

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь

### Назначение средства измерений

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

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь, 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 (ТТ), соответствующие ГОСТ 7746-2001 и трансформаторы напряжения (ТН), соответствующие ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии, изготовленные по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии).

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) или промконтроллер, 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, далее - сервер); 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.

АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 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;
- средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;
- календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной и реактивной электроэнергии в автоматическом режиме фиксируется в базе данных УСПД и ИВК.

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 «Генерирующая компания». Вторая очередь 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 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 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 к другому, используются проводные линии связи, каналы сотовой связи, телефонные линии связи.

АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь 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), подключенного к ИВК.

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 «Генерирующая компания». Вторая очередь соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь 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 АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. (Для счетчиков глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин. составляет 3,7 месяца; для УСПД глубина хранения графика средних мощностей за интервал 30 мин. 45 суток). При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь, являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, пульты оператора, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомо-

могательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

### Программное обеспечение

ПО «Пирамида 2000. Сервер» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида 2000» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S; 0,5; 0,5S).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000. Сервер», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного в АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наимено-вание про-граммного обеспече-ния	Наименование про-граммного модуля (идентификационное наименование про-граммного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии про-граммно-го обес-печения	Цифровой идентифи-катор программного обеспечения (кон-трольная сумма исполн-яемого кода)	Алгоритм вы-числения циф-рового иден-тификатора программного обеспечения
ПО «Пи-рамида 2000. Сервер»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 10	6121EDE76B7EA59C7 F213F648FF851BA	MD5
	драйвер работы с БД	dbd.dll		CEBADB743811C013 537522AE72C1C5A0	
		CfgDlgs.dll		8F5303419E79B439B2 F01CA5259C5279	
		DD800x0.dll		C7FA73DBD6B96E58 ACD18E6E5011C3D4	
	драйвер работы с макетами форматов 800x0	imppirdata.dll		36E08D52B4E8DE398 A08B734AA84C6A6	
		ITV.dll		A6949E58DCA1CF94 D721FAD8ED33D81C	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров и счетчиков СЭТ-4ТМ	cacheS1.dll		E21C5B5A0B4FF0DB 33E1EA7D367E858E	
		cacheS10.dll		230E3874561D914147 70E4B641F17DCA	
		sicon1.dll		14BF4DABF87B904D 9FAF44942B14B4F9	
		sicons10.dll		B22DB830E55EA162B E787D605E97CEEE	
		sicons102.dll		E7D4E80AC17999FD6 54E7005D470528C	
		sicons50.dll		CF876CEBB634D8A10 4AACDC998AAF90A	
		SET4TM02.dll		7E09BD108C9D99A38 C15AAD6BC38D669	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электрической энергии.	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	$220 \pm 22$ $50 \pm 1$
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °C - трансформаторов тока и напряжения, °C	от -20 до +55 от -40 до +50
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; 10; 6
Первичные номинальные токи, кА	1,5; 1,2; 1; 0,6
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета, шт.	16
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	$\pm 5$
Средний срок службы системы, лет	15

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d_s$ , %.

Таблица 3

№ ИК	Состав ИК*	$\cos \varphi$ ( $\sin \varphi$ )	$\delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
Казанская ТЭЦ 1						
1-2	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=13$ °C	1	—	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
		0,8 (инд.)	—	$\pm 3,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$
		0,5 (инд.)	—	$\pm 5,5$	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$
		0,8 (0,60)	—	$\pm 4,7$	$\pm 2,8$	$\pm 2,3$
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	—	$\pm 3,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$

