

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» (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 ± 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.

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 корректировке.

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 _{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				Вид энергии	Основная погрешность ИК (±δ), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %	
1	2	3		4		5	6	7	8	9	
1	Комсомольская ТЭЦ-2, ТГ №5	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 4000/5 № 30709-11	A	ТЛП-10-1 У2	48000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
				B	ТЛП-10-1 У2						
				C	ТЛП-10-1 У2						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01							
2	Комсомольская ТЭЦ-2, ТГ №6	ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 8000/5 № 5719-03	A	ТШВ 15 У3	96000			Активная	1,0	2,9
				B	ТШВ 15 У3						
				C	ТШВ 15 У3						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
3	Комсомольская ТЭЦ-2, ТГ №7	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-03	A	ТШЛ-20-I УХЛ2	96000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,0	2,7
				B	ТШЛ-20-I УХЛ2					
				C	ТШЛ-20-I УХЛ2					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01								
4	Комсомольская ТЭЦ-2, ТГ №8	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-03	A	ТШЛ-20-I УХЛ2	96000		Активная	0,8	2,2
				B	ТШЛ-20-I УХЛ2					
				C	ТШЛ-20-I УХЛ2					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03								
5	Комсомольская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №3, ВЛ-110кВ КТЭЦ-2 - КТЭЦ-1 №1 С-83	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2 У2	132000	Активная	1,0	5,0	
				B	ТВ-110-I-2 У2					
				C	ТВ-110-I-2 У2					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
6	Комсомольская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч. №2, ВЛ-110кВ КТЭЦ-2 - КТЭЦ-1 №2 С-84	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	
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			Активная	1,0	5,0	
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч =1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.01		Реактивная	2,2	3,8					
7	Комсомольская ТЭЦ-2, ЗРУ-110кВ, яч. №13, ВЛ-110 кВ КТЭЦ-2-ПС: Парус -Т С-86	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
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				Активная	1,0	5,0
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		Реактивная	2,2	4,2					
8	Комсомольская ТЭЦ-2, ЗРУ-110кВ, яч. №12, ВЛ-110 кВ КТЭЦ-2 - ПС “Т” С-85	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
				B	ТВ-110-I-2 У2						
				C	ТВ-110-I-2 У2						
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1				Активная	1,0	5,0
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		Реактивная	2,2	4,2					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
9	Комсомольская ТЭЦ-2 ЗРУ-110кВ, яч. 8, ОВ-110кВ	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 23256-11	A	ТБМО-110 УХЛ1	132000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная Реактивная	1,0 2,2	5,0 4,2	
				B	ТБМО-110 УХЛ1						
				C	ТБМО-110 УХЛ1						
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110УХЛ1						
				B	НАМИ-110УХЛ1						
				C	НАМИ-110УХЛ1						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
10	Комсомольская ТЭЦ-2, РУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Т- КТЭЦ-2 - ПС "ТН" 167	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 46101-10	A	ТВ-35-VI ХЛ2	42000			Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
				B	ТВ-35-VI ХЛ2						
				C	ТВ-35-VI ХЛ2						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 35000/√3/100/√3 № 912-07	A	ЗНОМ-35-65 У1						
				B	ЗНОМ-35-65 У1						
				C	ЗНОМ-35-65 У1						
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
11	Комсомольская ТЭЦ-2, РУ-35 кВ, ВЛ-35кВ КТЭЦ-2 - ПС Багерная - ЭТЗ Т-160	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 46101-10	A	ТВ-35-VI ХЛ2	42000			Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
				B	ТВ-35-VI ХЛ2						
				C	ТВ-35-VI ХЛ2						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 35000/√3/100/√3 № 912-07	A	ЗНОМ-35-65 У1						
				B	ЗНОМ-35-65 У1						
				C	ЗНОМ-35-65 У1						
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	
12	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, яч. №1, Фидер №1	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 УЗ	7200	ARIS MT200-DI00-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2	
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 УЗ						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
13	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, яч. №5, КЛ-6 кВ Фидер №5	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 1000/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 УЗ	12000			Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 УЗ						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
14	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, яч. №6, Фидер №6	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 УЗ	7200			Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 УЗ						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				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	
15	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, яч. №7, КЛ-6 кВ Фидер №7	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 У3						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
16	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, яч. №11, КЛ-6 кВ Фидер №11	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	12000		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 У3						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
17	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, яч. №13, КЛ-6 кВ Фидер №13	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	12000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13		Активная	1,2	5,1
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 У3						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
18	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, яч. №15, Фидер №15	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1	
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 У3						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
19	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 1 секция-6 кВ, яч. №17, Фидер №17	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 300/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	3600		ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 У3						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 Ксч =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
20	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №27, Фидер №27	ТТ	КТ = 0,5S КТТ = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	7200	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13		Активная	1,2	5,1
				B	-						
				C	ТПОЛ-10 У3						
		ТН	КТ = 0,5 КТН = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				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	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №29, Фидер №29	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 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 _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01							
22	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №31, Фидер №31	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 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 _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01							
23	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №35, Фидер №35	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 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 _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01							

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	
24	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №37, КЛ-6 кВ Фидер №37	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 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 _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
25	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №41, Фидер №41	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 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 _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
26	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №43, КЛ-6 кВ Фидер №43	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10 У3	12000	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 _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B							
				C							
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
27	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №45, КЛ-6 кВ Фидер №45	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	12000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			К _{ТТ} = 1000/5	B	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К _{ТН} = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
28	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №47, КЛ-6 кВ Фидер №47	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	7200		Активная	1,2	5,1
			К _{ТТ} = 600/5	B	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К _{ТН} = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
29	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №49, Фидер №49	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	7200		Активная	1,2	5,1
			К _{ТТ} = 600/5	B	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К _{ТН} = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
30	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №51, КЛ-6 кВ Фидер №51	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	12000	ARIS MT200-D100-TE-CTM-RZA2 рег. № 53992-13	Активная	1,2	5,1
			К _{ТТ} = 1000/5	B	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К _{ТН} = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
31	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №53, КЛ-6 кВ Фидер №53	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	12000		Активная	1,2	5,1
			К _{ТТ} = 1000/5	B	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К _{ТН} = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
32	Комсомольская ТЭЦ-2, ГРУ-6кВ, 2 секция-6 кВ, яч. №57, КЛ-6 кВ Фидер №57	ТТ	К _Т = 0,5S	A	ТПОЛ-10 У3	7200	Активная	1,2	5,1	
			К _{ТТ} = 600/5	B	-					
			№ 1261-08	C	ТПОЛ-10 У3					
		ТН	К _Т = 0,5	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
			К _{ТН} = 6000/100	B						
			№ 20186-05	C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} =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 -5 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 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, сут, не менее	35
ИВКЭ: - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут, 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 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 изделия	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛП-10-1 У2	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШВ 15 У3	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-1-2 У2	12 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35-VI ХЛ2	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10 У3	42 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	7 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65 У1	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	28 шт.
Контроллеры многофункциональные	ARIS MT200	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-041-2018	1 экз.
Формуляр	РЭП.411711.ХГ-КТЭЦ-2.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-041-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-2» 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 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована 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 согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- для УСПД ARIS MT200 - в соответствии с документом ПБКМ.424359.005 МП «Контроллеры многофункциональные ARIS MT200. Методика поверки», утвержденным 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 поверки.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Комсомольская ТЭЦ-2» 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 «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

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»

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.