

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» 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 выход 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 ЭЭС» 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 по сигналам единого календарного времени, которые передаются со спутников глобальной системы позиционирования - ГЛОНАСС/GPS). Источником сигналов единого календарного времени является встроенный в УСПД ГЛОНАСС/GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более ± 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 ± 2 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает $\pm 5,0$ 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 корректровке.

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 - Сведения о программном обеспечении.

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
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

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО.

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

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 _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{Сч}	ИВКЭ	Метрологические характеристики			
№, № ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде (Рег. №)	Обозначение, тип		Заводской номер			Вид энергии	Основная погрешность ИК ($\pm\delta$), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %	
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	
1	Турбогенератор ТГ №1	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТЛШ-10 У3	5821	48000	АРИС МТ200-D100-ТЕ-СТМ-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,1	± 4,8
			К _{ТТ} = 4000/5	B	ТЛШ-10 У3	5822					
			№ 11077-03	C	ТЛШ-10 У3	5820					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2839					
			К _{ТН} = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		0107070229					
			К _{Сч} = 1								
			№ 27524-04								
2	Турбогенератор ТГ №2	ТТ	К _Т = 0,2	A	ТШВ 15 У3	23	96000	АРИС МТ200-D100-ТЕ-СТМ-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 2,9
			К _{ТТ} = 8000/5	B	ТШВ 15 У3	25					
			№ 5719-08	C	ТШВ 15 У3	26					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НОЛ.08-6 УТ2	565					
			К _{ТН} = 6000/100	B	НОЛ.08-6 УТ2	571					
			№ 3345-04	C	НОЛ.08-6 УТ2	566					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0103063023					
			К _{Сч} = 1								
			№ 27524-04								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
3	Турбогенератор ТГ №3	ТГ	К _Т = 0,2S	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	231	96000	АРИС МТ200-D100-ТЕ-СТМ-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 2,7
			К _{ТТ} = 8000/5	B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	232					
			№ 21255-03	C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	234					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НОЛ.08-6 УТ2	567					
			К _{ТН} = 6000/100	B	НОЛ.08-6 УТ2	563					
			№ 3345-04	C	НОЛ.08-6 УТ2	570					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108050117					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								
4	Турбогенератор ТГ №4	ТГ	К _Т = 0,2S	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	200	96000	АРИС МТ200-D100-ТЕ-СТМ-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 2,7
			К _{ТТ} = 8000/5	B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	195					
			№ 21255-08	C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	193					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НОЛ.08-6 УТ2	564					
			К _{ТН} = 6000/100	B	НОЛ.08-6 УТ2	561					
			№ 3345-04	C	НОЛ.08-6 УТ2	569					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0103068021					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								
5	Турбогенератор ТГ №5	ТГ	К _Т = 0,2S	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	201	160000	АРИС МТ200-D100-ТЕ-СТМ-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 2,7
			К _{ТТ} = 8000/5	B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	202					
			№ 21255-08	C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	207					
		ТН	К _Т = 0,5	A	ЗНОЛ.06-10 У3	1008139					
			К _{ТН} = 10000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ.06-10 У3	1008105					
			№ 46738-11	C	ЗНОЛ.06-10 У3	1008140					
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0807140331					
			Ксч = 1								
			№ 36697-08								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
6	ВЛ 110 кВ «Амурская ТЭЦ-1 - Эльбан» №1 С-87	ТТ	К _T = 0,5S	A	ТВ-110-I-2 У2	3576	132000	АРИС МТ200-D100-ТЕ-СТМ-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 5,0
			К _{ТТ} = 600/5	B	ТВ-110-I-2 У2	3572					
			№ 19720-06	C	ТВ-110-I-2 У2	3531					
		ТН	К _T = 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	4575; 4198					
