 3,2$	$\pm 2,7$

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 утвержденные типы, 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 Краснодарская ТЭЦ.

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:

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

$\delta_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней полу-  
 часовой мощности и энергии, в процентах;

$\delta_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при изме-  
 рении электроэнергии, в процентах;

$K$  - масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансфор-  
 маторов 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 интерва-  
 ле 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:

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

$\Delta t$  - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в се-  
 кундах);  $T_{cp}$  - величина интервала усреднения мощности (в часах).

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки приведен в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3.

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой ве- личины
№ ИК	Код точки изме- рения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические ха- рактеристики	
1	2	3	4	5	6
1	233050001105101	ЛЭП Витаминкомбинат I	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1 А № 70018 В № 60070 С № 60998 Коэфф. тр. 220000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 14626-95	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТВ-220/26 А № 973 В № 1395 С № 1363 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 20644-00	Первичный ток, $I_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089687 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$
2	233050001105102	ЛЭП Витаминкомбинат II	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1 А № 60683 В № 60231 С № 70000 Коефф. тр. 220000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 14626-95	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТВ-220/26 А № 1415 В № 987 С № 833 Коефф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 20644-00	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089694 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$
3	233050001127104	ЛЭП Южная	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 1858 В № 47525 С № 47483 Коефф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 922-54	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТВ-110 А № 1561 В № 2235 С № 2241 Коефф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 20644-00	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089732 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$
4	233050001127105	ЛЭП Парфюмерная фаб-	ТН трансформатор	НКФ-110-83 У1 А № 47513	Первичное напряжение, $U_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
		рика	напряжения	В № 47541 С № 47556 Коэфф. тр. 110000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1188-84	Первичный ток, $I_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТВ-110 А № 2969 В № 3076 С № 2956 Коэфф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р.20644-00	
			Счетчик	ЕА05РАL-В-4 № 01089757 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	
5	231150001314101	КСК-I	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 11056 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТПФ-10 А № 91495 С № 91456 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 517-50	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-В-3 № 01093858 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
6	231150001314102	КСК-II	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 1922 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТПФ-10 А № 91484 С № 91500 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 517-50	Первичный ток, $I_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01093860 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>
7	231150001314103	КСК-III,IV	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 1922 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное напряжение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформаторы тока	ТПОФ-10 А № 96003 С № 58677 Коэфф. тр. 750/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01093872 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>
8	231150001314104	ТП-207П	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 1922 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное напряжение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансформаторы тока	ТПФ-10 А № 71916 С № 91450 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 517-50	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01093866 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub>
9	231150001314201	ТП-294П/10П	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 57 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное напряжение, U <sub>1</sub>



Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой ве- личины
№ ИК	Код точки изме- рения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические ха- рактеристики	
1	2	3	4	5	6
			ТТ трансфор- маторы тока	ТПФ-10 А № 03001 С № 790 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 517-50	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-3 № 01093856 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_P$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
10	231150001314202	ТП-901П(ГСК-33)	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 57 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТПОФ-10 А № 77310 С № 91431 Коэфф. тр. 750/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-3 № 01093857 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_P$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
11	231150001314301	ЗГТ9Р	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 1985 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТПОФ-10 А № 95994 С № 96000 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-3 № 01093863 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_P$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
12	2311500 0131420 3	2Ш2Р	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 57 Коэфф. тр. 6000/100	Первичное на- пряжение, $U_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой ве- личины
№ ИК	Код точки изме- рения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические ха- рактеристики	
1	2	3	4	5	6
				Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	
			ТТ трансфор- маторы тока	ТПОФ-10 А № 138171 С № 138167 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-3 № 01093864 Кл.т. 0,5S/1,0 Iном= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
13	231150001314204	2ШЗР	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 11056 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТПОФ-10 А № 117600 С № 117596 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 518-50	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-3 № 01093859 Кл.т. 0,5S/1,0 Iном= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
14	231150001314107	7ШР	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 11056 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТПШЛ-10 А № 6564 С № 6563 Коэфф. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-3 № 01093869 Кл.т. 0,5S/1,0 Iном= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
15	2311 5000 1314 005	ТГ-4	ТН трансформатор	НТМИ-6 № ППВПА	Первичное на- пряжение, $U_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
			напряжения	Кoeff. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичный ток, $I_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТШВ-15 А № 54 В № 53 С № 56 Кoeff. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1836-68	
			Счетчик	ЕА05RAL-B-4 № 01093873 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5А; № Гос. р. 16666-97	
16	231150001111001	ТГ блока №1	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15 А № 239 В № 224 С № 238 Кoeff. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТШЛ-20 А № 462 В № 350 С № 467 Кoeff. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1837-63	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05RAL-B-4 № 01093882 Кл.т. 0,5S/1,0 I <sub>ном</sub> = 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
17	231150001111002	ТГ блока №2	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15 А № 492 В № 480 С № 499 Кoeff. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное напряжение, $U_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой ве- личины
№ ИК	Код точки изме- рения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические ха- рактеристики	
1	2	3	4	5	6
			ТТ трансфор- маторы тока	ТШЛ-20 А № 1352 В № 1355 С № 1357 Коэфф. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1837-63	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01089693 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
18	231150001111003	ТГ блока №3	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15 А № 10220 В № 10209 С № 494 Коэфф. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТШЛ-20 А № 03004 В № 03005 С № 03006 Коэфф. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1837-63	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-B-4 № 01093880 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
19	231150001111004	ТГ блока №4	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15 А № 16208 В № 14080 С № 14069 Коэфф. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТШЛ-20 А № 3818 В № 3898 С № 3800 Коэфф. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1837-63	Первичный ток, $I_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
			Счетчик	EA05RAL-B-4 № 01093878 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$
20	231150001111005	ГТУ №2	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15 А № 32196 В № 35013 С № 34675 Коэфф. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТШЛ-20 А № 3916 В № 3949 С № 3918 Коэфф. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1837-63	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	EA05RAL-B-4 № 01089760 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$
21	231150001111802	ТСН 22Т 18кВ	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15 А № 492 В № 480 С № 499 Коэфф. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТПОЛ-20 А № 98 С № 99 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 5716-91	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01096032 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$
22	2311500 0111180 3	ТСН 23Т 18кВ	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15 А № 10220 В № 10209	Первичное напряжение, $U_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
				С № 494 Коэфф. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	
			ТТ трансформаторы тока	ТПОЛ-20 А № 03002 С № 03003 Коэфф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 5716-91	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01093865 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
23	23115000111804	ТСН 24Т 18кВ	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15 А № 16208 В № 14080 С № 14069 Коэфф. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТПОЛ-20 А № 224 С № 246 Коэфф. тр. 800/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 5716-91	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01093870 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
24	231150001314109	Рабочее пит. ГРУ-6кВ Сетевой насосной	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 1922 Коэфф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТПФ-10 А № 785 С № 789 Коэфф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 517-50	Первичный ток, $I_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой ве- личины
№ ИК	Код точки изме- рения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические ха- рактеристики	
1	2	3	4	5	6
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01093868 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
25	231150001314302	1АТ20Р	ТН трансформатор напряжения	НОМ-6 А № 11255 С № 11866 Коефф. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 159-49	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТПШЛ-10 А № 63007 С № 62823 Коефф. тр. 2000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1423-60	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01093855 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
26	231150001314108	ТЭЦ, БНС-4, Т1 ввод 6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 8932 Коефф. тр. 6000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 380-69	Первичное на- пряжение, $U_1$
			ТТ трансфор- маторы тока	ТВЛМ-10 А № 50238 С № 50208 Коефф. тр. 1500/5 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	EA05RAL-B-3 № 01096001 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия актив- ная, $W_p$ Энергия реак- тивная, $W_Q$
27	23115000131 4206	ТЭЦ, БНС-4, Т2 ввод 6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № ПККАН Коефф. тр. 6000/100 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 380-69	Первичное на- пряжение, $U_1$

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (ИК)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
			ТТ трансформаторы тока	ТВЛМ-10 А № 93277 С № 90788 Кoeff. тр. 1500/5 Кл.т. 1,0 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05РАL-В-3 № 01096023 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
28	231150001314207	Ф.№1 РНП КЭР раб. пит.	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 57 Кoeff. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТЛК-10-5 А № 12205 С № 16760 Кoeff. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 517-50	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05RL-P2В-3 № 01109727 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5А; № Гос. р. 16666-97	Энергия активная, $W_p$ Энергия реактивная, $W_Q$
29	231150001314501	ГТУ-2 РНП КЭР рез. пит.	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 57 Кoeff. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-69	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	ТЛК-10-5 А № 16787 С № 16797 Кoeff. тр. 100/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 517-50	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	ЕА05RL-P2В-3 № 01109726 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 Краснодарская ТЭЦ	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТВ-220/26; ТВ-110; ТПФ-10; ТПОФ-10; ТПШЛ-10; ТШВ-15, ТШЛ-20; ТПОЛ-20; ТВЛМ-10; ТЛК-10-5	Согласно схеме объекта учета	№№ 20644-00, 20644-00, 517-50, 518-50, 1423-60, 1836-68, 1837-63, 5716-97, 1856-63, 517-50
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НКФ-220-58 У1; НКФ-110; НКФ-110-83 У1; НТМИ-6; ЗНОМ-15; НОМ-6	Согласно схеме объекта учета	№№ 14626-95, 922-54, 1188-84, 380-69, 1593-70, 159-49
EA05RAL-B-4 EA05RAL-B-3	По количеству точек учета	№ 16666-97
Контроллер СИКОН С70	Заводской № 1016, 1017, 1024	№ 28822-05
Устройство синхронизации времени УСВ-1	№ 55	№ 28716-05

Таблица 5.

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» КГ Краснодарская ТЭЦ
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 Краснодарская ТЭЦ проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Кубаньэнерго» Кубанская Генерация Краснодарская ТЭЦ» 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 счетчиков электрической энергии многофункциональных типа ЕвроАЛЬФА (ЕА) в соответствии с методикой поверки утвержденной ВНИИМ в 1997г.
- средства поверки УСВ-1 в соответствии с методикой поверки утвержденной ВНИИФТРИ 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 Краснодарская ТЭЦ 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 техноло



О.Н. Комаровских