

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС) предназначена для измерений, коммерческого (технического) учета электрической энергии (мощности), а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС представляет собой информационно-измерительную систему, состоящую из трех функциональных уровней.

Первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) 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 - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВ-КЭ) выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входят устройства 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 - 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» Нижнекамская ГЭС 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 фиксируются в базе данных УСПД и ИВК.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и сервере сбора данных может храниться служебная информация: параметры качества элек-

троэнергии 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» Нижнекамская 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 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 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» Нижнекамская ГЭС имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция часов производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УСВ-2), 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» Нижнекамская ГЭС соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС 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» Нижнекамская ГЭС обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 3,5 года. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская 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.

### 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 измерений активной и реактивной электроэнергии 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; 1,0).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерений 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» Нижнекамская ГЭС, приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000. Сервер»

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Пирамида 2000. Сервер»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 10	6121EDE76B7EA59C7F213F648FF851BA	MD5
	драйвер работы с БД	dbd.dll		CEBADB743811C013537522AE72C1C5A0	
		CfgDlgs.dll		8F5303419E79B439B2F01CA5259C5279	
	драйвер работы с макетами форматов 800x0	DD800x0.dll		C7FA73DBD6B96E58ACD18E6E5011C3D4	
	драйвер работы с макетами формата Пирамида	imppirdata.dll		36E08D52B4E8DE398A08B734AA84C6A6	
	драйвер работы с СОЕВ	ITV.dll		A6949E58DCA1CF94D721FAD8ED33D81C	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров и счетчиков СЭТ-4ТМ	cacheS1.dll		E21C5B5A0B4FF0DB33E1EA7D367E858E	
		cacheS10.dll		230E3874561D91414770E4B641F17DCA	
		sicon1.dll		14BF4DABF87B904D9FAF44942B14B4F9	
		sicons10.dll		B22DB830E55EA162BE787D605E97CEEE	
		sicons102.dll		E7D4E80AC17999FD654E7005D470528C	
		sicons50.dll		CF876CEBB634D8A104AACDC998AAF90A	
	SET4TM02.dll	7E09BD108C9D99A38C15AAD6BC38D669			

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С».

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические и технические характеристики

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± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от +15 до +35 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	500; 220; 110; 13,8;10; 6
Первичные номинальные токи, кА	10; 2; 0,6; 0,3; 0,1; 0,05; 0,02
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5; 1
Количество точек учета, шт.	25
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК при измерении электрической энергии для рабочих условий эксплуатации,  $d_r$ , %.

№ ИК	Состав ИИК	$\cos \varphi$	$\delta_{1(2)\%I}$	$\delta_{5\%I}$	$\delta_{20\%I}$	$\delta_{100\%I}$
		( $\sin \varphi$ )	$I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
Нижекамская ГЭС						
1-16	ТТ класс точности 0,2	1	–	±1,9	±1,2	±1,0
	ТН класс точности 0,5	0,8	–	±3,0	±1,8	±1,5
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	0,5 (инд.)	–	±5,4	±2,9	±2,2
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,8 (0,60)	–	±5,1	±3,5	±3,1
	$\Delta t=12$ °С	0,5 (0,87)	–	±3,2	±2,3	±2,2

