

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

Описание средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК» (далее АИИС КУЭ) является средством измерений единичного производства. Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений, выполняющие функцию измерений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности и включающие в себя:

– измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S; 0,2; 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001;

– измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 1983-2001;

– счетчики электрической энергии класса точности 0,2S и 0,5S в режиме измерений активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 31819.22-2012, класса точности 1,0 в режиме измерений реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 31819.23-2012, установленные на присоединениях, указанных в таблице 1 (47 точек измерений);

– вторичные электрические цепи;

2) второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в свой состав: сервер и автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора с установленным программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени УСВ-2, технические средства приёма-передачи данных.

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Перечень и состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения с использованием измерительных трансформаторов и масштабном преобразовании их в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счетчиков. В счетчиках осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и вычисление мгновенных и средних значений активной и реактивной электрической мощности. Тридцатиминутные приращения электрической энергии вычисляются, как интеграл по времени от средней мощности за интервал 30 мин.

Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии, служебная информация в виде цифрового кода передаются в базу данных сервера. Связь между счетчиками и сервером осуществляется с использованием линий проводной и беспроводной связи. Сервер осуществляет автоматизированный сбор информации, вычисление приращений электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации, формирование отчетных документов, ведение журнала событий, конфигурирование и параметрирование технических и программных средств АИИС КУЭ, долговременное хранение и передачу данных в центры сбора информации. Оперативный доступ к информации, хранящейся в базе данных сервера, осуществляется с АРМ оператора с использованием программы «АРМ Энергосфера».

Передача информации в АО «ОТЭК», АО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде файлов xml-формата, установленных Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в свой состав устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер и счетчики. СОЕВ выполняет измерение интервалов времени и обеспечивает синхронизацию шкал времени внутренних часов компонентов СОЕВ. Измерение интервалов времени осуществляется таймерами счетчиков. По результатам измерений формируются тридцатиминутные интервалы, для которых осуществляется вычисление приращений электрической энергии.

Привязку к шкале координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU) осуществляет устройство синхронизации времени УСВ-2. Синхронизация шкалы времени сервера осуществляется от УСВ-2 один раз в час при достижении расхождения со шкалой УСВ-2 более 2 с. Синхронизация шкал времени часов счетчиков осуществляется от сервера во время сеанса связи при достижении расхождения со шкалой сервера более 3 с. Расхождение шкалы времени часов любого компонента СОЕВ со шкалой координированного времени UTC (SU) не превышает 5 с. Журналы событий счетчика отражают время коррекции и расхождение шкал времени корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректровке.

