

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-2» филиала «Хабаровская генерация» АО «ДГК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-2» 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 multifunctionalную 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 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 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 (±δ), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %		
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10		
1	Турбогенератор ТГ №5	ТТ	К _Т = 0,5S		A	ТЛП-10-1 У2	13062	48000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			К _{ТТ} = 4000/5		B	ТЛП-10-1 У2	13061					
			№ 30709-08		C	ТЛП-10-1 У2	13060					
		ТН	К _Т = 0,5		A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2706					
			К _{ТН} = 6000/100		B							
			№ 20186-05		C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03.01		0107070132					
			К _{Сч} =1									
			№ 27524-04									
2	Турбогенератор ТГ №6	ТТ	К _Т = 0,2		A	ТШВ 15 У3	24	96000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	2,9
			К _{ТТ} = 8000/5		B	ТШВ 15 У3	27					
			№ 5719-08		C	ТШВ 15 У3	19					
		ТН	К _Т = 0,5		A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2699					
			К _{ТН} = 6000/100		B							
			№ 20186-05		C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03М.01		0811090083					
			К _{Сч} =1									
			№ 36697-08									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10			
3	Турбогенератор ТГ №7	ТТ	К _Т = 0,2S	A	ТШЛ-20-I УХЛ2	218	96000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	2,7			
			К _{ТТ} = 8000/5	B	ТШЛ-20-I УХЛ2	222						Реактивная	1,8	3,4
			№ 21255-03	C	ТШЛ-20-I УХЛ2	224								
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2698								
			К _{ТН} = 6000/100	B										
			№ 20186-05	C										
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0811090090								
			Ксч =1											
			№ 36697-08											
4	Турбогенератор ТГ №8	ТТ	К _Т = 0,2S	A	ТШЛ-20-I УХЛ2	221	96000		Активная	0,8	2,2			
			К _{ТТ} = 8000/5	B	ТШЛ-20-I УХЛ2	223						Реактивная	1,5	2,1
			№ 21255-03	C	ТШЛ-20-I УХЛ2	219								
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2707								
			К _{ТН} = 6000/100	B										
			№ 20186-05	C										
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5	СЭТ-4ТМ.03		0102061030								
			Ксч =1											
			№ 27524-04											
5	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ЗРУ-110 кВ, ячейка №3, ВЛ-110 кВ КТЭЦ-2 - КТЭЦ-1 №1 С-83	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТВ-110-I-2 У2	3568	132000	Активная	1,0	5,0				
			К _{ТТ} = 600/5	B	ТВ-110-I-2 У2	3630					Реактивная	2,2	3,8	
			№ 19720-06	C	ТВ-110-I-2 У2	3562								
		ТН	К _Т = 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	1257; 2694								
			К _{ТН} = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	1249; 1260								
			№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	1252; 2691								
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0804100021								
			Ксч =1											
			№ 36697-08											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10	
6	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ЗРУ-110 кВ, ячейка №2, ВЛ-110 кВ КТЭЦ-2 - КТЭЦ-1 №2 С-84	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТВ-110-I-2 У2	3582	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0	
			КТТ = 600/5	B	ТВ-110-I-2 У2	3545						
			№ 19720-06	C	ТВ-110-I-2 У2	3565						
		ТН	КТ = 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	1257; 2694						
			КТН = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	1249; 1260						
			№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	1252; 2691						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03М.01		0811090478						
			Ксч =1									
№ 36697-08												
7	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ЗРУ-110 кВ, ячейка №13, ВЛ-110 кВ КТЭЦ-2-ПС: Парус -Т С-86	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТВ-110-I-2 У2	3564	132000			Активная	1,0	5,0
			КТТ = 600/5	B	ТВ-110-I-2 У2	3539						
			№ 19720-06	C	ТВ-110-I-2 У2	3561						
		ТН	КТ = 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	1257; 2694						
			КТН = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	1249; 1260						
			№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	1252; 2691						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0107080663						
			Ксч =1									
№ 27524-04												
8	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ЗРУ-110 кВ, ячейка №12, ВЛ-110 кВ КТЭЦ-2 - ПС Т С-85	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТВ-110-I-2 У2	3559	132000			Активная	1,0	5,0
			КТТ = 600/5	B	ТВ-110-I-2 У2	3598						
			№ 19720-06	C	ТВ-110-I-2 У2	3584						
		ТН	КТ = 0,2	A	НАМИ-110 УХЛ1	1257; 2694						
			КТН = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110 УХЛ1	1249; 1260						
			№ 24218-08	C	НАМИ-110 УХЛ1	1252; 2691						
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0108053186						
			Ксч =1									
№ 27524-04												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10			
9	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ-110 кВ ячейка 8 ОВ-110кВ	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТБМО-110 УХЛ1	5547	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,0	5,0			
			КТТ = 600/5	B	ТБМО-110 УХЛ1	5705								
			№ 23256-11	C	ТБМО-110 УХЛ1	5706								
		ТН	КТ = 0,2	A	НАМИ-110УХЛ1	1257; 2694						Реактивная	2,2	4,2
			КТН = 110000:√3/100:√3	B	НАМИ-110УХЛ1	1249; 1260								
			№ 24218-08	C	НАМИ-110УХЛ1	1252; 2691								
