

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии на энергообъектах ОАО «Кузбассэнерго»

Назначение средства измерений

Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии на энергообъектах ОАО «Кузбассэнерго» (далее по тексту – ИК АИИС КУЭ) предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии в составе АИИС КУЭ на энергообъектах ОАО «Кузбассэнерго» номер в Государственном реестре средств измерений (далее - ГР №) 40081-08.

Описание средства измерений

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S и 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и многофункциональные счётчики типа ЕвроАльфа, СЭТ-4ТМ.02 и СЭТ-4ТМ.03, КТ 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), КТ 0,5 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных;

2-й уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включают в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000», выделенные проводные линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ) персонала и программное обеспечение (ПО «Энергосфера»).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, включает в себя сервер сбора данных (СД), сервер базы данных (БД), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, устройство синхронизации времени, АРМ персонала и программное обеспечение (ПО «Энергосфера»).

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 преобразуют 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 1 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 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Опрос счетчиков осуществляется УСПД по проводным линиям связи интерфейса RS-485. Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД (уровень – ИВКЭ),

где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (уровень – ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. Со счетчиков удаленных энергообъектов опрос организован с помощью GSM-терминалов, подключенных к счетчикам через преобразователи интерфейсов RS-485/RS-232 (счетчик–преобразователь–GSM-терминал – радиоканал – GSM-терминал – УСПД).

Опрос УСПД с уровня ИВК может осуществляться по двум каналам связи. В качестве основного канала связи используются проводные линии стандарта Ethernet КСПД ОАО «Кузбассэнергосвязь», а в качестве резервного канала связи могут быть использованы коммутируемые каналы связи сети передачи данных ОАО «Кузбассэнергосвязь».

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется с уровня ИВК по внешним каналам связи. В качестве внешнего основного канала связи используется выделенный канал связи, стандарта Ethernet, а в качестве резервного канала связи может быть использовано коммутируемое соединение с сетью «Интернет» с использованием телефонной сети связи общего пользования (ТфССОП).

Регламентированный доступ к информации базы данных сервера уровня ИВК с АРМ операторов осуществляется через сегмент ЛВС предприятия по интерфейсу Ethernet.

ИК АИИС КУЭ оснащены системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), функционирующих на уровне ИВК и ИВКЭ.

На уровне ИВК СОЕВ организована с помощью подключенного к серверам по интерфейсу RS-232 устройства синхронизации времени УСВ-1-01 (зав. № 839), предназначенного 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 УСВ GPS-приёмник, сличение постоянно, рассинхронизация при наличии связи со спутником не более 0,5 с. УСВ автоматически осуществляет коррекцию времени серверов. Сличение времени серверов со временем УСВ один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени серверов и УСВ более чем $\pm 1,0$ с.

На уровне ИВКЭ СОЕВ организована с помощью встроенного в УСПД «ЭКОМ-3000М» модуля GPS, обеспечивающего приём сигналов точного времени и синхронизацию УСПД по системе GPS. Рассинхронизация при наличии связи со спутником не более 0,1 с. В случае, если время УСПД, установленного на объекте, не синхронизировано со временем атомных часов спутников глобальной системы позиционирования (GPS), сервер ИВК автоматически осуществляет коррекцию времени УСПД. Сличение времени УСПД со временем сервера ИВК один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера ИВК и УСПД более чем $\pm 1,0$ с. УСПД автоматически осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков ЕвроАльфа со временем УСПД один раз в 30 мин., счетчиков СЭТ-4ТМ.02 и СЭТ-4ТМ.03 со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков и УСПД более чем $\pm 1,0$ с.

Погрешность часов компонентов ИК АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД 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 состав программного обеспечения ИК АИИС КУЭ (далее по тексту – ПО) входит: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, программные средства СБД АИИС КУЭ - ПО систем управления базами данных (СУБД SQL), и прикладное – ПО «Энергосфера», программные средства счетчиков электроэнергии – встроенное ПО счетчиков электроэнергии, ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения ИК АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Состав программного обеспечения ИК АИИС КУЭ

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Amrserver.exe	6.3.1	1EDC36B87CD0C1415A6E2E5118520E65	MD5
Amrc.exe		7BB158FCDAC5F6E000D587CD0C1415A8	
Amra.exe		5ABCE813C47300FFFD82F6225FED4FFA	
cdbora2.dll		32F0D6904C39F9F48936D1BB9822EC83	
encryptdll.dll		1789CE05295FBCCCA400EEAE7E0352B	
alphamess.dll		C9ECMAVB5E34555170EEE9318CMCBA	

