

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Комбинат КМАруда»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Комбинат КМАруда» (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3<sup>х</sup>-уровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5S и 0,5, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности 0,2S и 0,5S (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 и 1,0 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ созданный на базе устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа ЭКОМ-3000М (Госреестр № 17049-04, зав. № 0000495), и технических средств приема-передачи данных.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, включающий компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительные каналы (далее – 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.

УСПД уровня ИВКЭ производит 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 подключенным к УСПД устройствам.

Сервер базы данных (далее – сервер БД), с периодичностью один раз в 30 минут

производит опрос УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

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 (далее – СОЕВ). Коррекция часов компонентов АИИС КУЭ осуществляется от устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000, в состав которого входит GPS-приемник, обеспечивающий прием сигналов точного времени. Часы сервера БД синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в час, коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов УСПД и часов сервера БД более чем на  $\pm 1$  с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 1$  с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  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 корректровке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО "Энергосфера", в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПО "Энергосфера" 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 "Энергосфера".

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
Программа –планировщик опроса и передачи данных	Не ниже 6.4.85	79fa0d977eb187de7ba26abf2ab234e2	MD5
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Не ниже 6.4.85	a121f27f261ff8798132d82dcf761310	
Драйвер работы с БД	Не ниже 6.4.85	3ebc4650db73557ab75ac8377114db0f	
Библиотека шифрования пароля счетчиков	Не ниже 6.4.85	dd33bb86ae2531a0cebe14e62b5d61c2	
Библиотека сообщений планировщика опросов	Не ниже 6.4.85	dd33bb86ae2531a0cebe14e62b5d61c2	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4 нормированы с учетом ПО.