Таблица 1 - Перечень и состав ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ					
		Вид СИ	Фаза	Обозначение	Регистрационный номер в ФИФ ОЕИ*	Класс точности	Коэффициент трансформации
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ТЭЦ, С1ГТ, ТГ-1	ТТ	А	ТПШФ	519-50	0,5	2000/5
			В	ТПШФ			
			С	ТПШФ			
		ТН	А	НТМИ-10	831-69	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-			
2	ТЭЦ, С2ГТ, ТГ-2	ТТ	А	ТПШФ	519-50	0,5	2000/5
			В	ТПШФ			
			С	ТПШФ			
		ТН	А	НТМИ-10	831-69	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-			
3	ТЭЦ, С6ГТ, ТГ-6	ТТ	А	ТПШФ	519-50	0,5	4000/5
			В	ТПШФ			
			С	ТПШФ			
		ТН	А	НТМИ-10	831-69	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
4	ТЭЦ, С7ГТ, ТГ-7	ТГ	А	ТПШФ	519-50	0,5	3000/5
			В	ТПШФ			
			С	ТПШФ			
		ТН	А	НТМИ-10	831-69	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-			
5	ТЭЦ, С9ГТ, ТГ-9	ТГ	А	ТПОФ	518-50	0,5	1500/5
			В	ТПОФ			
			С	ТПОФ			
		ТН	А	НТМИ-10	831-69	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-			
6	ТЭЦ, С10ГТ, ТГ-10	ТГ	А	ТШВ-15Б	5719-03	0,2	6000/5
			В	ТШВ-15Б			
			С	ТШВ-15Б			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	3344-08	0,5	13800:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-			
7	ТЭЦ, С11ГТ, ТГ-11	ТГ	А	ТПШФ	519-50	0,5	6000/5
			В	ТПШФ			
			С	ТПШФ			
		ТН	А	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-			
8	ТЭЦ, С12ГТ, ТГ-12	ТГ	А	ТПШФ	519-50	0,5	6000/5
			В	ТПШФ			
			С	ТПШФ			
		ТН	А	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-			
9	ТЭЦ, С13ГТ, ТГ-13	ТГ	А	ТШВ-15	5719-03	0,2	8000/5
			В	ТШВ-15			
			С	ТШВ-15			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	3344-04	0,5	10500:√3/ 100:√3
			В				
			С				
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12	58850-14	0,5S/1,0	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
10	ТЭЦ, С15ГТ, ТГ-15	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	1500/5
			В	ТПОЛ-10			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-10	831-69	0,5	$10000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-20	44153-10	0,5S/1,0	-	
11	ЛЭП-1 яч. 1	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	$110000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
12	ЛЭП-2 яч. 3	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	$110000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
13	ОРУ-220 кВ, ВЛ Т-201	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58 У1	14626-95	0,5	$220000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	НКФ-220-58 У1			
			С	НКФ-220-58 У1			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
14	ВЛ-110 кВ А-100 яч. 16	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	$110000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
15	ОРУ-110 кВ, яч. 25 ЛЭП-8	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	$110000:\sqrt{3}/$ $100:\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
16	ЛЭП-12 яч. 41	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
17	ЛЭП-13 яч. 49	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
18	ЛЭП-14 яч. 51	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
19	ЛЭП-15 яч.54	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
20	ЛЭП-16 яч. 55	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
21	ТЭЦ, ОРУ-110 кВ 2 секция, РУ-10,5 кВ С2Т	ТТ	А	ТПОЛ-10	47958-11	0,5S	1500/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-10	831-69	0,5	10000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В				
			С				
Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234	35437-07	0,2S/1,0	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
22	ТЭЦ, ОРУ-110 кВ 1 секция, С1Т	ТТ	А	ТВ-110-IX-3.2	46101-10	0,2S	1000/1
			В	ТВ-110-IX-3.2			
			С	ТВ-110-IX-3.2			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
Счетчик	Фотон Ф-57-1-02-23-12	58850-14	0,2S/1,0	-			
23	СЗТ, ЛЭП-35 кВ, ГМЗ	ТТ	А	ТОЛ-35-III	47959-11	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-35-III			
			С	ТОЛ-35-III			
		ТН	А	ЗНОЛ-35 III	46738-11	0,5	35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$
			В	ЗНОЛ-35 III			
			С	ЗНОЛ-35 III			
		Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234	35437-07	0,2S/1,0	-	
24	РУ-10,5 кВ С5Т, Л-77 «Водозабор» яч. 7	ТТ	А	ТОЛ-10-I	15128-07	0,5	300/5
			В	ТОЛ-10-I			
			С	ТОЛ-10-I			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234	35437-07	0,2S/1,0	-			
25	РУ-10,5 кВ С4Т, «ТПХ» яч. 5	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	1000/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234	35437-07	0,2S/1,0	-			
26	РУ-10,5 кВ СЗТ, 1 пит. Л-3 «Чернильщи- ково» яч. 1	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	300/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234	35437-07	0,2S/1,0	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
27	РУ-10,5 кВ СЗТ, Л-7 «2 пит. очистных сооружений» яч. 6	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	600/5
			В	ТОЛ-10			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
С							
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12	58850-14	0,5S/1,0	-			
28	РУ-10,5 кВ С5Т, Л-7 «1 пит. очистных сооружений» яч. 3	ТТ	А	ТПОЛ-10	47958-11	0,5S	600/5
			В	-			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
С							
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12	58850-14	0,5S/1,0	-			
29	РУ-10,5 кВ С5Т, 2 пит. Л-3 «Черныльщи- ково» яч. 6	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	300/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
С							
Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234	35437-07	0,2S/1,0	-			
30	РУСН-3 кВ 2 секция, «Арт. скв. № 1» яч. 34	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	300/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	46738-11	0,5	3300:√3/ 100:√3
			В				
С							
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12	58850-14	0,5S/1,0	-			
31	РУСН-3 кВ 1 секция, «Арт. скв. № 2-3» яч. 7	ТТ	А	ТПЛ-10-М	22192-07	0,5S	400/5
			В	-			
			С	ТПЛ-10-М			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	46738-11	0,5	3300:√3/ 100:√3
			В				
С							
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12	58850-14	0,5S/1,0	-			
32	РУСН-3 кВ 6 секция, «Арт. скв. № 4» яч. 117	ТТ	А	ТПЛ-10-М	22192-07	0,5S	200/5
			В	-			
			С	ТПЛ-10-М			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	46738-11	0,5	3300:√3/ 100:√3
			В				
С							
Счетчик	Фотон Ф-57-5-05-23-12	58850-14	0,5S/1,0	-			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
33	С4Т, РУ-10 кВ, яч. 3, 2 пит. КТП-10/0,4	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	1000/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	-		
34	ТЭЦ, СЗТ, КРУН-10 кВ яч. 4, «1 пит. КТП»	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	1000/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	-		
35	ТЭЦ, ТП-150 РУ-0,4 кВ 1 пит. Опытный завод	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	100/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	Фотон Ф-220-5-05-13-12		58850-14	0,5S/1,0	-
36	ТЭЦ, ТП-150 РУ-0,4 кВ 2 пит. Опытный завод	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	100/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	Фотон Ф-220-5-05-13-12		58850-14	0,5S/1,0	-
37	1 пит. Столовая ТП-150 РУ-0,4 кВ	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	100/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	Фотон Ф-220-5-05-13-12		58850-14	0,5S/1,0	-
38	2 пит. Столовая ТП-150 РУ-0,4 кВ	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	100/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	Фотон Ф-220-5-05-13-12		58850-14	0,5S/1,0	-
39	1 пит. Пож. Депо	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	150/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	-