ПО «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения ИК АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню – «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав и основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Зав. № ИК	Наименование присоединения	Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ново-Кемеровская ТЭЦ								
1	ТГ-15 код точки 421150004213003	ТШЛ-15Б 8000/5 КТ 0,2S 47957-11 Зав. № 4 Зав. № 5 Зав. № 6	ЗНОЛП-10У2 10500:√3/ 100:√3 КТ 0,5 23544-07 Зав. № 3306 Зав. № 3307 Зав. № 3308	EA02RLX-P2B-4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01107869		Активная Реактивная	± 1,2 ± 1,5	± 1,6 ± 1,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ВЛ-110 кВ Ново-Кемеровская ТЭЦ – АЗОТ-4 код точки 423070004107401	ТВ-220-I-1ХЛ 2 600/5 КТ 0,2S 3191-72 Зав. № 979 Зав. № 980 Зав. № 981	НКФ-110-57У 1 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 14205-94 Зав. № 1019029 Зав. № 1018979 Зав. № 1019019	EA02RLX-P2B-4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01107851	ЭКОМ-3000 Зав. № 07050975 17049-09	Активная	± 1,2	± 1,6
						Реактивная	± 1,5	± 1,9
8	ВЛ-110 кВ Ново-Кемеровская ТЭЦ – АЗОТ-3 код точки 423070004107303	ТВ-220-I-1ХЛ 2 600/5 КТ 0,2S 3191-72 Зав. № 984 Зав. № 983 Зав. № 982	НКФ-110-57У 1 110000: √3/ 100:√3 КТ 0,5 14205-94 Зав. № 1019025 Зав. № 1019030 Зав. № 1019026	EA02RLX-P2B-4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01107840		Активная	± 1,2	± 1,6
						Реактивная	± 1,5	± 1,9
10	ГРУ-6 кВ яч. 37 код точки 421150004314133	ТЛШ-10-У3 1500/5 КТ 0,2S 11077-07 Зав. № 418 Зав. № 419	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 20186-05 Зав. № 4968	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106742		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
14	ГРУ-6 кВ яч. 46 код точки 421150004314138	ТЛШ-10-У3 750/5 КТ 0,2S 11077-07 Зав. № 423 Зав. № 424	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 20186-05 Зав. № 4968	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106641		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
15	ГРУ-6 кВ яч. 18 Ш2Р код точки	ТПОФ-10 750/5 КТ 0,5 518-50 Зав. № 29289 Зав. № 29285	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 20186-05 Зав. № 4965	СЭТ-4ТМ.02.2 КТ 0,5S/1,0 20175-01 Зав. № 05053240	Активная	± 2,1	± 2,7	
					Реактивная	± 2,5	± 3,1	
17	ГРУ-6 кВ яч. 62 код точки 421150004314142	ТЛШ-10 600/5 КТ 0,2S 11077-07 Зав. № 415 Зав. № 416	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 20186-05 Зав. № 4967	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106698	Активная	± 1,9	± 2,2	
					Реактивная	± 2,1	± 2,4	
18	ГРУ-6 кВ яч. 66 код точки 421150004314145	ТЛШ-10-У3 1000/5 КТ 0,2S 11077-07 Зав. № 409 Зав. № 417	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 20186-05 Зав. № 4967	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106651	Активная	± 1,9	± 2,2	
					Реактивная	± 2,1	± 2,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	ГРУ-6 кВ яч. 96 код точки 421150004314171	ТЛШ-10-У3 1500/5 КТ 0,2S 11077-07 Зав. № 420 Зав. № 421	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 20186-05 Зав. № 4967	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106649		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
38	ГРУ-6 кВ яч. 81 код точки 421150004314157	ТПОЛ-10 1000/5 КТ 0,5 1261-08 Зав. № 411 Зав. № 262	НАМИ-10-95 УХЛ2 6000/100 КТ 0,5 20186-05 Зав. № 4969	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106700		Активная	± 2,1	± 2,7
						Реактивная	± 2,5	± 3,1
Кемеровская ТЭЦ								
11	ГРУ-6 кВ яч. 20 код точки 421150001114207	ТПОЛ-10-3-У 3 600/5 КТ 0,2S 51178-12 Зав. № 6609 Зав. № 6630 Зав. № 6666	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 3344-08 Зав. № 5431 Зав. № 5582 Зав. № 5584	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106746		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
14	ГРУ-6 кВ яч. 12 код точки 421150001114202	ТПОЛ-10-3-У 3 600/5 КТ 0,2S 51178-12 Зав. № 6631 Зав. № 6629 Зав. № 6648	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 3344-08 Зав. № 5431 Зав. № 5582 Зав. № 5584	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106685		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
15	ГРУ-6 кВ яч. 10 код точки 421150001114201	ТПОЛ-10-3-У 3 600/5 КТ 0,2S 51178-12 Зав. № 6649 Зав. № 6650 Зав. № 6632	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 3344-08 Зав. № 5431 Зав. № 5582 Зав. № 5584	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106694		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
21	ГРУ-6 кВ яч. 27 код точки 421150001114105	ТПОЛ-10-3-У 3 600/5 КТ 0,2S 51178-12 Зав. № 6610 Зав. № 66647 Зав. № 6574	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 3344-08 Зав. № 2960 Зав. № 2901 Зав. № 2900	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106734		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
23	ГРУ-6 кВ яч. 13 код точки 421150001114103	ТПОЛ-10-3-У 3 600/5 КТ 0,2S 51178-12 Зав. № 6575 Зав. № 6578 Зав. № 6612	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 3344-08 Зав. № 2960 Зав. № 2901 Зав. № 2900	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106664		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4