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

### Метрологические и технические характеристики

Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ приведен в таблице 2

Таблица 2 – Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав 1-ого уровня АИИС КУЭ				К <sub>ТТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	Наименование измеряемой величины	
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер			
1	2	3	4		5	6	7	
1	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 13	ТТ	КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 11205	7200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 11204		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118		
				B				
				C				
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066033		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
2	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 9	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10158	7200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 11271		
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066024				
3	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 11	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10163	7200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 11276		
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066084				
4	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 25	ТТ	КТ 0,5S Ктт=600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10082	7200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 11209		
		ТН	КТ 0,5 Ктн=6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0110053139				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
5	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ I, яч. № 3	ТТ	КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =400/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10857	4800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 10213		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0118		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066115				
6	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ II, яч. № 27	ТТ	КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 11206	7200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 11210		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066140				
7	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ III, яч. № 39	ТТ	КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10084	7200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 11208		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0114		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0107066154				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
8	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШ III, яч. № 42	ТТ	КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =1000/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	№ 10831	12000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	№ 10913		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0114		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0107061155				
9	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 35 кВ, СШ I, Ввод 1Т	ТТ	КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 13158-04	A	ТВЭ-35 УХЛ-2	№ 4619	21000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	ТВЭ-35 УХЛ-2	№ 4610		
				C	ТВЭ-35 УХЛ-2	№ 4612		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =35000/√3/100/√3 № 21257-06	A	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	№ 23110		
				B	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	№ 20275		
				C	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	№ 20274		
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066053				
10	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кВ, СШ I, яч. № 7	ТТ	КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =100/5 № 1276-59	A	ТПЛ-10У3	№ 51722	1200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПЛ-10У3	№ 51629		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	№ ВАПП		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0110053165				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
11	ОАО «Комбинат» КМАруда п/с № 24 6 кВ, СШ I, яч. № 9	ТТ	КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 7069-02	A	ТОЛ 10	№ 9283	3600	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТОЛ 10	№ 9362		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	№ ВАПП		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066074				
12	ОАО «Комбинат» КМАруда п/с № 24 6 кВ, СШ II, яч. № 19	ТТ	КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 № 7069-02	A	ТОЛ 10	№ 5216	4800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТОЛ 10	№ 5196		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	№ 7362		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066060				
13	ОАО «Комбинат» КМАруда п/с № 24 35/6 кВ 35 кВ, СШ II, Ввод 2Т	ТТ	КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =300/5 № 13158-04	A	ТВЭ-35УХЛ2	№ 4852	21000	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	ТВЭ-35УХЛ2	№ 4865		
				C	ТВЭ-35УХЛ2	№ 4878		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =35000:√3/100:√3 № 21257-06	A	ЗНОЛ-35III УХЛ1	№ 17444		
				B	ЗНОЛ-35III УХЛ1	№ 20109		
				C	ЗНОЛ-35III УХЛ1	№ 20271		
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0105076232				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7				
14	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кв, СШ II, яч. № 26	ТТ	КТ 0,5	A	ТПЛ-10	№ 5964	1200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				
			КТТ=100/5	B	-	-						
			№ 1276-59	C	ТПЛ-10	№ 3135						
		ТН	КТ 0,5	A	НТМИ-6-66	№ 7362						
			КТН=6000/100	B								
			№ 2611-70	C								
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0110052080						
		15	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кв, СШ II, яч. № 20	ТТ	КТ 0,5	A			ТОЛ 10	№ 23992	2400	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
					КТТ=200/5	B			-	-		
№ 7069-02	C				ТОЛ 10	№ 39432						
ТН	КТ 0,5			A	НТМИ-6-66	№ 7362						
	КТН=6000/100			B								
	№ 2611-70			C								
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0110053093						
16	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кв, СШ II, яч. № 18			ТТ	КТ 0,5	A	ТОЛ 10	№ 23903	2400	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
					КТТ=200/5	B	-	-				
		№ 7069-02	C		ТОЛ 10	№ 377						
		ТН	КТ 0,5	A	НТМИ-6-66	№ 7362						
			КТН=6000/100	B								
			№ 2611-70	C								
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066166						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7				
17	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 24 6 кВ, СШ I, яч. № 4	ТТ	КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =200/5 № 7069-02	A	ТОЛ-10	№ 473	2400	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время				
				B	-	-						
				C	ТОЛ-10	№ 293						
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6-66	№ ВАПП						
				B								
				C								
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0110053125						
		18	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 3 6 кВ, СШ III, яч. № 18	ТТ	КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =150/5 № 7069-02	A			ТОЛ 10	№ 46658	1800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
						B			-	-		
C	ТОЛ 10					№ 2127						
ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 2611-70			A	НТМИ-6-66	№ 10094						
				B								
				C								
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0108066150						
19	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 6/0,4 кВ 6 кВ, СШ II, яч. № 16			ТТ	КТ 0,5 К <sub>ТТ</sub> =400/5 № 7069-02	A	ТОЛ 10	№ 3688	4800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время		
						B	-	-				
		C	ТОЛ 10			№ 4138						
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 380-49	A	НТМИ-6	№ 252						
				B								
				C								
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0107065242						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
20	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 6 кВ, СШ II, яч. № 15	ТТ	КТ 0,5	A	ТОЛ 10	№ 779	2400	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
			КТТ=200/5	B	-	-		
			№ 7069-02	C	ТОЛ 10	№ 777		
		ТН	КТ 0,5	A	НТМИ-6	№ 252		
			КТН=6000/100	B				
			№ 380-49	C				
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		№ 0107064132				
21	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 6/0,4 кВ 6 кВ, СШ I, яч. № 6	ТТ	КТ 0,5	A	ТОЛ 10	№ 14949	1800	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
			КТТ=150/5	B	-	-		
			№ 7069-02	C	ТОЛ 10	№ 14934		
		ТН	КТ 0,5	A	НТМИ-6	№ 5326		
			КТН=6000/100	B				
			№ 380-49	C				
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		№ 0805110701				
22	ОАО «Комбинат КМАруда» п/с № 1 0,4 кВ яч. Гараж	ТТ	КТ 0,5S	A	T-0,66 У3	№ 02003	40	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
			КТТ=200/5	B	T-0,66 У3	№ 01635		
			№ 26198-03	C	T-0,66 У3	№ 01215		
		ТН	-	A	-	-		
				B				
				C				
Счетчик	КТ 0,2S/0,5 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.08		№ 0804111472				

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7
23	Губкинская ТЭЦ 35/6 кВ, СШЦ, яч. № 21	ТТ	КТ 0,5S К <sub>ТТ</sub> =600/5 № 1261-02	A	ТПОЛ 10	№ 2787	7200	Энергия активная, W <sub>P</sub> Энергия реактивная, W <sub>Q</sub> Календарное время
				B	-	-		
				C	ТПОЛ 10	№ 11581		
		ТН	КТ 0,5 К <sub>ТН</sub> =6000/100 № 16687-07	A	НАМИТ-10-1	№ 0115		
				B				
				C				
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		№ 0107061072		