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
40	2 пит. Пож. Депо	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	150/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	-
41	РУ-10,5 кВ С4Т, «ГРП об. 10», яч. 4	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	1000/5
			В	-			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
С							
		Счетчик	Протон-К ЦМ-02-А-23-234		35437-07	0,2S/1,0	-
42	КТПН 6/0,4 кВ «Зоновка» ЛПХ Гребенюк	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	50/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	-
43	ТП 414 ГРС	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	50/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	-
44	Мегафон	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	40/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	-
45	ТП 10/0,4 кВ Угольная	ТТ	А	ТОП-0,66	47959-11	0,5S	40/5
			В	ТОП-0,66			
			С	ТОП-0,66			
		ТН	-		-	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.04		46634-11	0,5S/1,0	-
46	СХК, СЗ, ТП-4, яч. 4 (ввод на ТП Угольная)	ТТ	А	ТОЛ-СЭЩ	51623-12	0,5S	100/5
			В	-			
			С	ТОЛ-СЭЩ			
		ТН	А	ЗНОЛП-10	46738-11	0,5	10000:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛП-10			
			С	ЗНОЛП-10			
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.00		46634-11	0,5S/1,0	-

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
47	ТП Угольная РУ-10 кВ яч. 3	ТТ	А	ТОЛ-10	47959-11	0,5S	50/5
			В	ТОЛ-10			
			С	ТОЛ-10			
		ТН	А	НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	0,5	10000/100
			В				
			С				
Счетчик		ПСЧ-4ТМ.05МК.00	46634-11	0,5S/1,0	-		
Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице. Замена оформляется актом в установленном на АО «СХК» порядке, который хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть							

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- автоматическое измерение средних на тридцатиминутных интервалах времени значений активной и реактивной электрической мощности;
- периодический (каждые 30 мин или два раза в сутки для каналов сотовой связи) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии и средней мощности с заданной дискретностью и данных о состоянии средств измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в базе данных сервера, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование) и от несанкционированного доступа;
- хранение в счетчиках тридцатиминутных приращений электрической энергии в двух направлениях не менее 45 суток, а при отключении питания - не менее 10 лет;
- формирование, ведение и хранение журнала событий АИИС КУЭ;
- формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов в центры сбора информации, в том числе осуществление сервером обмена информацией с ИВК смежных АИИС КУЭ в виде макетов файлов в xml-формате;
- обеспечение защиты с использованием электронной цифровой подписи при передаче измерительной информации в центры сбора;
- предоставление пользователям и персоналу, эксплуатирующему АИИС КУЭ, регламентированного доступа к результатам измерений и данным о состоянии средств измерений АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на аппаратном (пломбирование счетчиков, испытательных коробок, механическая защита шкафа сервера АИИС КУЭ) и программном уровне (авторизация пользователей, регистрация событий в журнале);
- диагностика, мониторинг функционирования, конфигурирование и настройка параметров технических и программных средств АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.

