

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» филиала «Приморская 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 (далее - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее - 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 (далее – 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 (далее – 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.

Каждые 30 минут УСПД производит опрос цифровых счетчиков, установленных на объекте. Сервер сбора данных производит опрос УСПД не реже 1 раза в сутки.

УСПД в автоматическом режиме осуществляет сбор данных со счетчиков, обработку информации и передачу данных посредством каналаобразующей аппаратуры на Сервер Приморья, далее информация с сервера Приморья поступает на Сервер сбора данных ИВК. Сервер сбора данных Приморья в автоматическом режиме осуществляет сбор данных с УСПД Владивостокской ТЭЦ-2, Артемовской ТЭЦ и Партизанской ГРЭС, передачу данных на сервер ИВК. Сервер ИВК в свою очередь в автоматическом режиме осуществляет сбор данных с Сервера сбора данных Приморья, обработку информации и передачу данных вышестоящим субъектам ОРЭ посредством каналаобразующей аппаратуры.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ) на уровне ИВКЭ, созданной на основе GPS приемника, встроенного в УСПД. Устройство синхронизации

времени 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 – GPS). Источником сигналов единого календарного времени является встроенный в УСПД GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более 0,5 с.

Устройство синхронизации автоматически осуществляет коррекцию времени УСПД. Сличение времени в ЭКОМ-3000 один раз в 1 сут, корректировка времени выполняется при расхождении времени серверов и УСВ-1 более чем ± 2 с.

УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем ± 2 с.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 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.

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 корректуре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – 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 и их метрологические и технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав измерительного канала							Метрологические характеристики		
Номер ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, Регистрационный № СИ		Обозначение, тип		Заводской номер	$K_{ТТ} \cdot K_{ТН} \cdot K_{Сч}$	Наименование измеряемой величины	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
		УСПД № 17049-04		ЭКОМ-3000		01092446		Календарное время, Интервалы времени			
1	Владивостокская ТЭЦ-2. Турбогенератор ТГ-1	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{ТТ} = 8000/5$ № 21255-08	A	ТШЛ-20-1УХЛ2	268	160000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0
				B	ТШЛ-20-1УХЛ2	258					
				C	ТШЛ-20-1УХЛ2	261					
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{ТН} = 10000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10 УЗ	0009165					
				B	ЗНОЛ.06-10 УЗ	0008829					
				C	ЗНОЛ.06-10 УЗ	0009442					
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{Сч} = 1$ № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100443					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	Владивостокская ТЭЦ-2. Турбогенератор ТГ-2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	204	160000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	262					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	57					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01003					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01017					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01115					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100450					
3	Владивостокская ТЭЦ-2. Турбогенератор ТГ-3	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	194	160000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	251					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	250					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10 У3	0009401					
				B	ЗНОЛ.06-10 У3	0009213					
				C	ЗНОЛ.06-10 У3	0009446					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100246					
4	Владивостокская ТЭЦ-2. Турбогенератор ТГ-4	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-01	A	ТШЛ20	4670	160000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,8
				B	ТШЛ20	3880					
				C	ТШЛ20	4830					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	00770					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01019					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01036					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100520					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
5	Владивостокская ТЭЦ-2. Турбогенератор ТГ-5	ТТ	К _Т = 0,2 К _{ТТ} = 8000/5 № 5719-03	A	ТШВ15	31	160000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,4 1,9
				B	ТШВ15	29					
				C	ТШВ15	28					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01016					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01023					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10 У2	01027					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0812093778					
6	Владивостокская ТЭЦ-2. Турбогенератор ТГ-6	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 8000/5 № 21255-08	A	ТШЛ-20-1 УХЛ2	230	160000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 2,0
				B	ТШЛ-20-1 УХЛ2	229					
				C	ТШЛ-20-1 УХЛ2	233					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 35956-07	A	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 У2	01462-09					
				B	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 У2	01463-09					
				C	ЗНОЛ-СЭЩ-10-1 У2	01464-09					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100325					
7	Владивостокская ТЭЦ-2. ВЛ- 220 кВ «ВТЭЦ-2 - Артемовская ТЭЦ»	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/1 № 39966-08	A	ТВ-ЭК-220-I У2	3919	1650000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	ТВ-ЭК-220-I У2	3920					
				C	ТВ-ЭК-220-I У2	3918					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	1190 (Iсш), 1175 (IIсш)					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	1191 (Iсш), 1178 (IIсш)					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	1192 (Iсш), 1193 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812093212					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	Владивостокская ТЭЦ-2. ВЛ 220 кВ «ВТЭЦ-2 - Зеленый угол - Волна»	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/1 № 37750-08	A	VIS WI	11/0727403	1650000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	VIS WI	11/0727401					
				C	VIS WI	11/0727402					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	1190 (Iсш), 1175 (IIсш)					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	1191 (Iсш), 1178 (IIсш)					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	1192 (Iсш), 1193 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812093205					
9	Владивостокская ТЭЦ-2. ШОВ-220 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/1 № 27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1	495	1320000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	ТБМО-220 УХЛ1	497					
				C	ТБМО-220 УХЛ1	496					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 № 20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1	1190 (Iсш), 1175 (IIсш)					
				B	НАМИ-220 УХЛ1	1191 (Iсш), 1178 (IIсш)					
				C	НАМИ-220 УХЛ1	1192 (Iсш), 1193 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812102438					
10	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ- 110 кВ, яч.13, КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Орлиная с отпайкой на ПС Голубинка	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/5 № 39966-10	A	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ1	30465	165000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ1	30464					
				C	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ1	30463					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	533 (Iсш), 511 (IIсш)					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	523 (Iсш), 525 (IIсш)					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	447 (Iсш), 506 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100373					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
11	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.2, ВЛ 110 кВ «ВТЭЦ-2 - А» 1ая	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 750/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2-Y2	3532	165000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,9 2,0	4,7 2,7
				B	ТВ-110-I-2-Y2	3571					
				C	ТВ-110-I-2-Y2	3626					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	533 (Iсш), 511 (IIсш)					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	523 (Iсш), 525 (IIсш)					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	447 (Iсш), 506 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100309					
12	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ 110 кВ «ВТЭЦ-2 - А» 2ая	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 750/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2-Y2	3543	165000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,9 2,0	4,7 2,7
				B	ТВ-110-I-2-Y2	3601					
				C	ТВ-110-I-2-Y2	3632					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	533 (Iсш), 511 (IIсш)					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	523 (Iсш), 525 (IIсш)					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	447 (Iсш), 506 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100454					
13	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.6, ВЛ 110 кВ «ВТЭЦ-2 - Загородная-Улисс- Голдобин» 1ая	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 750/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2-Y2	3580	165000	Энергия активная, WP Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,9 2,0	4,7 2,7
				B	ТВ-110-I-2-Y2	3574					
				C	ТВ-110-I-2-Y2	3537					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	533 (Iсш), 511 (IIсш)					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	523 (Iсш), 525 (IIсш)					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	447 (Iсш), 506 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100274					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
14	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.8, ВЛ 110 кВ «ВТЭЦ-2 -Загородная- Улисс-Голдобин» 2ая	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 750/5 № 19720-06	A	ТВ-110-I-2-У2	3590	165000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,9 2,0	4,7 2,7
				B	ТВ-110-I-2-У2	3603					
				C	ТВ-110-I-2-У2	3629					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	533 (Iсш), 511 (IIсш)					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	523 (Iсш), 525 (IIсш)					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	447 (Iсш), 506 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0802100226					
15	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.10, КВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – Залив с отпайкой на ПС Голубинка	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 750/5 № 39966-10	A	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ1	21375	165000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ1	21374					
				C	ТВ-ЭК 110М1 УХЛ1	21373					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	533 (Iсш), 511 (IIсш)					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	523 (Iсш), 525 (IIсш)					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	447 (Iсш), 506 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0812093798					
16	Владивостокская ТЭЦ-2, ЗРУ-110 кВ, яч.9 ОМВ-110 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	4892	660000	Энергия активная, WР Энергия реактивная, WQ	Активная Реактивная	0,5 1,1	1,9 1,9
				B	ТБМО-110 УХЛ1	4893					
				C	ТБМО-110 УХЛ1	4890					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1	533 (Iсш), 511 (IIсш)					
				B	НАМИ-110 УХЛ1	523 (Iсш), 525 (IIсш)					
				C	НАМИ-110 УХЛ1	447 (Iсш), 506 (IIсш)					
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М.16		0812093226					

