

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 834 от 20.04.2017 г.,  
№ 249 от 15.02.2019 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ» (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерений активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, передачи, хранения передачи и отображения результатов измерений.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД) типа СИКОН С1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (далее - Рег. №) 15236-03; СИКОН С70 (Рег. № 28822-05) и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ на базе программного обеспечения (ПО) «Пирамида 2000», сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков.

Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенными к УСПД устройствам.

ИВК с периодичностью не реже 1 раза в 30 минут проводит автоматический опрос УСПД уровня ИВКЭ, полученная информация фиксируется в базе данных сервера.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях иерархии и включает в себя устройство синхронизации времени УСВ-2 (Рег. № 41681-10) на основе приемника сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов ИВК с часами УСВ-2 происходит каждый час, коррекция проводится при расхождении более чем на  $\pm 0,5$  с. Часы УСПД синхронизируются от часов ИВК один раз в сутки, коррекция проводится при расхождении более чем на  $\pm 1$  с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД/ИВК с периодичностью один раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится вне зависимости от наличия расхождения (программируемый параметр).

ИВК также имеет доступ к серверу синхронизации единого времени по протоколу NTP к NTP серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени от NTP сервера ФГУП «ВНИИФТРИ» осуществляется только при выходе из строя УСВ-2 или на время проведения его поверки. Сравнение часов ИВК с часами NTP сервера, а также передача единого времени посредством глобальной сети Интернет осуществляется с использованием NTP v.4 протокола в соответствии с международным стандартом сетевого взаимодействия RFC-5905. Погрешность синхронизации времени NTP серверов относительно единого времени UTC не превышает 10мс.

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже  $\pm 5,0$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО "Пирамида 2000", в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО "Пирамида 2000" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО "Пирамида 2000".

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3cce41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

## **Метрологические и технические характеристики**

Метрологические и технические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.3.

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики ИК АИС КУЭ.

## Продолжение таблицы 2

## Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 1Р, РА-1, яч. 5	Kт = 0,5 Ктт = 1500/5 № 1856-63	A B C	ТВЛМ-10 ТВЛМ-10 ТВЛМ-10	18000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 2,7	
		Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 2611-70	A B C	HTMI-6-66					
		Kт = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	Счетчик	CЭТ-4ТМ.02					
6	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 1Р, РБ-1, яч. 6	Kт = 0,5 Ктт = 1500/5 № 1856-63	A B C	ТВЛМ-10 ТВЛМ-10 ТВЛМ-10	18000	СИКОН С1 Рег.№ 15236-03 СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	1,2 2,5	5,7 2,7
		Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 2611-70	A B C	HTMI-6-66					
		Kт = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	Счетчик	CЭТ-4ТМ.02.					
7	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 1Р, 1РПА, яч. 7	Kт = 0,5 Ктт = 1500/5 № 1856-63	A B C	ТВЛМ-10 ТВЛМ-10 ТВЛМ-10	18000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 2,7	
		Kт = 0,5 Ктн = 6000/100 № 2611-70	A B C	HTMI-6-66					
		Kт = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	Счетчик	CЭТ-4ТМ.02					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 1Р, 2РПБ, яч. 8	Kт = 0,5 КТТ = 1500/5 № 1856-63	A ТВЛМ-10 B ТВЛМ-10 C ТВЛМ-10	18000	СИКОН С1 Рег.№ 15236-03 СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная	1,2	5,7
9	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 2РП, яч. 12, (Тр-р № 93Т)	Kт = 0,5 КТН = 6000/100 № 2611-70	A НТМИ-6-66 B C				Активная	2,5	2,7
10	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 7Р, яч. 14, (Тр-р № 91Т)	Kт = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	CЭТ-4ТМ.02				1800	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная
		Kт = 0,5 КТТ = 150/5 № 1856-63	A ТВЛМ-10 B - C ТВЛМ-10	1800	СИКОН С1 Рег.№ 15236-03 СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	Реактивная	2,5	2,7	
		Kт = 0,5 КТН = 6000/100 № 2611-70	A НТМИ-6-66 B C			Активная	1,2	5,7	
		Kт = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	CЭТ-4ТМ.02			Активная	2,5	2,7	
		Kт = 0,5 КТТ = 150/5 № 1856-63	A ТВЛМ-10 B - C ТВЛМ-10	1800	СИКОН С1 Рег.№ 15236-03 СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	Реактивная	1,2	5,7	
		Kт = 0,5 КТН = 6000/100 № 2611-70	A НТМИ-6-66 B C			Активная	2,5	2,7	
		Kт = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	CЭТ-4ТМ.02			Активная	1,2	5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
11	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСН 6 кВ, секция 9Р, яч. 14, (Гр-р №92Т)	Кт = 0,5 Ктт = 150/5 № 2473-69	A ТЛМ-10	1800	СИКОН С1 Рег.№ 15236-03	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,7  2,7					
			B -										
12	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 1Т (ВЛ 1ГТ)	Кт = 0,5 Ктт = 6000/100 № 2611-70	C ТЛМ-10	2200000	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная  Реактивная	5,5  1,1  2,7					
			A НТМИ-6-66										
			B -										
13	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 2Т (ВЛ 2ГТ)	Кт = 0,5S/0,5 Ксч = 1 № 20175-01	СЭТ-4ТМ.02		2200000	Активная  Реактивная	1,1  2,3	5,5  2,7					
			СЭТ-4ТМ.03										
			СЭТ-4ТМ.03М										