Пломбирование средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, выполняется в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Программное обеспечение

Структура и функции программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ:

- встроенное ПО счетчиков, предназначенное для вычисления приращений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности;

– ПК «Энергосфера», разработанный ООО «Прософт-Системы» и предназначенный для автоматизированного сбора, обработки и отображения результатов измерений электрической энергии, ведения журнала событий, формирования отчетных документов, хранения и передачи информации в центры сбора.

Основные программы в составе ПК «Энергосфера», установленные на сервере:

- «Сервер опроса» (автоматизированный сбор информации со счетчиков);
- «Редактор расчетных схем» (создание и редактирование структуры объекта учета, настройка и отображение свойств средств измерений ИИК АИИС КУЭ);
- «Консоль администратора» (конфигурирование и настройка сервера, синхронизации времени, прав пользователей, параметров резервного копирования);
- «АРМ Энергосфера» (отображение результатов измерений и журнала событий, формирование отчетных документов);
- «Центр импорта/экспорта» (формирование и передача в автоматическом режиме в центры сбора информации, в том числе передача «стандартных» макетов);
- «Ручной ввод» (ввод данных в базу при нарушении связи со счетчиками);
- «Алармер» (ведение журнала событий).

На компьютерах АРМ оператора установлена программа «АРМ Энергосфера». Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является библиотека «pso_metr.dll», предназначенная для обработки информации, поступающей от счетчиков электрической энергии. Идентификация выполняется по команде оператора для программ ПК «Энергосфера», установленных на сервере. Идентификационные данные приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ нормированы с учётом влияния программного обеспечения АИИС КУЭ. Защита программного обеспечения АИИС КУЭ и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений осуществляется на аппаратном и программном уровне. Для защиты ПО АИИС КУЭ и данных реализован алгоритм авторизации и разграничения полномочий пользователей. Для защиты передаваемых данных осуществляется их кодирование, обеспечиваемое ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО АИИС КУЭ «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.0
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b для файла «pso_metr.dll»
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средней мощности приведены в таблицах 3 и 4. В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК при измерении активной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1^*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-5; 7-8; 10 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	не норм.		±1,9	±2,3	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6
	0,8	не норм.		±3,1	±3,3	±1,7	±2,2	±1,4	±1,9
	0,5	не норм.		±5,5	±5,7	±3,0	±3,3	±2,3	±2,7
6; 9 КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	не норм.		±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	±0,9	±1,5
	0,8	не норм.		±1,8	±2,2	±1,2	±1,7	±1,1	±1,7
	0,5	не норм.		±2,5	±2,9	±1,7	±2,3	±1,6	±2,1
11-12; 14-20; 22 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 0,2S	1,0	±1,5	±1,6	±1,3	±1,4	±1,2	±1,4	±1,2	±1,4
	0,8	±1,9	±2,0	±1,7	±1,8	±1,6	±1,7	±1,6	±1,7
	0,5	±3,2	±3,1	±2,8	±2,8	±2,6	±2,7	±2,6	±2,7
13; 24 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		±1,8	±1,9	±1,1	±1,3	±0,9	±1,1
	0,8	не норм.		±2,9	±3,0	±1,6	±1,8	±1,3	±1,4
	0,5	не норм.		±5,5	±5,5	±3,0	±3,0	±2,2	±2,3
21; 23; 25-26; 29; 33-34; 41 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	±1,9	±2,0	±1,1	±1,3	±0,9	±1,1	±0,9	±1,1
	0,8	±2,6	±2,7	±1,7	±1,8	±1,3	±1,4	±1,3	±1,4
	0,5	±4,8	±4,9	±3,0	±3,1	±2,2	±2,3	±2,2	±2,3
27-28; 30-32; 46-47 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S	1,0	±2,1	±2,5	±1,2	±1,7	±1,0	±1,6	±1,0	±1,6
	0,8	±2,8	±3,1	±2,0	±2,4	±1,4	±1,9	±1,4	±1,9
	0,5	±4,9	±5,1	±3,2	±3,5	±2,3	±2,7	±2,3	±2,7
35-38 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 0,5S	1,0	±2,0	±3,1	±1,0	±2,6	±0,8	±2,5	±0,8	±2,5
	0,8	±2,7	±3,9	±1,8	±3,4	±1,1	±3,1	±1,1	±3,1
	0,5	±4,8	±6,0	±2,9	±4,7	±1,9	±4,2	±1,9	±4,2
39-40; 42-45 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 0,5S	1,0	±2,0	±2,4	±1,0	±1,6	±0,8	±1,5	±0,8	±1,5
	0,8	±2,7	±3,0	±1,8	±2,2	±1,1	±1,7	±1,1	±1,7
	0,5	±4,8	±5,0	±2,9	±3,2	±1,9	±2,4	±1,9	±2,4

