

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, установленные на объектах АИИС КУЭ.

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, который включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включающий в себя сервер, обеспечивающий 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 (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 преобразуются 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на вход УСПД уровня ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на Сервер сбора данных уровня ИВК, находящийся в АО «ДГК» г. Хабаровска.

Дальнейшая передача информации в ИАСУ КУ АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и других в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе ГЛОНАСС/GPS приемника, встроенного в УСПД. СОЕВ предназначено для измерения (формирования, счета) текущих значений даты и времени (с коррекцией времени, осуществляемой по сигналам спутников глобальной системы позиционирования - ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов точного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более  $\pm 1$  мс.

УСПД осуществляет коррекцию времени сервера ИВК и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем  $\pm 2$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ТЕЛЕСКОП+, с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ТЕЛЕСКОП+
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО: - сервер сбора данных SERVER_MZ4.dll - АРМ Энергетика ASCUE_MZ4.dll	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Уровень защиты ПО - высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала				К <sub>ГТ</sub> ·К <sub>ТН</sub> ·К <sub>Сч</sub>	ИВКЭ	Метрологические характеристики			
№№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности , коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (рег. №)		Обозначение, тип				Вид энергии	Основная погрешность ИК (±δ), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
1	2	3		4		5	6	7	8	9	
1	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №1	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 4000/5 № 11077-03	A	ТЛШ-10 УЗ	48000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная  Реактивная	1,1  2,3	4,8  2,8	
				B	ТЛШ-10 УЗ						
				C	ТЛШ-10 УЗ						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04		СЭТ-4ТМ.03						
2	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №2	ТТ	К <sub>Т</sub> =0,2 К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 № 5719-08	A	ТШВ 15	96000			Активная  Реактивная	1,0  1,8	2,9  2,6
				B	ТШВ 15						
				C	ТШВ 15						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-6УТ2						
				B	НОЛ.08-6УТ2						
				C	НОЛ.08-6УТ2						
		Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04		СЭТ-4ТМ.03.01						

### Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
3	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №3	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 № 21255-03	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	96000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	2,7	
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2						
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-6УТ2			Реактивная	1,8	3,8	
				B	НОЛ.08-6УТ2						
				C	НОЛ.08-6УТ2						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
4	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №4	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	96000		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	2,7
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2						
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 3345-04	A	НОЛ.08-6УТ2				Реактивная	1,8	3,8
				B	НОЛ.08-6УТ2						
				C	НОЛ.08-6УТ2						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
5	Амурская ТЭЦ-1, Турбогенератор ТГ №5	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,2S К <sub>ТТ</sub> = 8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	160000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13		Активная	1,0	2,7
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2						
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 10000:√3/100:√3 № 46738-11	A	ЗНОЛ.06-10				Реактивная	1,8	3,4
				B	ЗНОЛ.06-10						
				C	ЗНОЛ.06-10						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01									

### Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
6	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.11, ВЛ-110кВ Амурская ТЭЦ-1-Эльбан №1 (С-87)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2 У2	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0	
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			Реактивная	2,2	4,2	
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
7	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.8, ВЛ-110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Падали-Эльбан №2 (С-88)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2 У2	132000		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				Реактивная	2,2	4,2
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
8	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.15, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Амурмаш-ЛДК №1 (С-89)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2 У2	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13		Активная	1,0	5,0
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				Реактивная	2,2	4,2
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									

### Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
9	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.13, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Амурмаш-ЛДК №2 (С-90)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2 У2	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0	
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			Реактивная	2,2	3,8	
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01									
10	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.2, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 -Хурба (С-72)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2 У2	132000		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				Реактивная	2,2	4,2
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
11	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.1, ВЛ 110кВ Амурская ТЭЦ-1 - Комсомольская (С-71)	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2 У2	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13		Активная	1,0	5,0
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,2 К <sub>ТН</sub> = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				Реактивная	2,2	4,2
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									

### Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9				
12	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-110кВ, яч.10, ОМВ-110кВ	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2 У2	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0				
			ТН	КТН = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	B						ТВ-110-I-2 У2	Реактивная	2,2	4,2
					C						ТВ-110-I-2 У2			
		Счетчик			КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03.01						
			ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 30370-05				A	GDS 40,5	42000	Активная	1,2	5,1	
								ТН	КТН = 35000:√3/100:√3 № 21257-06					B
C	GDS 40,5													
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01												
		ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 30370-05	A	GDS 40,5	42000		Активная	1,2		5,1			
				ТН	КТН = 35000:√3/100:√3 № 46738-11							B	-	Реактивная
C	GDS 40,5													
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01												
		ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 30370-05	A	GDS 40,5			42000	Активная	1,2	5,1			
				ТН	КТН = 35000:√3/100:√3 № 46738-11							B	-	Реактивная
C	GDS 40,5													
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
15	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 1 секция-35кВ, яч.2, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 - КТПН -Городская №1 (Т-1)	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 600/5$ № 30370-05	A	GDS 40,5	42000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				B	-					
				C	GDS 40,5					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 21257-06	A	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
				B	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
				C	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
16	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.9, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1 -КТПН -Городская №2 (Т-3)	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 600/5$ № 30370-05	A	GDS 40,5	42000		Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				B	-					
				C	GDS 40,5					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 46738-11	A	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
				B	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
				C	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
17	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 1 секция-35кВ, яч.1, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1-АГМК №1 (Т-5)	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 150/5$ № 47958-11	A	ТПЛ-35	10500		Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  3,9
				B	ТПЛ-35					
				C	ТПЛ-35					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000:\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ № 21257-06	A	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
				B	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
				C	ЗНОЛ-35III УХЛ1					
Счетчик	$K_T = 0,5S/1,0$ $K_{сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01								

### Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
18	Амурская ТЭЦ-1, ЗРУ-35кВ, 2 секция-35кВ, яч.11, ВЛ 35кВ Амурская ТЭЦ-1-АГМК №2 (Т-6)	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 150/5 № 47958-11	A	ТПЛ-35	10500	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
			ТН	КТ = 0,5 КТН = 35000:√3/100:√3 № 46738-11	B						ТПЛ-35
					C			ТПЛ-35			
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01							
19	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция-6кВ, яч.1, Фидер 1А	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 800/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 УЗ	9600			Активная	1,2	5,1
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 УЗ						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
20	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 1 секция-6кВ, яч.1, Фидер 1В	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 2473-69	A	ТЛМ-10	2400				Активная	1,2
				B	-		Реактивная				
				C	ТЛМ-10						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									

### Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9			
21	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ- 6кВ, 1 секция-6кВ, яч.2, Фидер 2В	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10 У3	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1			
			ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	В						-	Реактивная	2,5
					С			ТПОЛ-10 У3					
		Счетчик			КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03.01					
			ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 300/5 № 1261-08				А	ТПОЛ-10 У3	3600	Активная	1,2	5,1
								ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05				
С	ТПОЛ-10 У3												
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01											
		ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08	А	ТПОЛ-10 У3	7200		Активная	1,2		5,1		
				ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05							В	-
С	ТПОЛ-10 У3												
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
24	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция-6кВ, яч.19, Фидер 19А	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				B	-					
				C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
25	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 2 секция-6кВ, яч.27, Фидер 27А	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	7200		Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  3,9
				B	-					
				C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01								
26	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 3 секция-6кВ, яч.28, Фидер 28	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	3600		Активная  Реактивная	1,2  2,5	5,1  4,2
				B	-					
				C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9		
27	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ- 6кВ, 2 секция-6кВ, яч.37, Фидер 37	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,1	4,8		
				B	-							
				C	ТПОЛ-10 У3							
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2							
				B								
				C								
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03										
28	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ- 6кВ, 3 секция-6кВ, яч.48, Фидер 48А	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	3600		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
				B	-							
				C	ТОЛ-10-I-2 У2							
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2							
				B								
				C								
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01										
29	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ- 6кВ, 3 секция-6кВ, яч.48, Фидер 48Б	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S К <sub>ТТ</sub> = 800/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	9600			ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
				B	-							
				C	ТОЛ-10-I-2 У2							
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5 К <sub>ТН</sub> = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2							
				B								
				C								
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 К <sub>сч</sub> = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01										

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
30	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 4 секция-6кВ, яч.66, Фидер 66А	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S	A	ТЛО-10-3 У2	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,1	4,8
			К <sub>ТТ</sub> = 300/5	B	-					
			№ 25433-08	C	ТЛО-10-3 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К <sub>ТН</sub> = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								
31	Амурская ТЭЦ-1, ГРУ-6кВ, 4 секция-6кВ, яч.66, Фидер 66Б	ТТ	К <sub>Т</sub> = 0,5S	A	ТОЛ-10-I-2 У2	3600		Активная	1,2	5,1
			К <sub>ТТ</sub> = 300/5	B	-					
			№ 15128-07	C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К <sub>Т</sub> = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К <sub>ТН</sub> = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К <sub>Т</sub> = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с									±5	

# 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 Погрешность в рабочих условиях указана для  $0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$ ,  $\cos\varphi = 0,5$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

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

5 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в Таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики С Э Т -4 Т М. 03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики С Э Т -4 Т М. 03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2 90000 2



Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	88000 24 35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	35  35  3,5

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 АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛШ-10 У3	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШВ 15	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1 УХЛ2	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-I-2 У2	21 шт.
Трансформаторы тока	GDS 40,5	8 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-35	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10 У3	16 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10-1 У3	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I-2 У2	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10-3 У2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6УТ2	9 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35Ш УХЛ1	6 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.01	5 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	26 шт.
Контроллеры многофункциональные	ARIS MT200	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-011-2018	1 экз.
Формуляр	РЭП.411711.ХГ-АТЭЦ-1.ФО	1 экз.

## Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-011-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 09.02.2018 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 и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$ ...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

– по МИ 3195-2009 Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

– по МИ 3196-2009 Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;

– 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.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласованна с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

– для УСПД ARIS MT200 - в соответствии с документом ПБKM.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS MT200. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314), рег. № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

#### **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»**

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

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

#### **Изготовитель**

Акционерное общество «Дальневосточная генерирующая компания» (АО «ДГК»)

ИНН 1434031363

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49

Телефон: +7 (4212) 30-49-14; Факс: +7 (4212) 26-43-87

Web-сайт: www.dvgk.ru; E-mail: dgk@dvgk.rao-esv.ru

#### **Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром» (ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9

Телефон/факс: +7 (499) 753-06-78

E-mail: info@rusenprom.ru

#### **Испытательный центр**

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

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: +7 (495) 437-55-77; Факс: +7 (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru; E-mail: office@vniims.ru

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

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.