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0107078057								
			Ксч =1											
			№ 27524-04											
10	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), РУ-35 кВ ВЛ-35 кВ Т-КТЭЦ-2 - ПС "ТН" 167	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТВ-35-VI ХЛ2	3728	42000		Активная	1,2	5,1			
			КТТ = 600/5	B	ТВ-35-VI ХЛ2	3725								
			№ 46101-10	C	ТВ-35-VI ХЛ2	3724								
		ТН	КТ = 0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	1001260						Реактивная	2,5	4,2
			КТН = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	1001263								
			№ 912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1	1001266								
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055074								
			Ксч =1											
			№ 27524-04											
11	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), РУ-35 кВ, ВЛ-35кВ КТЭЦ-2 - ПС Багерная - ЭТЗ Т-160	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТВ-35-VI ХЛ2	3733	42000	Активная	1,2	5,1				
			КТТ = 600/5	B	ТВ-35-VI ХЛ2	3735								
			№ 46101-10	C	ТВ-35-VI ХЛ2	3730								
		ТН	КТ = 0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	1001260					Реактивная	2,5	4,2	
			КТН = 35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	1001263								
			№ 912-70	C	ЗНОМ-35-65 У1	1001266								
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055180								
			Ксч =1											
			№ 27524-04											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
12	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, ячейка №1, Фидер №1	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9543	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			КТТ = 600/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9577					
		ТН	КТ = 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2	4538; 4546						
			КТН = 6000/100			B					
			№ 20186-05			C					
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055143					
			Ксч =1								
№ 27524-04											
13	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, ячейка №5, Фидер №5	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	10443	12000		Активная	1,2	5,1
			КТТ = 1000/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	11779					
		ТН	КТ = 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2	4538; 4546						
			КТН = 6000/100			B					
			№ 20186-05			C					
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055175					
			Ксч =1								
№ 27524-04											
14	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, ячейка №6, Фидер №6	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9573	7200	Активная	1,2	5,1	
			КТТ = 600/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9545					
		ТН	КТ = 0,5	НАМИ-10-95 УХЛ2	4538; 4546						
			КТН = 6000/100			B					
			№ 20186-05			C					
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0107080027					
			Ксч =1								
№ 27524-04											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
15	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, ячейка №7, Фидер №7	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9540	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			КТТ = 600/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9530					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	4538; 4546					
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054097					
			Ксч =1								
			№ 27524-04								
16	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, ячейка №11, Фидер №11	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9755	12000		Активная	1,2	5,1
			КТТ = 1000/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	10442					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	4538; 4546					
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055124					
			Ксч =1								
			№ 27524-04								
17	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, ячейка №13, Фидер №13	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9803	12000	Активная	1,2	5,1	
			КТТ = 1000/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9746					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	4538; 4546					
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109056011					
			Ксч =1								
			№ 27524-04								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
18	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ -6кВ, 1 секция-6 кВ, ячейка №15, Фидер №15	ТТ	КТ = 0,5S	А	ТПОЛ-10 УЗ	10725	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			КТТ = 600/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 УЗ	9536					
		ТН	КТ = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	4538; 4546					
			КТН = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03.01				0109054210		
			Ксч =1								
№ 27524-04											
19	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ -6кВ, 1 секция-6 кВ, ячейка №17, Фидер №17	ТТ	КТ = 0,5S	А	ТПОЛ-10 УЗ	10733	3600		Активная	1,2	5,1
			КТТ = 300/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 УЗ	10646					
		ТН	КТ = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	4538; 4546					
			КТН = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03.01				0109055197		
			Ксч =1								
№ 27524-04											
20	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ -6кВ , 2 секция-6 кВ, ячейка №27, Фидер №27	ТТ	КТ = 0,5S	А	ТПОЛ-10 УЗ	9575	7200	Активная	1,2	5,1	
			КТТ = 600/5	В	-	-					
			№ 1261-08	С	ТПОЛ-10 УЗ	9538					
		ТН	КТ = 0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546					
			КТН = 6000/100	В							
			№ 20186-05	С							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0		СЭТ-4ТМ.03.01			0109054040			
			Ксч =1								
№ 27524-04											