Примечание - В таблице приняты следующие обозначения: $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} - значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; (1*) - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$; δ_o - границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электроэнергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_2 \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-5; 7-8; 10; 13; 24 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	не норм.		±4,6	±5,6	±2,6	±4,1	±2,1	±3,8
	0,87	не норм.		±3,0	±4,2	±1,8	±3,5	±1,6	±3,4
6; 9 КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	не норм.		±2,5	±4,0	±1,7	±3,6	±1,6	±3,5
	0,87	не норм.		±2,1	±3,7	±1,4	±3,3	±1,4	±3,3
11-12; 14-20; 22 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 1,0	0,6	±3,0	±4,3	±2,8	±4,2	±2,4	±3,9	±2,4	±3,9
	0,87	±2,3	±3,8	±2,2	±3,7	±1,8	±3,5	±1,8	±3,5
21; 23; 25-34; 41; 46-47 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0	0,6	±4,2	±5,2	±2,9	±4,3	±2,1	±3,8	±2,1	±3,8
	0,87	±2,8	±4,1	±2,2	±3,7	±1,6	±3,4	±1,6	±3,4
35-38 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 1,0	0,6	±4,1	±6,8	±2,7	±6,1	±1,8	±5,8	±1,8	±5,8
	0,87	±2,7	±5,5	±2,1	±5,2	±1,4	±5,0	±1,4	±5,0
39-40; 42-45 КТ ТТ 0,5S; ТН нет; КТ счетчика 1,0	0,6	±4,1	±5,1	±2,7	±4,1	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	0,87	±2,7	±4,0	±2,1	±3,7	±1,4	±3,3	±1,4	±3,3

Примечание - В таблице приняты следующие обозначения: $I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$ и I_{120} - значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o - границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ_{py} - границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ:	
– температура окружающей среды, °С	от +20 до +25
– параметр сети: напряжение, в долях от номинального значения U_n	1,00 ±0,02
– параметр сети: сила тока, в долях от номинального значения I_n	1,1±0,1

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ: <ul style="list-style-type: none"> – температура окружающего воздуха трансформаторов, °С – температура окружающего воздуха счетчиков (ИК 1-34, 39-47), °С – температура окружающего воздуха счетчиков (ИК 35-38), °С – температура окружающего воздуха ИВК, °С – относительная влажность воздуха при 30 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа 	от -45 до +40 от +10 до +35 от -40 до 40 от +15 до +30 90 от 84,0 до 106,7
Рабочие условия эксплуатации АИИС КУЭ - параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> – напряжение, в долях от номинального значения U_n – сила тока, в долях от номинального значения I_n – частота, в долях от номинального значения f_n – коэффициент мощности (cosφ) – индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более 	1,0 ±0,1 от 0,01(0,05) до 1,2 1,00±0,02 от 0,5 до 1,0 0,5
Параметры электрического питания средств приёма-передачи данных: <ul style="list-style-type: none"> – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц 	220±10 50,0±0,2
Среднее время наработки на отказ компонентов АИИС КУЭ, ч, не менее <ul style="list-style-type: none"> – измерительных трансформаторов тока – измерительных трансформаторов напряжения – счетчиков «Фотон» (44153-10) и «Протон-К» (35437-07) – счетчиков «Фотон» (58850-14) – счетчиков «ПСЧ-4ТМ.05МК» (46634-11) – сервера 	4000000 400000 90000 130000 165000 286800

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят основные технические средства и документация, приведенные в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 - Технические средства АИИС КУЭ