1	2	3	4	5	6	7
Казанская ТЭЦ 2						
3-8, 11	ТТ класс точности 0,2S TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=43$ °C	1	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$	$\pm 1,0$	$\pm 1,0$
		0,8 (инд.)	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
		0,5 (инд.)	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,8$
		0,8 (0,60)	$\pm 3,4$	$\pm 3,1$	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$
9,10	ТТ класс точности 0,2S TH класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	$\pm 2,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$	$\pm 2,1$
		Казанская ТЭЦ 2				
		1	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
		0,8 (инд.)	$\pm 3,2$	$\pm 3,0$	$\pm 2,9$	$\pm 2,9$
12	ТТ класс точности 0,2S TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) $\Delta t=43$ °C	0,5 (инд.)	$\pm 3,6$	$\pm 3,3$	$\pm 3,1$	$\pm 3,1$
		0,8 (0,60)	$\pm 4,9$	$\pm 4,7$	$\pm 4,7$	$\pm 4,7$
		0,5 (0,87)	$\pm 4,2$	$\pm 4,1$	$\pm 4,1$	$\pm 4,1$
		Нижнекамская ГЭС				
13	ТТ класс точности 0,5 TH класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия) $\Delta t=8$ °C	1	—	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$
		0,8 (инд.)	—	$\pm 3,3$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
		0,5 (инд.)	—	$\pm 5,6$	$\pm 3,2$	$\pm 2,6$
		0,8 (0,60)	—	$\pm 5,5$	$\pm 4,0$	$\pm 3,7$
14-16	ТТ класс точности 0,2S TH класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) $\Delta t=8$ °C	0,5 (0,87)	—	$\pm 4,0$	$\pm 3,4$	$\pm 3,3$
		Зайнская ГРЭС				
		1	—	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,7$
		0,8 (инд.)	—	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$
14-16	ТТ класс точности 0,2S TH класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (инд.)	—	$\pm 2,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$
		0,8 (0,60)	—	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
		0,5 (0,87)	—	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
		Зайнская ГРЭС				

Примечание: \*) ИК – измерительный канал.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени ( $d_p$ ), 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):

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

$d_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

$d_s$  - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

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

$Ke$  - внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженная 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 измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

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

$\Delta t$  - 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 средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 4, 5 и 6.

Таблица 4.

№ точ- ки из- мер.	Точка измерений		Средство измерений		Наименование из- меряемой величи- ны
	Код точ- ки изме- рений	Наименование точ- ки измерений	вид СИ	обозначение, тип, метрологические ха- рактеристики, № Госреестра СИ	
1	2	3	4	5	6
Казанская ТЭЦ 1					
УСПД			контроллер	СИКОН С1 №1499 № Гос. р. 15236-03	Энергия, мощ- ность, время
1	161150001114128	яч. 27А РТП-128	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 276 Коэффи. тр. 6000/ 100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напря- жение, U1
			ТТ трансфор- маторы тока	А, С: ТОЛ 10 А № 7768 С № 7631 Коэффи. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 7069-02	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М № 0810091205 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А; R= 5000 имп/кВт·ч № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, WP Энергия реактив- ная, WQ Календарное вре- мя
2	161150001114228	яч. 42А РТП-128	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6 № 1623 Коэффи. тр. 6000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 380-49	Первичное напря- жение, U1
			ТТ трансфор- маторы тока	А, С: ТОЛ 10 А № 7630 С № 7632 Коэффи. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 7069-02	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М № 0811091489 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А; R= 5000 имп/кВт·ч № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, WP Энергия реактив- ная, WQ Календарное вре- мя

1	2	3	4	5	6
Казанская ТЭЦ 2					
УСПД		контроллер	СИКОН С1 №1227, 1500, 1737 № Гос. р. 15236-03	Энергия, мощность, время	
3	161150002113410	ф.63А Казметрострой	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 757 Коэффи. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напряжение, U1
			ТТ трансформаторы тока	А, В, С: ТОЛ 10-І УХЛ 2.1 А № 65190 В № 65195 С № 65201 Коэффи. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0104084862 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время
4	161150002113411	ф.63Б Химград	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 757 Коэффи. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напряжение, U1
			ТТ трансформаторы тока	А, В, С: ТОЛ 10-І А № 65198 В № 65186 С № 65197 Коэффи. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0104084898 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном= 5 А; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время

