

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ» (в дальнейшем – АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ») 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 ООО «Нижекамская ТЭЦ» 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 ООО «Нижекамская 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 (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), 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) или промконтроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-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 приема-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 ООО «Нижекамская ТЭЦ» 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 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 ООО «Нижекамская 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 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 ООО «Нижекамская ТЭЦ» 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-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 ООО «Нижекамская ТЭЦ» соответствуют техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ» 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 ООО «Нижекамская ТЭЦ» 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 ООО «Нижекамская 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.

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 ООО «Нижнекамская ТЭЦ» приведены в таблице 1.

Таблица 1

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	10.05/2005	523A32FE8194231AE1F6D0C67CE0C763	MD5
	драйверы работы с КЭШ контроллеров Сикон	CacheCT.dll		EA56859251A526C1860576D4236557F3	
		CacheS1.dll		86657D9BFB652E4E3632CB9F02B1E80A	
	драйвер работы с макетами форматов 800x0	CachS10.dll		0FAF5F114DAE141284E47DE7229B3978	
	драйвер работы с базой данных	DBD.dll		3C6BB52765D9DE3510D2B9E50D84B7B1	
	драйвер работы с макетами форматов 800x0	DD800x0.dll		562E7CB52073AE351598E205A695EDA3	
	драйвер работы с макетами форматов 51070 драйвер работы с макетами форматов 80020 драйвер преобразования макетов форматов 800x0 драйвер работы с СОЕВ драйвера кэширования и опроса данных контроллеров и счетчиков СЭТ-4ТМ	DTATS51070		E88AF0BA5086FB2EE5D6A6CD827ABB56	
		dtats80020		67E29E972575D3F19A5E88C2F6417778	
		Imp800x0		8AAEE607722594BCF0367BA9F5F881EA	
		ITV.dll		A6949E58DCA1CF94D721FAD8ED33D81C	
		sicon1.dll		14BF4DABF87B904D9FAF44942B14B4F9	
		sicons10.dll		02328D6E9DCF3BF00B3DF9ADB6A924A2	
		sicons102.dll		E7D4E80AC17999FD654E7005D470528C	

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± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	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; 18;10; 6
Первичные номинальные токи, кА	10; 8; 1,5; 1; 0,15;
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	1; 5
Количество точек учета, шт.	17
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, лет	15

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

Таблица 3

№ ИК	Состав ИК*	$\cos \varphi$ ($\sin \varphi$)	$\delta 1(2)\%I$ $I1(2)$ $\% \leq I < 15\%$	$\delta 5\%I$ $I5\% \leq I < I20\%$	$\delta 20\%I$ $I20\% \leq I < I100\%$	$\delta 100\%I$ $I100\% \leq I \leq I120\%$
1	2	3	4	5	6	7
1-2, 12-13	ТТ класс точности 0,5	1	—	±1,9	±1,2	±1,0
	ТН класс точности 0,5	0,8	—	±3,0	±1,7	±1,4
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	(инд.)	—	±5,5	±3,0	±2,3
	$\Delta t = 17^\circ\text{C}$	0,5 (инд.)	—	±5,5	±3,0	±2,3
	ТТ класс точности 0,5	0,8	—	±4,6	±2,6	±2,0
	ТН класс точности 0,5	(0,60)	—	±4,6	±2,6	±2,0
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	0,5 (0,87)	—	±2,8	±1,7	±1,4