ЭКОМ-3000 Зав. № 05050804 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
24	ГРУ-6 кВ яч. 11 код точки 421150001114102	ТПОЛ-10-3-У 3 600/5 КТ 0,2S 51178-12 Зав. № 6577 Зав. № 6576 Зав. № 6608	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 3344-08 Зав. № 2960 Зав. № 2901 Зав. № 2900	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106692	ЭКОМ-3000 Зав. № 05050801 17049-09	Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
28	ГРУ-6 кВ яч. 6 код точки 421150001114204	ТПОЛ-10-3-У 3 600/5 КТ 0,2S 51178-12 Зав. № 1549 Зав. № 1504 Зав. № 1503	ЗНОЛ.06-6У3 6000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 3344-08 Зав. № 5431 Зав. № 5582 Зав. № 5584	EA05RLX-P2B-4 КТ 0,5S/1,0 16666-07 Зав. № 01106759		Активная	± 1,9	± 2,2
						Реактивная	± 2,1	± 2,4
Беловская ГРЭС								
1	ВЛ-110 кВ Беловская ГРЭС - Беловская-1 код точки 423030001307102	SB 0.8 1000/5 КТ 0,2S 20951-08 Зав. № 11-028401 Зав. № 11-028402 Зав. № 11-028403	НКФ-110-83У 1 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 26452-04 Зав. № 61745 Зав. № 61712 Зав. № 61697	EA02RALX-P2B- 4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01104763	ЭКОМ-3000 Зав. № 05050801 17049-09	Активная	± 1,2	± 1,6
						Реактивная	± 1,5	± 1,9
2	ВЛ-110 кВ Беловская ГРЭС - Беловская-2 код точки 423030001307202	SB 0.8 1000/5 КТ 0,2S 20951-08 Зав. № 11-013870 Зав. № 11-013871 Зав. № 11-013872	НКФ-110-83У 1 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 26452-04 Зав. № 61547 Зав. № 61619 Зав. № 61605	EA02RALX-P2B- 4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01104754		Активная	± 1,2	± 1,6
						Реактивная	± 1,5	± 1,9
7	ВЛ-110 кВ Беловская ГРЭС - Новоленинская-1 код точки 423030001307105	SB 0.8 1000/5 КТ 0,2S 20951-08 Зав. № 11-013873 Зав. № 11-013874 Зав. № 11-013875	НКФ-110-83У 1, 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 26452-04 Зав. № 61745 Зав. № 61712 Зав. № 61697	EA02RALX-P2B- 4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01107891		Активная	± 1,2	± 1,6
					Реактивная	± 1,5	± 1,9	
8	ВЛ-110 кВ Беловская ГРЭС - Новоленинская-2 код точки 423030001307205	SB 0.8 1000/5 КТ 0,2S 20951-08 Зав. № 11-028398 Зав. № 11-028399 Зав. № 11-028400	НКФ-110-83У 1 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 26452-04 Зав. № 61547 Зав. № 61619 Зав. № 61605	EA02RALX-P2B- 4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01106780	Активная	± 1,2	± 1,6	
					Реактивная	± 1,5	± 1,9	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	ВЛ-110 кВ Беловская ГРЭС - Уропская-1 код точки 423030001307106	SB 0.8 1000/5 КТ 0,2S 20951-08 Зав. № 11-028395 Зав. № 11-028396 Зав. № 11-028397	НКФ-110-83У 1, 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 26452-04 Зав. № 61745 Зав. № 61712 Зав. № 61697	EA02RLX-P2B-4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01107838		Активная Реактивная	± 1,2 ± 1,5	± 1,6 ± 1,9
11	ОМВ-110 кВ код точки 423030001307901	SB 0.8 1000/5 КТ 0,2S 20951-08 Зав. № 11-013876 Зав. № 11-013877 Зав. № 11-013878	НКФ-110-83У 1, 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 26452-04 Зав. № 61745 Зав. № 61712 Зав. № 61697	EA02RALX-P2B- 4 КТ 0,2S/0,5 16666-07 Зав. № 01106782		Активная Реактивная	± 1,2 ± 1,5	± 1,6 ± 1,9
Томь-Усинская ГРЭС								
1	СТС ТГ-4 код точки	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S 1261-08 Зав. № 25695 Зав. № 25696 Зав. № 25697	ТЭС 6-G 10500/100 КТ 0,2 51392-12 Зав. № 1VLT5213009 186	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 27524-04 Зав. № 0104081362		Активная Реактивная	± 1,0 ± 1,1	± 1,2 ± 1,3
2	СТС ТГ-5 код точки	ТПОЛ-10 400/5 КТ 0,2S 1261-08 Зав. № 6375 Зав. № 6376 Зав. № 6377	ТЭС 6-G 10500/100 КТ 0,2 51392-12 Зав. № 1VLT5213009 185	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 27524-04 Зав. № 0120070800	ЭКОМ-3000 Зав. № 05050803 17049-09	Активная Реактивная	± 1,0 ± 1,1	± 1,2 ± 1,3
8	ВЛ-110 кВ Распадская 5-1 код точки 423050001207107	ТВГ-110 1000/5 КТ 0,2S 22440-07 Зав. № A1471-11 Зав. № A1472-11 Зав. № A1470-11	НКФ-110-57 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 14205-05 Зав. № 1473181 Зав. № 1473193 Зав. № 1473177	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 27524-04 Зав. № 0101070943		Активная Реактивная	± 1,9 ± 2,1	± 2,2 ± 2,4
9	ВЛ-110 кВ Распадская 5-2 код точки 423050001207206	ТВГ-110 1000/5 КТ 0,2S 22440-07 Зав. № A1489-11 Зав. № A1488-11 Зав. № A1490-11	НКФ-110-57 110000:√3/ 100:√3 КТ 0,5 14205-05 Зав. № 1469747 Зав. № 1471232 Зав. № 1471238	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 27524-04 Зав. № 0108071600		Активная Реактивная	± 1,9 ± 2,1	± 2,2 ± 2,4