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. Нормальные условия:

Параметры сети: напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$; ток от $1 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,87$ инд.;

Температура окружающей среды $(23 \pm 2)^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

Параметры сети: напряжение от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$; ток от $0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$

Допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 55 до плюс 45°C , для счетчиков от минус 20 до плюс 55°C ; для УСПД от минус 10 до плюс 50°C .

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

6. 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.

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, приведенными в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140000 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

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);

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВКЭ - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» филиала «Приморская 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 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт.)
Трансформаторы тока ТШЛ-20-1	15
Трансформаторы тока ТШВ15	3
Трансформаторы тока ТВ-ЭК	12
Трансформаторы тока VIS WI	3
Трансформаторы тока ТБМО-220 УХЛ1	3
Трансформаторы тока ТВ	12
Трансформаторы тока ТБМО-110 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06	6
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЦ-10	12
Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчики электрической энергии трехфазные статические СЭТ-4ТМ.03М	16
Устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000	1
Программное обеспечение ТЕЛЕСКОП+	1
Методика поверки	1
Паспорт - Формуляр РЭП.411711.ПГ-ВТЭЦ-2.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 64513-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 06.05.2016 года.

Перечень основных средств 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 ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с документом «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-262-99», утвержденным УНИИМ в декабре 1999 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений 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): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» филиала «Приморская генерация» АО «ДГК», аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) СП «Владивостокская ТЭЦ-2» филиала «Приморская 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
Юридический адрес: 680000, г. Хабаровск, ул. Фрунзе, 49
Телефон/факс: (4212) 30-49-14/(4212) 26-43-87

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»
(ООО «РусЭнергоПром»)
Юридический адрес: 115114, г. Москва, Дербеневская набережная, дом 7, стр. 2
Фактический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9
Телефон/факс: (499) 753-06-78

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Телефон/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66
E-mail: office@vniims.ru, www.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. «____»_____2016 г.