1	2	3	4	5	6	7
3-4, 14,15	ГТ класс точности 0,5	1	–	±1,9	±1,2	±1,0
	ГН класс точности 0,5	0,8	–	±2,9	±1,7	±1,4
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	(инд.)	–	±2,9	±1,7	±1,4
	Δt=8 °C	0,5	–	±5,5	±3,0	±2,3
	ТТ класс точности 0,5	(инд.)	–	±5,5	±3,0	±2,3
	ТН класс точности 0,5	0,8	–	±4,5	±2,5	±1,9
5-8	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	(0,60)	–	±4,5	±2,5	±1,9
	ТТ класс точности 0,5	0,5	–	±2,7	±1,6	±1,4
	ТН класс точности 0,5	(0,87)	–	±2,7	±1,6	±1,4
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	(0,87)	–	±2,7	±1,6	±1,4
	ГТ класс точности 0,5	1	–	±2,2	±1,7	±1,5
	ГН класс точности 0,5	0,8	–	±3,3	±2,1	±1,9
9-11	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	(инд.)	–	±3,3	±2,1	±1,9
	Δt= 8 °C	0,5	–	±5,6	±3,2	±2,6
	ТТ класс точности 0,5	(инд.)	–	±5,6	±3,2	±2,6
	ТН класс точности 0,5	0,8	–	±4,5	±2,5	±1,9
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	(0,60)	–	±4,5	±2,5	±1,9
	ТТ класс точности 0,5	0,5	–	±2,7	±1,6	±1,4
16	ТН класс точности 0,5	(0,87)	–	±2,7	±1,6	±1,4
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	(0,87)	–	±2,7	±1,6	±1,4
	ГТ класс точности 0,5	1	–	±2,3	±1,7	±1,6
	ГН класс точности 0,5	0,8	–	±3,4	±2,3	±2,1
	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	(инд.)	–	±3,4	±2,3	±2,1
	Δt=18 °C	0,5	–	±5,7	±3,4	±2,7
17	ТТ класс точности 0,5	(инд.)	–	±5,7	±3,4	±2,7
	ТН класс точности 0,5	0,8	–	±4,6	±2,6	±2,0
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	(0,60)	–	±4,6	±2,6	±2,0
	ТТ класс точности 0,5	0,5	–	±2,8	±1,7	±1,4
	ТН класс точности 0,5	(0,87)	–	±2,8	±1,7	±1,4
	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	(0,87)	–	±2,8	±1,7	±1,4
16	ГТ класс точности 0,2S	1	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	ГН класс точности 0,5	0,8	±1,6	±1,3	±1,1	±1,1
	Счетчик класс точности 0,2S (активная энергия)	(инд.)	±1,6	±1,3	±1,1	±1,1
	Δt=8 °C	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
	ТТ класс точности 0,2S	(инд.)	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
	ТН класс точности 0,2	0,8	±3,0	±1,9	±1,5	±1,4
17	Счетчик класс точности 0,5 (реактивная энергия)	(0,60)	±3,0	±1,9	±1,5	±1,4
	ТТ класс точности 0,5	0,5	±2,2	±1,5	±1,2	±1,2
	ТН класс точности 0,5	(0,87)	±2,2	±1,5	±1,2	±1,2
	Счетчик класс точности 1 (реактивная энергия)	(0,87)	±2,2	±1,5	±1,2	±1,2
	ГТ класс точности 0,5	1	–	±2,2	±1,7	±1,5
	ГН класс точности 0,5	0,8	–	±3,3	±2,1	±1,9
17	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	(инд.)	–	±3,3	±2,1	±1,9
	Δt=8 °C	0,5	–	±5,6	±3,2	±2,6
	ТТ класс точности 0,5	(инд.)	–	±5,6	±3,2	±2,6
	ТН класс точности 0,5	0,8	–	±5,1	±3,0	±2,4
	Счетчик класс точности 1 (реактивная энергия)	(0,60)	–	±5,1	±3,0	±2,4
	ТТ класс точности 0,5	0,5	–	±3,4	±2,2	±2,0

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):

ний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

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

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

$d_{\text{э}}$ - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

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 для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

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

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 средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 4, 5 и 6.

Таблица 4.

№ точки измер.	Точка измерений		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
	Код точки измерений	Наименование точки измерений	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики, № Госреестра СИ	
1	2	3	4	5	6
Нижекамская ТЭЦ					
УСПД			контроллер	СИКОН С1 № 1253,1144 № Гос. р. 15236-03	Энергия, мощность, время