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	4558; 4241					
			№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	4116; 4136					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054096					
			К _{сч} = 1								
			№ 27524-04								
7	ВЛ 110 кВ «Амурская ТЭЦ-1 - Падали - Эльбан» №2 С-88	ТТ	К _T = 0,5S	A	ТВ-110-I-2 У2	3552	132000	АРИС МТ200-D100-ТЕ-СТМ-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 5,0
			К _{ТТ} = 600/5	B	ТВ-110-I-2 У2	3549					
			№ 19720-06	C	ТВ-110-I-2 У2	3533					
		ТН	К _T = 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	4198; 4575					
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	4241; 4558					
			№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	4136; 4116					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055033					
			К _{сч} = 1								
			№ 27524-04								
8	ВЛ 110 кВ «Амурская ТЭЦ-1 - Амурмаш - ЛДК» №1 С-89	ТТ	К _T = 0,5S	A	ТВ-110-I-2 У2	3551	132000	АРИС МТ200-D100-ТЕ-СТМ-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 5,0
			К _{ТТ} = 600/5	B	ТВ-110-I-2 У2	3553					
			№ 19720-06	C	ТВ-110-I-2 У2	3538					
		ТН	К _T = 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	4575; 4198					
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	4558; 4241					
			№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	4116; 4136					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0107072063					
			К _{сч} = 1								
			№ 27524-04								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
9	ВЛ 110 кВ «Амурская ТЭЦ-1 - Амурмаш - ЛДК» №2 С-90	ТТ	К _T = 0,5S	А	ТВ-110-I-2 У2	3540	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 5,0
			К _{ТТ} = 600/5	В	ТВ-110-I-2 У2	3546					
			№ 19720-06	С	ТВ-110-I-2 У2	3577					
		ТН	К _T = 0,2	А	НАМИ-110 УХЛ1	4198; 4575					
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110 УХЛ1	4241; 4558					
			№ 24218-08	С	НАМИ-110 УХЛ1	4136; 4116					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0807140412					
			Ксч = 1								
			№ 36697-08								
10	ВЛ 110 кВ "Амурская ТЭЦ-1 - Хурба - ПС Комсомольская" С-72	ТТ	К _T = 0,5S	А	ТВ-110-I-2 У2	3585	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 5,0
			К _{ТТ} = 600/5	В	ТВ-110-I-2 У2	3600					
			№ 19720-06	С	ТВ-110-I-2 У2	3599					
		ТН	К _T = 0,2	А	НАМИ-110 УХЛ1	4198; 4575					
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110 УХЛ1	4241; 4558					
			№ 24218-08	С	НАМИ-110 УХЛ1	4136; 4116					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055025					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								
11	ВЛ 110 кВ "Амурская ТЭЦ-1 - ПС Комсомольская" С-71	ТТ	К _T = 0,5S	А	ТВ-110-I-2 У2	3558	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 5,0
			К _{ТТ} = 600/5	В	ТВ-110-I-2 У2	3541					
			№ 19720-06	С	ТВ-110-I-2 У2	3548					
		ТН	К _T = 0,2	А	НАМИ-110 УХЛ1	4575; 4198					
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	В	НАМИ-110 УХЛ1	4558; 4241					
			№ 24218-08	С	НАМИ-110 УХЛ1	4116; 4136					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054243					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
12	ОВ-110 кВ	ТТ	К _T = 0,5S	A	ТВ-110-I-2 У2	3557	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,0	± 5,0
			К _{ТТ} = 600/5	B	ТВ-110-I-2 У2	3554					
			№ 19720-06	C	ТВ-110-I-2 У2	3569					
		ТН	К _T = 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	4575; 4198					
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	4558; 4241					
			№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	4116; 4136					
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109056046							
	К _{сч} = 1										
	№ 27524-04										
13	ВЛ 35 кВ "Амурская ТЭЦ-1 -ТП Центральная" №1 Т-225	ТТ	К _T = 0,5S	A	GDS 40,5	30496466	42000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 600/5	B	-	-					
			№ 30370-10	C	GDS 40,5	30496471					
		ТН	К _T = 0,5	A	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	24					
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	192					
			№ 21257-06	C	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	11					
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055006							
	К _{сч} = 1										
	№ 27524-04										
14	ВЛ 35 кВ "Амурская ТЭЦ-1 -ТП Центральная" №2 Т-227	ТТ	К _T = 0,5S	A	GDS 40,5	30496472	42000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 600/5	B	-	-					
			№ 30370-10	C	GDS 40,5	30496467					
		ТН	К _T = 0,5	A	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	7381					
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	6884					
			№ 46738-11	C	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	7757					
Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055215							
	К _{сч} = 1										
	№ 27524-04										

