

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Благовещенская ТЭЦ» филиала «Амурская 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 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, 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}	УСПД	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 ($\pm\delta$), %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %
1	2	3	4		5	6	7	8	9
1	Благовещенская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №1	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 8000/5 № 5719-08	A	ТШВ 15Б	96000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,7 2,6
			B	ТШВ 15Б					
			C	ТШВ 15Б					
		К _Т = 0,2 К _{ТН} = 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-6					
			B	ЗНОЛ-СЭЩ-6					
			C	ЗНОЛ-СЭЩ-6					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01							
2	Благовещенская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №2	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	160000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,5 3,7
			B	ТШЛ-20-1 УХЛ2					
			C	ТШЛ-20-1 УХЛ2					
		К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10					
			B	ЗНОЛ-СЭЩ-10					
			C	ЗНОЛ-СЭЩ-10					
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
3	Благовещенская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №3	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-I-УХЛ2	200000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,5 3,7
				B	ТШЛ-20-I-УХЛ2					
				C	ТШЛ-20-I-УХЛ2					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10000/√3 / 100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
4	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ- 110 кВ, яч. №6, ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ- Центральная №1 с отпайками	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-II-ХЛ2	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	1,0 2,2	5,6 3,3
				B	ТВ-110-II-ХЛ2					
				C	ТВ-110-II-ХЛ2					
		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 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
5	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ- 110 кВ, яч. №8, ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ- Центральная № 2 с отпайками	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-3-У2	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	1,0 2,2	5,0 4,2
				B	ТВ-110-I-3-У2					
				C	ТВ-110-I-3-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 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9							
6	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. №4, ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ-Благовещенская №1 с отпайками	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-П-ХЛ2	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0	5,6							
				B	ТВ-110-П-ХЛ2												
				C	ТВ-110-П-ХЛ2												
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3:100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1			132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0	5,6					
				B	НАМИ-110 УХЛ1												
				C	НАМИ-110 УХЛ1												
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01				132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Реактивная	2,2	3,3					
		ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 19720-06	A	ТВ-110-П-ХЛ2								132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0	5,6
				B	ТВ-110-П-ХЛ2												
C	ТВ-110-П-ХЛ2																
ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3:100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0	5,6									
		B	НАМИ-110 УХЛ1														
		C	НАМИ-110 УХЛ1														
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Реактивная	2,2	3,3									
ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 26422-06	A	ТФЗМ-110Б-IV У1						132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0			5,0		
		B	ТФЗМ-110Б-IV У1														
		C	ТФЗМ-110Б-IV У1														
ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3:100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0	5,0									
		B	НАМИ-110 УХЛ1														
		C	НАМИ-110 УХЛ1														
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01		132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Реактивная	2,2	4,2									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
9	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, яч. №12, ВЛ-110 кВ Благовещенская ТЭЦ- Западная № 2	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 26422-06	A	ТФЗМ-110Б-IV У1	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	1,0 2,2	5,0 4,2
				B	ТФЗМ-110Б-IV У1					
				C	ТФЗМ-110Б-IV У1					
		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 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
10	ТП 34Б 10 кВ Понижительная насосная Благовещенской ТЭЦ, РУ-10 кВ, 1СШ, яч. 4	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 25433-08	A	ТЛО-10	2000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
				B	ТЛО-10					
				C	ТЛО-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3 / 100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10У3					
				B	ЗНОЛ.06-10У3					
				C	ЗНОЛ.06-10У3					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
11	ТП 34Б 10 кВ Понижительная насосная Благовещенской ТЭЦ, РУ-10 кВ, 2СШ, яч. 10	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 25433-08	A	ТЛО-10	2000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,1 4,2
				B	ТЛО-10					
				C	ТЛО-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				C	НАМИ-10-95 УХЛ2					
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	
12	ТП 34Б 10 кВ Понижительная насосная Благовещенской ТЭЦ, РУ- 10 кВ, 1СШ, яч. 3	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 10/5 № 25433-08	A	ТЛО-10	200	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,2	5,1	
				B	ТЛО-10						
				C	ТЛО-10						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3 / 100/√3 № 3344-04	A	ЗНОЛ.06-10У3						
				B	ЗНОЛ.06-10У3						
				C	ЗНОЛ.06-10У3						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
13	ТП 34Б 10 кВ Понижительная насосная Благовещенской ТЭЦ, РУ-10 кВ, 2СШ, яч. 9	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 10/5 № 25433-08	A	ТЛО-10	200		ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,2	5,1
				B	ТЛО-10						
				C	ТЛО-10						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				B	НАМИ-10-95 УХЛ2						
				C	НАМИ-10-95 УХЛ2						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01									
14	ТП №9 10 кВ Благовещенской ТЭЦ, РУ-10 кВ, ввод-1 Т-1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-І-2 У2	2000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14		Активная	1,2	5,1
				B	ТОЛ-10-І-2 У2						
				C	ТОЛ-10-І-2 У2						
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3 / 100/√3 № 23544-07	A	ЗНОЛП-10 У2						
				B	ЗНОЛП-10 У2						
				C	ЗНОЛП-10 У2						
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
15	ТП №9 10 кВ Благовещенской ТЭЦ, РУ- 0,4 кВ, ввод-2 Т-2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 64182-16	A	ТНШЛ-0,66	120	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0	5,5
				B	ТНШЛ-0,66					
				C	ТНШЛ-0,66					
		ТН	-	A	-			Реактивная	2,1	3,3
				B	-					
				C	-					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09								
16	КТП 10 кВ Верхние очистные сооружения Благовещенской ТЭЦ ввод -10 кВ ТОС-1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	2000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,2	5,1
				B	ТОЛ-10-I-2 У2					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2			Реактивная	2,5	4,2
				B	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				C	НАМИ-10-95 УХЛ2					
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
17	ТП 10 кВ Насосная осветленной воды Благовещенской ТЭЦ ввод-10 кВ ТТНОВ-1	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 100/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I-2 У2	2000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,2	5,1
				B	ТОЛ-10-I-2 У2					
				C	ТОЛ-10-I-2 У2					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3 / 100/√3 № 23544-07	A	ЗНОЛП-10 У2			Реактивная	2,5	4,2
				B	ЗНОЛП-10 У2					
				C	ЗНОЛП-10 У2					
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	ТП 10 кВ Береговая насосная Благовещенской ТЭЦ, ввод 1, Т-1, РУСН-0,4кВ, I секц., яч.9	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 41260-09	A	ТТН-60	200	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0	4,9				
				B	ТТН-60									
				C	ТТН-60									
		ТН	-	A	-			Реактивная	2,1	4,1				
				B	-									
				C	-									
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.09										
		19	ТП 10 кВ Береговая насосная Благовещенской ТЭЦ, ввод 2, Т-2, РУСН-0,4кВ, II секц., яч. 18	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 № 41260-09			A	ТТН-60	200	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная	1,0	4,9
								B	ТТН-60					
C	ТТН-60													
ТН	-			A	-	Реактивная	2,1	4,1						
				B	-									
				C	-									
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 27524-04			СЭТ-4ТМ.03.09										
20	ТП 10 кВ Береговая насосная Благовещенской ТЭЦ, резервный ввод, РУСН-0,4кВ, I секц., яч. 10			ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 600/5 № 58465-14	A	ТТН60	120	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14			Активная	1,0	4,9
						B	ТТН60							
		C	ТТН60											
		ТН	-	A	-	Реактивная	2,1			3,8				
				B										
				C										
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.09										