1	2	3	4	5	6
1	161150005111001	Генератор № 1	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63 А № 1 В № 05 С № 01 Коэфф. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-62	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТШЛ-20-I А № 127 В № 124 С № 118 Коэфф. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 21255-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0110065132 Кл.т. 0,2S/0,5 $I_{ном} = 1$ А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
2	161150005111002	Генератор № 2	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-20-63 А № 45944 В № 45947 С № 45946 Коэфф. тр. 18000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-62	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТШЛ-20-I А № 1058 В № 875 С № 960 Коэфф. тр. 8000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 21255-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0106070222 Кл.т. 0,2S/0,5 $I_{ном} = 1$ А; $R = 5000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
3	161150005314001	Генератор № 3	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63 А № 38 В № 29 С № 58890 Коэф. тр. $6000 \sqrt{3} / 100 \sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТШЛ-20-I А № 1078 В № 1075 С № 1079 Коэфф. тр. 10000/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 21255-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0111066076 Кл.т. 0,2S/0,5 $I_{ном} = 1 \text{ А}$; $R = 5000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
4	161150005213001	Генератор № 4	ТН трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63 А № 41 В № 45 С № 62 Коэфф. тр. 10000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1593-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТШЛ-20-I А № 1759 В № 1792 С № 1789 Коэфф. тр. 10000/ 5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 21255-03	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0110065195 Кл.т. 0,2S/0,5 $I_{ном} = 1 \text{ А}$; $R = 5000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
5	161150005314812	Резервный ввод РУСН-6кВ РА-1	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ОТ ОТД Коэф. тр. $6000\sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. п. 2611-70	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВЛМ-10 А № 06675 В № 72033 С № 01354 Коэфф. тр. 1500/ 5 Кл.т. 0,5 № Гос. п. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 07043072 Кл.т. 0,5S/0,5 $I_{ном} = 5 \text{ А}$; $R = 5000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. п. 20175-01	Энергия актив- ная, W_p Энергия реак- тивная, W_Q
6	161150005314813	Резервный ввод РУСН-6кВ РБ-1	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПТО ТХ Коэф. тр. $6000 \sqrt{3}/100\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. п. 2611-70	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВЛМ-10 А № 72011 В № 13455 С № 72034 Коэфф. тр. 1500/ 5 Кл.т. 0,5 № Гос. п. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 08041154 Кл.т. 0,5S/0,5 $I_{ном} = 5 \text{ А}$; $R = 5000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. п. 20175-01	Энергия актив- ная, W_p Энергия реак- тивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
7	161150005314814	Резервный ввод РУСН-6кВ 1 РПА	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ОТ ОТД Коэф. тр. $6000 \sqrt{3} / 100 \sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВЛМ-10 А № 13609 В № 72043 С № 30863 Коэфф. тр. 1500/ 5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 08041172 Кл.т. 0,5S/0,5 $I_{ном} = 5 \text{ А}$; $R = 5000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. р. 20175-01	Энергия актив- ная, W_p Энергия реак- тивная, W_Q
8	161150005314815	Резервный ввод РУСН-6кВ 2 РПБ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПТО ТХ Коэф. тр. $6000 \sqrt{3} / 100 \sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВЛМ-10 А № 13540 В № 72036 С № 72097 Коэфф. тр. 1500/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 08041201 Кл.т. 0,5S/0,5 $I_{ном} = 5 \text{ А}$; $R = 5000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. р. 20175-01	Энергия актив- ная, W_p Энергия реак- тивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
9	161150005314816	Трансформатор №93Т РУСН-6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № 798 Коэф. тр. 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВЛМ-10 А № 79087 С № 78851 Коэфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 07050124 Кл.т. 0,5S/0,5 $I_{ном} = 5$ А; R= 5000 имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q
10	161150005314817	Трансформатор №91Т РУСН-6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПРТ КХ Коэф. тр. 6000 $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВЛМ-10 А № 08658 С № 0813 Коэфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 07050019 Кл.т. 0,5S/0,5 $I_{ном} = 5$ А; R= 5000 имп./кВт·ч № Гос. р. 20175-01	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
11	161150005314818	Трансформатор №92Т РУСН-6кВ	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПК УПК Коэф. тр. $6000 \sqrt{3} / 100 \sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТВЛМ-10 А № 5975 С № 5906 Коэфф. тр. 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 1856-63	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.02 № 07050033 Кл.т. 0,5S/0,5 $I_{ном} = 5 \text{ А};$ $R = 5000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. р. 20175-01	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q
12	163050003105101	ВЛ 1ГТ, ЛЭП- 220кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220 А № 48195АЭС В № 46176АЭС С № 46211АЭС Коэфф. тр. 220000/ 100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-04	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФНД-220-1 А № 4331 В № 4393 С № 4398 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3694-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0111063133 Кл.т. 0,2S/0,5 $I_{ном} = 1 \text{ А};$ $R = 25000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
13	163050003105201	ВЛ 2ГТ, ЛЭП- 220кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220 А № 44463А36 В № 46244А36 С № А3348261 Коэфф. тр. 220000/ 100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-04	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФНД-220-1 А № 5449 В № 5428 С № 5418 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 3694-73	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0105081902 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R= 25000 имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q
14	163050003207101	ВЛ 3ГТ, ЛЭП- 110кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-110 А № 1040 В № 1054 С № 1025 Коэфф. тр. 110000/ 100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26452-04	Первичное на- пряжение, U_1
			ТТ трансформа- торы тока	ТФНД-110М А № 7474 В № 7468 С № 7463 Коэфф. тр. 1000/ 1 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2793-88	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0110065125 Кл.т. 0,2S/0,5 Ином= 1 А; R= 25000 имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия актив- ная, W_P Энергия реак- тивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
15	163050003105301	ВЛ 4ГТ, ЛЭП-220кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220 А № 4284 В № 43073 С № 7485 Коэфф. тр. 220000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-04	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТФЗМ 220Б-IV А № 7692 В № 3717 С № 3732 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26424-04	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0103082214 Кл.т. 0,2S/0,5 $I_{ном} = 1$ А; $R = 25000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
16	163050003105401	ВЛ 5ГТ, ЛЭП-220кВ НкТЭЦ-2	ТН трансформатор напряжения	НКФ-220 А № 42918 В № 1095929 С № 42899 Коэфф. тр. 220000/100 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 26453-04	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТРГ-220 II* А № 112 В № 113 С № 114 Коэфф. тр. 1000/1 Кл.т. 0,2S № Гос. р. 33677-07	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 № 0111066214 Кл.т. 0,2S/0,5 $I_{ном} = 1$ А; $R = 25000$ имп./кВт·ч № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