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 110 кВ 3Т (ВЛ 3ГТ)	Кт = 0,5 Ктт = 1000/1 № 71643-18	A ТФНД-110М-II B ТФНД-110М-II C ТФНД-110М-II	1100000	СИКОН C1 Рег.№ 15236-03	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,7
15	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 4Т (ВЛ 4ГТ)	Кт = 0,5 Ктт = 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ № 26452-04	A НКФ-110 B НКФ-110 C НКФ-110						
16	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 5Т (ВЛ 5ГТ)	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03						
		Кт = 0,2S Ктт = 1000/1 № 53971-13	A ТРГ-УЭТМ® B ТРГ-УЭТМ® C ТРГ-УЭТМ®	2200000	СИКОН C70 Рег.№ 28822-05		Активная Реактивная	0,9 1,3	2,2 2,2
		Кт = 0,5 Ктн = 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 26453-04	A НКФ-220 B НКФ-220 C НКФ-220						
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03						
		Кт = 0,2S Ктт = 1000/1 № 33677-07	A ТРГ-220 II B ТРГ-220 II C ТРГ-220 II	2200000			Активная Реактивная	0,9 1,3	2,2 2,2
		Кт = 0,5 Ктн = 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № № 26453-04	A НКФ-220 B НКФ-220 C НКФ-220						
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
17	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, РУСЧ 6 кВ, секция 7Р, яч. 13, (ООО "ИНВЭНТ-Технострой")	Счетчик	ТТ	Kт = 0,5 КтТ = 300/5 № 45370-10	A B C	TBK TBK TBK	3600		Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
18	Генератор № 5	Счетчик	ТТ	Kт = 0,5 КтН = 6000/100 № 2611-70	A B C	HTMI-6-66	СИКОН C1 Рег.№ 15236-03	УСВ-2 Рег.№ 41681-10		0,8 1,6	2,2 2,1
19	Генератор № 6	Счетчик	ТТ	Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04		CЭТ-4TM.03.	СИКОН C70 Рег.№ 28822-05		Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				Kт = 0,2S КтТ = 10000/5 № 39966-10	A B C	TВ-ЭК TВ-ЭК TВ-ЭК	210000				
				Kт = 0,5 КтН = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 46738-11	A B C	ZNOL ZNOL. ZNOL					
				Kт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12		CЭТ-4TM.03M					
				Kт = 0,2S КтТ = 10000/5 № 55008-13	A B C	GSR GSR GSR	210000				
				Kт = 0,2 КтН = 10500/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ № 55007-13	A B C	UGE UGE UGE					
				Kт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-12		CЭТ-4TM.03M					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
20	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 220 кВ 6Г	Kт = 0,2S КТТ = 500/1 № 29694-08	TT	A B C	TAG 245 TAG 245 TAG 245	1100000	СИКОН С1 Рег.№ 15236-03	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
21	Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2, вывода 110 кВ 20Г	Kт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	Счетчик TH	C B A	СЭТ-4ТМ.03М ТРГ ТРГ ТРГ	330000	СИКОН С70 Рег.№ 28822-05	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0

## Продолжение таблицы 2

**Примечания:**

1 Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi = 1,0$  нормируется от  $I_1\%$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi < 1,0$  нормируется от  $I_2$ .