17,22	ТТ класс точности 0,2S ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия) Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=12\text{ }^{\circ}\text{C}$	1	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
		0,8 (инд.)	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
		0,5 (инд.)	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
		0,8 (0,60)	$\pm 3,3$	$\pm 3,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$
		0,5 (0,87)	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
19,21	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,2 Счетчик класс точности 0,2 (активная энергия) Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия) $\Delta t=12\text{ }^{\circ}\text{C}$	1	–	$\pm 1,9$	$\pm 1,2$	$\pm 1,0$
		0,8 (инд.)	–	$\pm 3,0$	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
		0,5 (инд.)	–	$\pm 5,4$	$\pm 2,9$	$\pm 2,2$
		0,8 (0,60)	–	$\pm 5,1$	$\pm 3,5$	$\pm 3,1$
		0,5 (0,87)	–	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$
18,20, 23	ТТ класс точности 0,5 ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5 (активная энергия) Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия) $\Delta t=12\text{ }^{\circ}\text{C}$	1	–	$\pm 2,6$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
		0,8 (инд.)	–	$\pm 4,0$	$\pm 3,2$	$\pm 3,0$
		0,5 (инд.)	–	$\pm 6,1$	$\pm 4,0$	$\pm 3,5$
		0,8 (0,60)	–	$\pm 5,3$	$\pm 3,2$	$\pm 2,8$
		0,5 (0,87)	–	$\pm 3,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
24,25	ТТ класс точности 0,5 ТН отсутствует Счетчик класс точности 0,5 (активная энергия) Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия) $\Delta t=12\text{ }^{\circ}\text{C}$	1	–	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
		0,8 (инд.)	–	$\pm 3,7$	$\pm 3,0$	$\pm 2,8$
		0,5 (инд.)	–	$\pm 5,7$	$\pm 3,8$	$\pm 3,2$
		0,8 (0,60)	–	$\pm 4,8$	$\pm 3,1$	$\pm 2,6$
		0,5 (0,87)	–	$\pm 3,1$	$\pm 2,2$	$\pm 1,8$

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности для рабочих условий эксплуатации на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка часов ( $d_p$ ), 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):

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

$d_p$  - пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, %;

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

$K$  – 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 измерения средней мощности системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

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

$\Delta t$  - 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

В комплект поставки входят:

- средства измерения, приведенные, в таблицах 4 и 5;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 (зав. № 223154), Госреестр № 41681-10;
- документация и ПО, представлены в таблице 6.

Канал учета			Средство измерений	
№ ИК	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	Вид СИ	Обозначение, тип, метрологические характеристики, зав. №, № Госреестра
1	2	3	4	5
1	161060001112001	Генератор №1	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
2	161060001112002	Генератор №2	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04

3	161060001112003	Генератор №3	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
4	161060001112004	Генератор №4	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
5	161060001112005	Генератор №5	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
6	161060001112006	Генератор №6	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
7	161060001112007	Генератор №7	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
8	161060001112008	Генератор №8	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
9	161060001112009	Генератор №9	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04

10	161060001112010	Генератор №10	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
11	161060001112011	Генератор №11	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
12	161060001112012	Генератор №12	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
13	161060001112013	Генератор №13	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
14	161060001112014	Генератор №14	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
15	161060001112015	Генератор №15	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04

16	161060001112016	Генератор №16	ТН	ЗНОМ-15, Коэфф.тр. 13800 /100, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 1593-70
			ТТ	ТШЛ-20, Коэфф.тр. 10000/5, Кл.т. 0,2, № Гос.р. 21255-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А, R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04

17	163030002103101	ВЛ-500 кВ НКГЭС-Елабуга	ТН	ОТЕФ 550, Коэфф.тр. 500000 /100, Кл.т. 0,2 № Гос.р. 29686-05
			ТТ	ИМВ-550, Коэфф.тр. 2000/1, Кл.т. 0,2S № Гос.р. 32002-06
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М., Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
			Счетчик рез.	СЭТ-4ТМ.03М., Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
18	161060001214805	Ввод 121 - 5 секция СН КРУ- 6кВ ячейка №4 (п/ст 121 35/6 кВ от опоры № 10 фидера 123-02 п/ст 123 - грав.завод.)	ТН	ЗНОЛП-6, Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 27885
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, Коэфф.тр. 600/5, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 24482-09
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М., Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
19	161060001214806	Ввод 121 - 6 секция СН КРУ- 6кВ ячейка №30 ( п/ст 121 35/6 кВ от опоры № 10 фидера 123-02 п/ст 123 - грав.завод.)	ТН	НАМИ – 10, Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,2 № Гос.р. 11094-86
			ТТ	ТВЛМ10, Коэфф.тр. 600/5, Кл.т. 0,5 № Гос.р.1856-63
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
20	161060001214807	Шлюз секция СН КРУ- 6кВ ячейка №23	ТН	ЗНОЛП-6, Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 27885
			ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10, Коэфф.тр. 300/5, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 24482-09
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
21	161060001214809	ТП освещения правого берега секция СН КРУ- 6кВ ячейка №51	ТН	НАМИ – 10, Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,2 № Гос.р. 11094-86
			ТТ	ТВЛМ10, Коэфф.тр. 100/5, Кл.т. 0,5 № Гос.р.1856-63
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08