1	2	3	4	5	6
17	161150005314819	ООО "ИНВЭНТ-Технострой"	ТН трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 № ПРТ КХ Коэфф. тр. 6000/ $\sqrt{3}$ / $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 № Гос. р. 2611-70	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	ТВК-10 А № 0107 В № 0248 С № 0249 Коэфф. Тр 150/5 Кл.т. 0,5 № Гос. р. 8913-82	Первичный ток, I_1
			Счетчик	СЭТ4ТМ.03 № 0112080557 Кл.т. 0,5S/1,0 $I_{ном} = 1 \text{ А}$; $R = 5000 \text{ имп./кВт}\cdot\text{ч}$ № Гос. р. 27524-04	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

Примечание: в процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ» 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 одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом, согласно МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ» как его неотъемлемая часть.

Таблица 5

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ»	Номер в Госреестре средств измерений
Устройство синхронизации времени УСВ-2 (зав. № 2226)	Один	№ 41681-10

Таблица 6

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ»
Устройство бесперебойного питания для «СИКОН С1»	
Программный пакет «Пирамида 2000. Сервер». Версия 10	Один
Программное обеспечение электросчетчиков СЭТ-4ТМ	Один
Формуляр (АИИСНКТ 11.01.03 ФО)	1(один) экземпляр
Методика поверки (АИИСНКТ 11.01.05 МП)	1(один) экземпляр

Поверка

осуществляется по документу: «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ». Методика поверки» (АИИСНКТ 11.01.05 МП), 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-2 в соответствии с методикой поверки, утвержденной ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010г.
- средства поверки контроллеров УСПД «СИКОН С1» в соответствии с методикой поверки «Контроллеры сетевые промышленные. 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 ООО «Нижекамская ТЭЦ». Методика измерений» АИИСНКТ 11.01.06 МИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к «Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ООО «Нижекамская ТЭЦ»

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 ;

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

МП

«_____» _____ 2011 г.