Продолжение таблицы 2

1	2	3			4	5	6	7	8	9	10
15	ВЛ 35 кВ "Амурская ТЭЦ-1 - ТП КТПН - ГПП Городская" №1 Т-224	ТТ	К _T = 0,5S	A	GDS 40,5	30496470	42000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 600/5	B	-	-					
			№ 30370-10	C	GDS 40,5	30496469					
		ТН	К _T = 0,5	A	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	24					
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	192					
			№ 21257-06	C	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	11					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01					0109054219		
			К _{сч} = 1								
			№ 27524-04								
16	ВЛ 35 кВ "Амурская ТЭЦ-1 - ТП КТПН - ГПП Городская" №2 Т-226	ТТ	К _T = 0,5S	A	GDS 40,5	30496465	42000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 600/5	B	-	-					
			№ 30370-10	C	GDS 40,5	30496468					
		ТН	К _T = 0,5	A	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	7381					
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	6884					
			№ 46738-11	C	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	7757					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01					0109055059		
			К _{сч} = 1								
			№ 27524-04								
17	ВЛ 35 кВ "Амурская ТЭЦ-1 - АГМК" №1 Т-228	ТТ	К _T = 0,5S	A	ТПЛ-35-4 УХЛ2	89	10500	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 150/5	B	ТПЛ-35-4 УХЛ2	92					
			№ 21253-06	C	ТПЛ-35-4 УХЛ2	88					
		ТН	К _T = 0,5	A	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	24					
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	192					
			№ 21257-06	C	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	11					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01					0804100060		
			К _{сч} = 1								
			№ 36697-08								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
18	ВЛ 35 кВ "Амурская ТЭЦ-1 -АГМК" №2	ТТ	К _T = 0,5S	A	ТПЛ-35-4 УХЛ2	91	10500	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 150/5	B	ТПЛ-35-4 УХЛ2	93					
			№ 21253-06	C	ТПЛ-35-4 УХЛ2	90					
		ТН	К _T = 0,5	A	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	7381					
			К _{ТН} = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	6884					
			№ 46738-11	C	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	7757					
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0804100161					
			Ксч = 1								
			№ 36697-08								
19	ГРУ-6 кВ Фидер № 1А	ТТ	К _T = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	10316	9600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 800/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	10819					
		ТН	К _T = 0,5	A	НАМИ-10-95УХЛ2	2832; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054063					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								
20	ГРУ-6 кВ Фидер № 1В	ТТ	К _T = 0,5	A	ТЛМ-10-1 У3	0690	2400	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,7
			К _{ТТ} = 200/5	B	-	-					
			№ 2473-69	C	ТЛМ-10-1 У3	7254					
		ТН	К _T = 0,5	A	НАМИ-10-95УХЛ2	2832; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	К _T = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054240					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
21	ГРУ-6 кВ Фидер № 2В	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТПОЛ-10 У3	10075	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 600/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 У3	10074					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95УХЛ2	2832; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0106082101					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								
22	ГРУ-6 кВ Фидер № 6А	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТПОЛ-10 У3	7443	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 300/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 У3	7444					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2832; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108052183					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								
23	ГРУ 6 кВ Фидер № 6В	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТПОЛ-10 У3	10076	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 600/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 У3	10146					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2832; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0107073057					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
24	ГРУ-6 кВ Фидер № 19А	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТПОЛ-10 У3	7448	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 600/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 У3	7449					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2823; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055238					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								
25	ГРУ-6 кВ Фидер № 27А	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТПОЛ-10 У3	10072	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 600/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 У3	10073					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2823; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0804100018					
			Ксч = 1								
			№ 36697-08								
26	ГРУ-6 кВ Фидер № 28Б	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТПОЛ-10 У3	7442	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 300/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 У3	7441					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2837; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055108					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
27	ГРУ-6 кВ Фидер № 37	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТПОЛ-10 У3	7446	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,1	± 4,8
			К _{ТТ} = 300/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 У3	7447					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2823; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		0107071056					
Ксч = 1											
№ 27524-04											
28	ГРУ-6 кВ Фидер № 48А	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТОЛ-10-I-2 У2	5937	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 300/5	В	-	-					
			№ 15128-07	С	ТОЛ-10-I-2 У2	5936					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2837; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0112054013					
Ксч = 1											
№ 27524-04											
29	ГРУ-6 кВ Фидер № 48Б	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТОЛ-10-I-2 У2	23292	9600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 800/5	В	-	-					
			№ 15128-07	С	ТОЛ-10-I-2 У2	23293					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2837; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054023					
Ксч = 1											
№ 27524-04											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
30	ГРУ-6 кВ Фидер № 66А	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТЛО-10-3 У2	12388	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,1	± 4,8
			К _{ТТ} = 300/5	В	-	-					
			№ 25433-08	С	ТЛО-10-3 У2	12389					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2840; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		0111080523					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								
31	ГРУ-6 кВ Фидер № 66Б	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТОЛ-10-I-2 У2	23102	3600	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150242 Рег. № СИ 53992-13	Активная	± 1,2	± 5,1
			К _{ТТ} = 300/5	В	-	-					
			№ 15128-07	С	ТОЛ-10-I-2 У2	23100					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2840; 2831					
			К _{ТН} = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109056068					
			Ксч = 1								
			№ 27524-04								