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК АИИС КУЭ даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

– параметры сети: напряжение (0,99 - 1,01) $U_{ном}$; сила тока (1 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,87$ инд.; частота - (50 \pm 0,15) Гц;

– температура окружающего воздуха: ТН и ТТ - от минус 40 °С до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 °С до плюс 25 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,05 мТл.

4. Рабочие условия:

– параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; сила тока (0,02 - 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд.; частота - (50 \pm 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха: ТН и ТТ от минус 30 °С до плюс 35 °С, для счетчиков от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

Надежность применяемых в ИК компонентов:

– электросчётчик типа ЕвроАльфа- среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч среднее время восстановления работоспособности не более $tB = 2$ ч;

– электросчётчики типа СЭТ-4ТМ.02 и СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч среднее время восстановления работоспособности не более $tB = 2$ ч;

– УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 75000$ ч среднее время восстановления работоспособности не более $tB = 2$ ч;

– сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 113060$ ч среднее время восстановления работоспособности $tB = 1$ ч.

Надежность системных решений:

– резервирование электрического питания счетчиков электрической энергии с помощью подключения их к сети гарантированного питания ~220 В;

– резервирование электрического питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование электрического питания серверов с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование внутренних каналов передачи данных (ИВКЭ - ИВК);

– резервирование внешних каналов передачи данных (ИВК – организации - участники

ОРЭ).

Регистрация событий:

1. журнал событий счетчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

2. журнал событий УСПД:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в УСПД.

Защищенность применяемых компонентов:

1. механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– электросчетчиков;

– промежуточных клеммников вторичных цепей;

– испытательных коробок;

– УСПД;