Наименование компонента АИИС КУЭ	Регистрационный номер в ФИФ ОЕИ	Количество
Измерительно-информационные комплексы		
Трансформаторы тока ТПШФ	519-50	18 шт.
Трансформаторы тока ТПОФ	518-50	3 шт.
Трансформаторы тока ТШВ-15Б	5719-03	3 шт.
Трансформаторы тока ТШВ-15	5719-03	3 шт.
Трансформаторы тока ТПОЛ-10	1261-59	3 шт.
Трансформаторы тока ТВ	46101-10	30 шт.
Трансформаторы тока ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	3 шт.
Трансформаторы тока проходные ТПОЛ-10	47958-11	4 шт.
Трансформаторы тока опорные ТОЛ-35 III	47959-11	3 шт.
Трансформаторы тока ТОЛ-10-I	15128-07	3 шт.
Трансформаторы тока опорные ТОЛ-10	47959-11	22 шт.
Трансформаторы тока ТПЛ-10-М	22192-07	4 шт.
Трансформаторы тока опорные ТОП-0,66	47959-11	30 шт.
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ	51623-12	2 шт.
Трансформаторы напряжения НТМИ-10	831-69	7 шт.

Наименование компонента АИИС КУЭ	Регистрационный номер в ФИФ ОЕИ	Количество
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06	3344-08	3 шт.
Трансформаторы напряжения НТМИ-18	53608-13	2 шт.
Трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06	3344-04	3 шт.
Трансформаторы напряжения НКФ-110	922-54	12 шт.
Трансформаторы напряжения НКФ-220-58 У1	14626-95	3 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые ЗНОЛ-35 III	46738-11	3 шт.
Трансформаторы напряжения антирезонансные трёхфазные НАЛИ-НТЗ-10	59814-15	4 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые ЗНОЛ.06	46738-11	9 шт.
Трансформаторы напряжения заземляемые ЗНОЛП-10	46738-11	3 шт.
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные трёхфазные «Фотон»	44153-10	9 шт.
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные «Фотон»	58850-14	21 шт.
Счетчики электрической энергии цифровые многозадачные трёхфазные «Протон-К»	35437-07	9 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК	46634-11	8 шт.
Информационно-вычислительный комплекс		
Сервер DELL PowerEdge R630	-	1 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-2	41681-10	1 шт.
Автоматизированное рабочее место оператора	-	2 шт.

Таблица 7 - Комплектность технической документации

Наименование характеристики	Обозначение	Количество
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК». Методика поверки	МП 266-16	1 экз.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК». Формуляр	ТЕ.411711.560 ФО	1 экз.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК». Руководство пользователя	ТЕ.411711.560 ИЗ	1 экз.
Проектная документация ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА» на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК»	ТЕ.411711.560 ПД	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 266-16 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Томский ЦСМ» 28.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- средства измерений в соответствии с нормативной и технической документацией по поверке измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, устройства синхронизации времени УСВ-2, входящих в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11);

– мультиметр «Ресурс-ПЭ» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 33750-07), метрологические характеристики: пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения в диапазоне от 15 до 300 В $\pm 0,2$ %; пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока $\pm 0,3$ %; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями основной частоты $\pm 0,1^\circ$; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц; пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности нагрузки ТТ от $\pm 1,0$ % до $\pm 4,0$ %; пределы допускаемой относительной погрешности измерений мощности нагрузки ТН от $\pm 0,5$ % до $\pm 4,0$ %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерений с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в эксплуатационных документах.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТЭЦ АО «СХК»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Техническая документация ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»
(ООО «ТЕЛЕКОР-ЭНЕРГЕТИКА»)

ИНН: 7705803916

Адрес: 121421, г. Москва, ул. Рябиновая д. 26, стр. 2

Юридический адрес: 115230, г. Москва, Хлебозаводский проезд, д. 7, стр. 9

Телефон: (495) 795-09-30

Web-сайт: www.telecor.ru; E-mail: info@telecor.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Томской области» (ФБУ «Томский ЦСМ»)

Адрес: 634012, Томская область, г. Томск, ул. Косарева, д.17-а

Телефон: (3822) 55-44-86, факс: (3822) 56-19-61

Web-сайт: tomskcsm.ru; E-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Томский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30113-13 от 03.06.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.