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
21	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №29, Фидер №29	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	10143	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			КТТ = 600/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	10238					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546					
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055105					
			Ксч =1								
			№ 27524-04								
22	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №31, Фидер №31	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9702	7200		Активная	1,2	5,1
			КТТ = 600/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	10838					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546					
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0107072215					
			Ксч =1								
			№ 27524-04								
23	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №35, Фидер №35	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9580	7200	Активная	1,2	5,1	
			КТТ = 600/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9534					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546					
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055029					
			Ксч =1								
			№ 27524-04								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
24	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №37, Фидер №37	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	9585	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1				
			КТТ = 600/5	B	-	-						Реактивная	2,5	4,2	
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	9582									
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546						СЭТ-4ТМ.03.01	0109055046		
			КТН = 6000/100	B											
			№ 20186-05	C											
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055046									
			Ксч =1												
№ 27524-04															
25	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №41, Фидер №41	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	9529	7200			Активная	1,2	5,1			
			КТТ = 600/5	B	-	-							Реактивная	2,5	4,2
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	9544									
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546							СЭТ-4ТМ.03.01	0109055225	
			КТН = 6000/100	B											
			№ 20186-05	C											
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055225									
			Ксч =1												
№ 27524-04															
26	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №43, Фидер №43	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	10445	12000		Активная	1,2	5,1				
			КТТ = 1000/5	B	-	-						Реактивная	2,5	4,2	
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	9698									
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546						СЭТ-4ТМ.03.01	0109055165		
			КТН = 6000/100	B											
			№ 20186-05	C											
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055165									
			Ксч =1												
№ 27524-04															

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10				
27	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №45, Фидер №45	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	11446	12000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1				
			КТТ = 1000/5	B	-	-						Реактивная	2,5	4,2	
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	11782									
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546									
			КТН = 6000/100	B											
			№ 20186-05	C											
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055189									
			Ксч =1												
			№ 27524-04												
28	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №47, Фидер №47	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	10240	7200		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1			
			КТТ = 600/5	B	-	-							Реактивная	2,5	4,2
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	10241									
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546									
			КТН = 6000/100	B											
			№ 20186-05	C											
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055145									
			Ксч =1												
			№ 27524-04												
29	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №49, Фидер №49	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	9539	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13		Активная	1,2	5,1			
			КТТ = 600/5	B	-	-							Реактивная	2,5	4,2
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3	9535									
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546									
			КТН = 6000/100	B											
			№ 20186-05	C											
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055024									
			Ксч =1												
			№ 27524-04												

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
30	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №51, Фидер №51	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9759	12000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 Зав. № 11150243 Рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			КТТ = 1000/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9758					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546			СЭТ-4ТМ.03.01	0109055013	
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055013					
			Ксч =1								
			№ 27524-04								
31	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №53, Фидер №53	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	9747	12000		Активная	1,2	5,1
			КТТ = 1000/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9756					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546			СЭТ-4ТМ.03.01	0109054104	
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109054104					
			Ксч =1								
			№ 27524-04								
32	Комсомольская ТЭЦ-2 (110/35/6/0,4), ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, ячейка №57, Фидер №57	ТТ	КТ = 0,5S	A	ТПОЛ-10 УЗ	10726	7200		Активная	1,2	5,1
			КТТ = 600/5	B	-	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 УЗ	9546					
		ТН	КТ = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2	2704; 4546			СЭТ-4ТМ.03.01	0109055159	
			КТН = 6000/100	B							
			№ 20186-05	C							
		Счетчик	КТ = 0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01		0109055159					
			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 $0,02(0,05) \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos\phi = 0,5$ 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
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - 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	от 99 до 101 от 2(5) 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	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
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	140000 2 90000 2

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 «Комсомольская ТЭЦ-2» 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.
1	2
Трансформаторы тока ТЛП-10-1 У2	3
Трансформаторы тока ТШВ 15 У3	3
Трансформаторы тока ТШЛ-20-1 УХЛ2	6
Трансформаторы тока ТВ-110-1-2 У2	12
Трансформаторы тока ТБМО-110 УХЛ1	3
Трансформаторы тока ТВ-35-VI ХЛ2	6
Трансформаторы тока ТПОЛ-10 У3	42
Трансформаторы напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	7
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65 У1	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03	28
Контроллеры многофункциональные ARIS MT200	1
Программное обеспечение ТЕЛЕСКОП+	1
Методика поверки МП 206.1-113-2016	1
Паспорт - Формуляр РЭП.411711.ХГ-КТЭЦ-2.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-113-2016 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-2» 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/ $\sqrt{3}$...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, 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 «Комсомольская ТЭЦ-2» 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.