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 $0,02(0,05) \cdot I_{ном}$, $\cos\phi = 0,5$ 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 измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\phi$ 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</p>	<p>от 99 до 101 от 2(5) до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД</p>	<p>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</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>140000 2 90000 2</p>

Продолжение таблицы 3

1	2
УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	88000 24
Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	35000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не более	35
ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее	35
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	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 на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК» типографским способом.

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 АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока ТЛШ-10 У3	3
Трансформаторы тока ТШВ 15 У3	3
Трансформаторы тока ТШЛ-20-1 УХЛ2	9
Трансформаторы тока ТВ-110-1-2 У2	21
Трансформаторы тока GDS 40,5	8
Трансформаторы тока ТПЛ-35-4 УХЛ2	6
Трансформаторы тока ТПОЛ-10 У3	16
Трансформаторы тока ТЛМ-10-1 У3	2
Трансформаторы тока ТОЛ-10-1-2 У2	6
Трансформаторы тока ТЛО-10-3 У2	2
Трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	6
Трансформаторы напряжения НОЛ.08-6 УТ2	9
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-10 У3	3
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-35 III УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	26
Контроллеры многофункциональные ARIS MT200	1
Программное обеспечение ТЕЛЕСКОП+	1
Методика поверки МП 206.1-109-2016	1
Паспорт - Формуляр РЭП.411711.ХГ-АТЭЦ-1.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-109-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Амурская ТЭЦ-1» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 10.11.2016 года.

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 $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35 \dots 330/\sqrt{3}$ 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, приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласованна с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

- для УСПД ARIS МТ200 - в соответствии с документом ПБКМ.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS МТ200. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 13.05.2013 г.;

- 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;

- 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 поверки.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационном документе.

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

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.

« ____ » _____ 2017 г.