22	163030002103201	ВЛ-500 кВ НкГЭС- ЗайГРЭС	ТН	ОТЕФ 550, Коэфф.тр. 500000 /100, Кл.т. 0,2 № Гос.р. 29686-05
			ТТ	ИМВ-550, Коэфф.тр. 2000/1, Кл.т. 0,2S № Гос.р. 32002-06
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
			Счетчик рез.	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 27524-04
23	161060001214101	ТП освещения ле- вого берега, ТП ГЦ 6кВ	ТН	НАМИТ-10, Коэфф.тр. 6000/100, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 16687-02
			ТТ	ТЛК-10, Коэфф.тр. 50/5, Кл.т. 0,5 № Гос.р. 9143-01
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08
24	16106000131820 1	Сборка 296Н1-1 (пост 1)	ТН	Отсутствует измерительный трансформатор (электросчетчик прямого подключения)
			ТТ	Т-0,66 У3, Коэфф.тр. 20/5, Кл.т. 0,5 № Гос.р 24541-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч № Гос.р. 36697-08
25	161060001318202	Сборка 406Н (пост 2)	ТН	Отсутствует измерительный трансформатор (электросчетчик прямого подключения)
			ТТ	Т-0,66 У3, Коэфф.тр. 20/5, Кл.т. 0,5 № Гос.р 24541-03
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М, Кл.т. 0,2/0,5, Ином = 1А R=5 000 имп./кВт•ч, № Гос.р. 36697-08

Таблица 5 - Перечень контроллеров, входящих в состав АИИС КУЭ.

Тип, № Госреестра	зав. №	Номер измерительного канала
СИКОН С1, № Гос.р. 15236-03	1233	7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,22
	1225	1,2,3,4,5,6,17,18,19,20,21,25
	1782	23,24

Таблица 6

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС.
Программный пакет «Пирамида 2000». Версия 10	Один
Программное обеспечение электросчетчиков СЭТ-4ТМ	Один
Формуляр (АИИСГК13.02.06 ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (АИИСГК13.02.06 ПМ)	1(один) экземпляр
Эксплуатационная документация (АИИСГК13.02.06 ЭД)	1(один) экземпляр

### Поверка

осуществляется по документу АИИСГК13.02.06 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «ЦМС Татарстан» в сентябре 2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- 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 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 ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;
- средства поверки УСВ-2 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ВНИИФТРИ в 2004 г.
- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С1» в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые промышленные. СИКОН С1. Методика поверки» ВЛСТ 166.00.000 И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в мае 2008 г.;
- радиочасы «МИР РЧ-01», пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени UTC,  $\pm 1$ мкс, № Госреестра 27008-04.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «Генерирующая компания» Нижнекамская ГЭС. Методика измерений» АИИСГК13.02.06 МИ

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

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**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «ЦСМ Татарстан»  
(ГЦИ СИ ФБУ «ЦМС Татарстан»)  
Юридический адрес: 420029, РТ, г. Казань, ул. Журналистов, 24  
тел./факс: (843) 291-08-33

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «ЦМС Татарстан» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30065-09 от 06.11.2009 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.            «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.