2 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35 °C.

3 В качестве характеристики относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия:	
Параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 99 до 101
- ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 100 до 120
- коэффициент мощности $\cos\varphi$	0,87
Температура окружающей среды °C	
- для счетчиков активной энергии: ГОСТ 30206-94	от +21 до +25
ГОСТ Р 52323-2005	от +21 до +25
- для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83	от +18 до +22
ГОСТ Р 52425-2005	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
Параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 2(5) до 120
- коэффициент мощности $\cos\varphi$	от 0,5 <sub>инд</sub> до 0,8 <sub>емк</sub>
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха °C	
- для ТТ и ТН	от -55 до +45
- для счетчиков	от -20 до +55
- УСПД	от -10 до +50
- УСВ-2	от -10 до +50

Продолжение таблицы 3

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	2
УСПД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не более	45
ИВК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5
ИВКЭ:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее	45

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - попытка несанкционированного доступа;
  - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
  - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывы питания

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - ИВК.
- наличие защиты на программном уровне:
  - пароль на счетчике;
  - пароль на УСПД;
  - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей;
  - ИВК.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ».

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ»

Наименование	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока ТШЛ 20-1	9
Трансформаторы тока ТВ-ЭК	6
Трансформаторы тока измерительные ТВЛМ-10	16
Трансформаторы тока ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока ТФНД-220-IV	6
Трансформаторы тока ТФНД-110М-II	3
Трансформаторы тока элегазовые ТРГ-УЭТМ®	3
Трансформаторы тока элегазовые ТРГ	3
Трансформаторы тока элегазовые ТРГ-220 II	3
Трансформаторы тока ТВК	3
Трансформаторы тока GSR	6
Трансформаторы тока TAG 245	6
Трансформаторы напряжения однофазные ЗНОМ-20-63	6
Трансформаторы напряжения однофазные ЗНОМ-15-63	3
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ	6
Трансформаторы напряжения НТМИ-6-66	5
Трансформаторы напряжения НКФ-220	12
Трансформаторы напряжения НКФ-110	3
Трансформаторы напряжения UGE	6
Трансформаторы напряжения TVG 245	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные элегазовые ЗНГ-УЭТМ®	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	6
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные СЭТ-4ТМ.02	7
Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С1	2
Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70	3
Устройство синхронизации времени УСВ-2	1
Комплекс информационно-вычислительный ИКМ-Пирамида	1
Методика поверки МП 62954-15 с изменением №1	1
Паспорт – Формуляр АИИСНКТ 15.02.03.00 Ф0	1
Эксплуатационная документация	1

## Проверка

осуществляется по документу МП 62954-15 с изменением №1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ». Методика поверки с изменением №1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 08.02.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.087 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ»;
- контроллеров сетевых индустриальных СИКОН С1 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1» утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2008 году;
- контроллеров сетевых индустриальных СИКОН С70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1» утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- термогигрометр «CENTER» (мод.314), Рег.№ 22129-09;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег.№ 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки.

## Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (мощности) для оптового рынка электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ», свидетельство об аттестации №63-01.00267-2014-2019 от 27.03.2014, рег. №ФР.1.34.2014.17602;
- Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Нижнекамская ТЭЦ». (ИИК №18-23) МИ.0027.1-2015, свидетельство об аттестации №0027/2015-01.00324-2011 от 14.09.2015, рег. №ФР.1.34.2016.22576.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ)  
ООО «Нижнекамская ТЭЦ»**

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.  
Основные положения

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Нижнекамская ТЭЦ»  
(ООО «Нижнекамская ТЭЦ»)

ИНН 1651057954

Адрес: 423570, Республика Татарстан, г. Нижнекамск, пром. зона

Телефон: +7 (8555) 32-16-59

Факс: +7 (8555) 32-16-22

E-mail: [office@nktec2.ru](mailto:office@nktec2.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

**В части вносимых изменений:**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон: +7 (383) 210-08-14

Факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru)

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

(Редакция приказа Росстандарта № 249 от 15.02.2019 г.)

**Заместитель**

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.