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9
21	Благовещенская ТЭЦ, ОРУ-110кВ, яч. 7, ОВ-110 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 № 44640-11	A	ТОГФ-110	132000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивная	0,8 1,4	2,5 3,7
				B	ТОГФ-110					
				C	ТОГФ-110					
		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 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01								
22	Благовещенская ТЭЦ, Турбогенератор ТГ №4	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 № 47957-11	A	ТШЛ-20-1	210000	ЭКОМ-3000 рег. № 17049-14	Активная Реактивна	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	ТШЛ-20-1					
				C	ТШЛ-20-1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10500/√3:100/√3 № 46738-11	A	ЗНОЛ.06.4-10					
				B	ЗНОЛ.06.4-10					
				C	ЗНОЛ.06.4-10					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М								

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с

±5

Примечания

1 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.

2 Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 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.

4 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I_{ном}, cos j = 0,5 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 °С.

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 100 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 магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</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 0,5</p>
<p>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 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</p>	<p>165000 2 90000 2 88000 24 35000 1</p>
<p>Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не более 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</p>	<p>35 35 3,5</p>

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
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШВ-15Б	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-I-УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-II-ХЛ2	9 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-110-I-3-У2	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б-IV У1	6 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I-2 У2	9 шт.
Трансформаторы тока	ТНШЛ-0,66	3 шт.
Трансформаторы тока	ТТН-60	6 шт.
Трансформаторы тока	ТТН60	3 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	3 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-20-1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЦ-6	3 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-10	6 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06-10 УЗ	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10 У2	6 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06.4-10	3 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	20 шт.
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Программное обеспечение	ТЕЛЕСКОП+	1 шт.
Методика поверки	МП 206.1-055-2018	1 экз.
Формуляр	РЭП.411711.АГ-БТЭЦ.ФО	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 206.1-055-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Благовещенская ТЭЦ» филиала «Амурская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 12.02.2018 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/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√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 документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 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 ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом ПБКМ.421459.007 МП «Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 20.04.2014 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

«Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Благовещенская ТЭЦ» филиала «Амурская 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 «Благовещенская ТЭЦ» филиала «Амурская 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.