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК		
		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm\delta$ ), %		
		cos $\varphi$ = 1,0	cos $\varphi$ = 0,8	cos $\varphi$ = 0,5
1	2	3	4	5
1 - 8, 23 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S ГОСТ 30206-94)	$0,01I_{H1} \leq I_1 < 0,02I_{H1}$	2,4	-	-
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,3	3,0	5,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,2	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,9	2,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,9	2,7
9 - 19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S ГОСТ 30206-94)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,2	3,2	2,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,7	2,1	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,9	1,6
20, 21 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S ГОСТ 30206-94)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,4	2,3
22 (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 0,5S ГОСТ 30206-94)	$0,01I_{H1} \leq I_1 < 0,02I_{H1}$	1,8	-	-
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,6	2,5	4,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,0	1,5	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,1	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК	
		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ( $\pm d$ ), %	
		cos $\varphi$ = 0,8 (sin $\varphi$ = 0,6)	cos $\varphi$ = 0,5 (sin $\varphi$ = 0,87)
1	2	3	4
1 - 8, 23 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0 ГОСТ 26035-83)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,9	4,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,6	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,4	2,0
9 - 19 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0 ГОСТ 26035-83)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,1	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,9	2,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,4	2,0

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
20, 21  (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0 ГОСТ 26035-83)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,8	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,7
22  (ТТ 0,5S; ТН -; Сч 1,0 ГОСТ 26035-83)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,0	2,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,7	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,0	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,0	1,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02)  $U_{ном}$ ; сила ток (1 - 1,2)  $I_{ном}$ ,  $\cos\phi = 0,87$  инд.;

температура окружающей среды (18 - 25) °С.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1)  $U_{ном}$ ; ток (0,01 - 1,2)  $I_{ном}$ ;  $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8 \text{ емк.}$

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 до 40°С, для счетчиков от минус 40 до 65 °С; для УСПД от минус 10 до 55 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для отклонения температуры окружающего воздуха в местах расположения счетчиков электроэнергии от нормальных условия в диапазоне от 10 до 30 °С.

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

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «Комбинат КМАруда» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

– электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0=90\ 000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_B=24$  ч.;

– электросчетчик типа СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0=140\ 000$  ч., время восстановления работоспособности  $T_B=24$  ч.;

– устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее  $T_0 = 75\ 000$  ч., среднее время восстановления работоспособности  $T_B = 24$  ч.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтпригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
  - параметрирование;
  - пропадание напряжения;
  - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
  - даты начала регистрации измерений;
  - перерывы электропитания;
  - программные и аппаратные перезапуски;
  - установка и корректировка времени;
  - переход на летнее/зимнее время;
  - нарушение защиты ИВК;
  - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчиков;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательных коробок;
  - УСПД;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Комбинат КМАруда».

### Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Комбинат КМАруда» представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформаторы тока ТПОЛ-10	18 шт.
Трансформаторы тока ТВЭ-35 УХЛ-2	6 шт.
Трансформаторы тока ТПЛ-10УЗ	4 шт.
Трансформаторы тока ТОЛ 10	18 шт.
Трансформаторы тока Т-0,66 УЗ	3 шт.
Трансформаторы напряжения НАМИТ-10-1	3 шт.
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35-III УХЛ-1	6 шт.
Трансформаторы напряжения НТМИ-6-66	3 шт.
Трансформаторы напряжения НТМИ-6	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	20 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	3 шт.
Устройство сбора и передачи данных ЭКОМ-3000	1 шт.
Сервер базы данных	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

### Поверка

осуществляется по документу МП 57434-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Комбинат КМАруда». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 28 марта 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения  $6\sqrt{3}\dots 35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;
- счетчиков электрической энергии многофункциональных 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 ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г. (Госреестр № 27524-04);

- счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г. (Госреестр № 36697-08);
- устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-262-99, утвержденным УНИИМ (декабрь 1999 г.);
- средства измерений по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

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

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Комбинат КМАруда» ФР.1.34.2014.17421.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Комбинат КМАруда»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
6. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Комбинат КМАруда» ФР.1.34.2014.17421

### **Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Белгородские энергосберегающие технологии»  
(ООО «Белгородские энергосберегающие технологии»)  
Адрес: 308000, Белгород, ул. Чапаева 24, офис 72

**Заявитель**

Открытое акционерное общество «Комбинат КМАруда»  
(ООО «Комбинат КМАруда»)  
Адрес: 309182, Белгородская обл., г. Губкин, ул. Артема, д. 2

**Испытательный центр**

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

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

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

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_»\_\_\_\_\_2014 г.