1	2	3	4	5	6
5	161150002113412	ф.65Б ОАО "КВЗ"	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 757 Коэффиц. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напря- жение, U1
			ТТ трансфор- маторы тока	A, B, C: ТОЛ 10-І A № 65296 B № 65200 C № 65204 Коэффиц. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0104080657 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном= 5 A; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, WP Энергия реактив- ная, WQ Календарное вре- мя
6	161150002113413	ф.67А ОАО "КВЗ"	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 757 Коэффиц. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напря- жение, U1
			ТТ трансфор- маторы тока	A, B, C: ТОЛ 10-І A № 65310 B № 64402 C № 65199 Коэффиц. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0104086251 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном= 5 A; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, WP Энергия реактив- ная, WQ Календарное вре- мя

1	2	3	4	5	6
7	161150002113414	ф.69А Метроэлектротранс	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 757 Коэффиц. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напряжение, U1
			ТТ трансформаторы тока	A, B, C: ТОЛ 10-І A № 65092 B № 65202 C № 65304 Коэффиц. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0104086230 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время
8	161150002113415	ф.69Б Метроэлектротранс	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 757 Коэффиц. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напряжение, U1
			ТТ трансформаторы тока	A, B, C: ТОЛ 10-І A № 65077 B № 65403 C № 65089 Коэффиц. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0104084890 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ Календарное время

1	2	3	4	5	6
9	161150002113416	ф.71А "КПД-1"	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 757 Коэффиц. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напря- жение, U1
			ТТ трансфор- маторы тока	A, B, C: ТОЛ 10-І A № 65093 B № 65405 C № 65193 Коэффиц. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02.2 № 09050416 Кл.т. 0,5S/1 Ином= 5 А; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, WP Энергия реактив- ная, WQ Календарное вре- мя
10	161150002113417	ф.71Б "КПД-1"	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 757 Коэффиц. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напря- жение, U1
			ТТ трансфор- маторы тока	A, B, C: ТОЛ 10-І A № 65313 B № 65302 C № 65312 Коэффиц. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02.2 № 03050615 Кл.т. 0,5S/0,5 Ином= 5 А; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, WP Энергия реактив- ная, WQ Календарное вре- мя

1	2	3	4	5	6		
11	161150002113516	ф.86Б Химград	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-10 № 102 Коэффиц. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 831-53	Первичное напря- жение, U1		
			ТТ трансфор- маторы тока	A, B, C: ТОЛ 10-I A № 65406 B № 65191 C № 65307 Коэффиц. тр. 600/5 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15128-01	Первичный ток, I1		
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02.2 № 11071549 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 5 А; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия активная, WP Энергия реактив- ная, WQ Календарное вре- мя		
Нижнекамская ГЭС							
УСПД			контроллер	СИКОН С1 №1225 № Гос. р. 15236-03	Энергия, мощ- ность, время		
12	161060001214805	Ввод 121 - 5 секция СН КРУ- 6кВ ячей- ка №4	ТН трансформатор напряжения	ЗНОЛП A:№ 657 B:№ 830 C:№ 859 Коэффиц. тр. 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 23544-02 № Гос. р. 27885	Первичное напря- жение, U1		
			ТТ трансфор- маторы тока	A, C: ТОЛ-СЭЩ-10 A № 15427-09 C № 15426-09 Коэффиц. тр. 600/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 32139-06	Первичный ток, I1		
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 № 0808090736 Кл.т. 0,5S/1,0 Ином= 5 А; R= 5000имп/кВт·ч № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, WP Энергия реактив- ная, WQ Календарное вре- мя		