- сервера;
- 2. защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче информации, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 2 лет;
- УСПД – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 2 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации ИК типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект ИК АИИС КУЭ входят технические средства и документация, приведенные в таблицах 3 и 4 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Кол-во, шт
1	2	3
1	Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛП-10	3
2	Измерительный трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2	7
3	Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ.06-6У3	21
4	Измерительный трансформатор напряжения ТЭС 6-Г	2
5	Измерительный трансформатор напряжения НКФ-110-57У1	6
6	Измерительный трансформатор напряжения НКФ-110-83У1	18
7	Измерительный трансформатор напряжения НКФ-110-57	6
8	Измерительный трансформатор тока ТШЛ-15Б	3
9	Измерительный трансформатор тока ТЛШ-10-У3	8
10	Измерительный трансформатор тока ТЛШ-10	2
11	Измерительный трансформатор тока ТПОЛ-10	8
12	Измерительный трансформатор тока ТПОФ-10	2
13	Измерительный трансформатор тока ТПОЛ-10-3-У3	21
14	Измерительный трансформатор тока SB 0.8	18
15	Измерительный трансформатор тока ТВГ-110	6
16	Измерительный трансформатор тока ТВ-220-I-1ХЛ2	6
17	Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA02RLX-P2B-4	4
18	Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA02RALX-P2B-4	5
19	Счетчик электроэнергии многофункциональный типа EA05RLX-P2B-4	13
20	Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.02.2	1
21	Счетчик электроэнергии многофункциональный типа СЭТ-4ТМ.03.01	4

Продолжение таблицы 3

1	2	3
22	Устройство сбора и передачи данных типа ЭКОМ-3000	4
23	Коммутатор Ethernet ProCurve Switch 408	4
24	Модуль грозозащиты PTEL2	4
25	Телефонный модем AnCom	4
26	Рабочая станция оператора Compaq dc5000SFF, P3.0E-1M HT 800/256MB 3200/80G 7200/FDD/CD/10/100/1000LAN/WinXP Pro	4
27	Терминал Siemens WC35i с антенной GSM 900/1800	2
28	Преобразователь интерфейса MOXA	2
29	Сервер опроса ИВКЭ на энергообъектах Proliant DL380G4	1
30	Сервер БД АИИС на энергообъектах Proliant DL380G5	1
31	Коммутатор сетевой ProCurve Switch 2626 10/100 243COM BaseLine с блоком	1
32	GSM модем Siemens MC35i	1
33	Расширитель интерфейса Basic Module Moxa C32081T	1

Таблица 4 – Документация

№	Наименование	Кол-во, шт
1	Каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии на энергообъектах ОАО «Кузбассэнерго». ПАСПОРТ-ФОРМУЛЯР. ЕКМН.466453.026 ИК ФО	1

Поверка

осуществляется в составе АИИС КУЭ на энергообъектах ОАО «Кузбассэнерго» по МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- для счётчиков ЕвроАльфа (ЕА02, ЕА05) – в соответствии с документом «ГСИ.

Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

- для счётчиков СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;

- для счётчиков 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 ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- УСПД «ЭКОМ-3000» – в соответствии с методикой "ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП", утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в мае 2009 г.;

- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (ГР № 27008-04);

- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

– Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методики (методы) измерений приведены в следующих документах:

- «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Кузбассэнерго» на энергообъекте Беловская ГРЭС» (Свидетельство об аттестации № 062.05.00280-2009.2013 от 02.07.2013 г.);

- «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Кузбассэнерго» на энергообъекте Томь-Усинская ГРЭС» (Свидетельство об аттестации № 061.05.00280-2009.2013 от 02.07.2013 г.);

- «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Кемеровская генерация» на энергообъекте Кемеровская ТЭЦ» (Свидетельство об аттестации № 070.05.00280-2009.2013 от 05.09.2013 г.);

- «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» на энергообъекте Ново-Кемеровская ТЭЦ» (Свидетельство об аттестации № 069.05.00280-2009.2013 от 05.09.2013 г.).

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к каналам измерительным системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии на энергообъектах ОАО «Кузбассэнерго»

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

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

МИ 2999-2011 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская генерирующая компания»

115054, г. Москва, ул. Дубинская, д. 53, стр. 6

Тел.: (495) 258-83-00

факс: (495) 363-27-81

E-mail: office@sibgenco.ru

Internet: www.sibgenco.ru

Заявитель

Кузбасский филиал общества с ограниченной ответственностью «Сибирская генерирующая компания»

650000, Кемеровская область, г. Кемерово, пр-т Кузнецкий, д. 30

тел.: (384-2) т. 36-44-46, 45-32-99

факс: (384-2) 45-33-59

E-mail: PrjemnayaSNV@sibgenco.ru

Internet: www.kuzbassenergo.ru

Испытательный центр

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

650991, Кемеровская область, г. Кемерово, ул. Дворцовая, д. 2

тел.: (384-2) 36-43-89

факс: (384-2) 75-88-66

E-mail: kemcsm@kuzbass.net

Internet: www.kemcsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Кемеровский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30063-12 от 13.11.2012 г.

Заместитель
Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___»_____2014 г.