1	2	3	4	5	6
Заинская ГРЭС					
УСПД		контроллер	СИКОН С1 №1506, 1512 № Гос. р. 15236-03	Энергия, мощность, время	
13	163030001205101	ВЛ 220 кВ ЗГРЭС-Н-Камск-1	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1 1сш А:№1420, В:№1419, С:№1418; 2сш А:№1400, В:№1425, С:№1424 Коэффи. тр. 220000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 20344-05	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	TG-145-420 А № 1162 В № 1163 С № 1164 Коэффи. тр. 1200/1 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 15651-06	Первичный ток, $I_1$
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16 № 0806111362 Кл.т. 0,2S/0,5 Iном= 1 А; R= 25000имп/кВт·ч № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, $W_P$ Энергия реактивная, $W_Q$ Календарное время
14	163030001205201	ВЛ 220 кВ ЗГРЭС-Н-Камск-2	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1 1сш А:№1420, В:№1419, С:№1418; 2сш А:№1400, В:№1425, С:№1424 Коэффи. тр. 220000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 20344-05	Первичное напряжение, $U_1$
			ТТ трансформаторы тока	TG-145-420 А № 1435 В № 1438 С № 1439 Коэффи. тр. 1200/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15651-06	Первичный ток, $I_1$

1	2	3	4	5	6
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16 № 0806111341 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R= 25000имп/кВт·ч № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub> Календарное вре- мя
15	163030001205204	ВЛ 220 кВ ЗГРЭС- Заводская	ТН трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1 1сш А:№1420, В:№1419, С:№1418; 2сш А:№1400, В:№1425, С:№1424 Коэффи. тр. 220000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 20344-05	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансфор- маторы тока	TG-145-420 А № 1440 В № 1437 С № 1446 Коэффи. тр. 1200/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15651-06	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16 № 0806110557 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R= 25000имп/кВт·ч № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub> Календарное вре- мя
16	163030001307901	ВЛ-110 кВ Плавка гололеда ВЛ-500 кВ ЗГРЭС- Куйбышевская	ТН трансформатор напряжения	ЗНОГ-110 А:№270, В:№266 С:№265 Коэффи. тр. 110000/100 Кл.т. 0,2 № Гос. р. 23894-07	Первичное напря- жение, U <sub>1</sub>
			ТТ трансфор- маторы тока	TG-145-420 А № 13118/08 В № 13119/08 С № 13122/08 Коэффи. тр. 1500/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 15651-06	Первичный ток, I <sub>1</sub>
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.16 № 0810092543 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R= 25000имп/кВт·ч № Гос. р. 36697-08	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактив- ная, W <sub>Q</sub> Календарное вре- мя

Примечание: в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь: 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 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь как его неотъемлемая часть.

Таблица 5

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь	Номер в Госреестре средств измерений
Устройство синхронизации времени УСВ-1 (зав. № 854)	Один	№ 28716-05

Таблица 6

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь
Устройство бесперебойного питания для «СИКОН С1»	
Программный пакет «Пирамида 2000». Версия 10	Один
Программное обеспечение электросчетчиков СЭТ-4ТМ	Один
Формуляр (АИИСГК11.02.07 ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (АИИСГК11.02.07 ПМ)	1(один) экземпляр
Эксплуатационная документация (АИИСГК11.02.07 ЭД)	1(один) экземпляр

### Проверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь. Методика поверки» АИИСГК11.02.07 ПМ, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011г.

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 типа СЭТ-4ТМ.02 по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- средства поверки УСВ-1 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИФТРИ в 2004г.

- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С1» в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые индустриальные. СИКОН С1. Методика поверки» ВЛСТ 166.00.000 И1, утвержденной в 2003 г.;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

#### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь. Методика измерений» АИИСГК11.02.07 МИ.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к «Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания». Вторая очередь**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. ГОСТ Р 52323-05 (МЭК 62053-22:2003) «Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статистические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
4. ГОСТ Р 52425-05 (МЭК 62053-23:2003) «Национальный стандарт Российской Федерации. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статистические счетчики реактивной энергии».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

#### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений** осуществление торговли и товарообменных операций.

#### **Изготовитель**

ООО «ТатАИСЭнерго», г. Казань.  
Адрес: 420021, г. Казань, ул.М.Салимжанова,1

#### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»,  
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.  
119361, Москва, ул. Озерная, 46.  
Тел. 781-86-03; e-mail: [dept208@vniims.ru](mailto:dept208@vniims.ru);

Заместитель  
Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Е.Р. Петросян

МП «\_\_\_» 2011 г.