ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Кузбасская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Кузбасская» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации в целях коммерческого учета электрической энергии, преобразуемой и распределяемой в сети электропередачи МЭС Сибири – филиала ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии, по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных на базе RTU-325 (Зав.№ 005922) (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени УССВ (Зав. № 001149) и программное обеспечение (далее – ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, сервер сбора данных (СД) ЦСОД МЭС Сибири и сервер баз данных ОАО «ФСК ЕЭС» ЦСОД ИА, расположенный в г. Москве, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД RTU-325, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление

и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень системы через GSM-сеть. При отказе основного канала сервер переключается на резервный. Резервный канал организован посредством спутниковой связи.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации от ИВК в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответсвии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УССВ, синхронизирующего собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Часы УСПД синхронизированы по времени часов приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более ±1 с. УСПД осуществляет коррекцию часов сервера и счетчиков. Сличение часов сервера с часами УСПД осуществляется каждые 30 мин, и корректировка часов выполняется при расхождении часов сервера и УСПД ±2 с. Сличение часов счетчиков с часами УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД ±2 с, но не реже 1 раза в сутки. Время задержки в каналах связи составляет не более 0,2 с. Погрешность часов компонентов системы не превышает ±5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ПС 500 кВ Кузбасская используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 — Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа-планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.12.01.01.01	6a6fb014f69ccc963f4c59449fd933a9	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		ff7904bc8feadbe566aed283a063cdd7	

Продолжение Таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «АльфаЦЕНТР»	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe	v.12.01.01.01	73e5ec4ad16ec4967b361946e0aeaacc	MD5
	Драйвер работы с БД	cdbora2.dll		1285eec8e0179fcf3b44645747eb6056	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

ПО в составе измерительно-вычислительного комплекса «АльфаЦЕНТР» внесено в Госреестр СИ РФ под № 44595-10.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электрической энергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Кузбасская» и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование объекта	Состав измерительных каналов			УСПД	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
1	ВЛ 500 кВ Беловская ГРЭС - Кузбасская	IOSK 550 Кл.т. 0,2S 3000/1 Зав. № 2101740 Зав. № 2101746 Зав. № 2101747	TEMP 550 Кл.т. 0,2 500000:√3/ 100:√3 Зав. № T100329-08 Зав. № T100329-07 Зав. № T100329-05	A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226963	RTU-325 Зав. №005922	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5
2	ВЛ 500 кВ Кузбасская – Новокузнецкая	IOSK 550 Кл.т. 0,2S 3000/1 Зав. № 2101745 Зав. № 2101739 Зав. № 2101749	TEMP 550 Кл.т. 0,2 500000:√3/ 100:√3 Зав. № T100330-06 Зав. № T100330-01 Зав. № T100330-03	A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226959		Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5
3	АТ-1 ст. 500 кВ	IOSK 550 Кл.т. 0,2 3000/1 Зав. № 2113776 Зав. № 2113775 Зав. № 2113770	TEMP 550 Кл.т. 0,2 500000:√3/ 100:√3 Зав. № T100330-02 Зав. № T100330-04 Зав. № T100330-05	A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226957		Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,3	± 1,4 ± 2,5
4	АТ-1 ст. 220 кВ	IOSK 245 Кл.т. 0,2S 3000/1 Зав. № 2101756 Зав. № 2101757 Зав. № 2101758	НДКМ-220 Кл.т. 0,2 220000:√3/100√3 Зав. № 305 Зав. № 306 Зав. № 307	A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226964		Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5
5	ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая I цепь	IOSK 245 Кл.т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2101759 Зав. № 2101760 Зав. № 2101761		A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226958		Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5
6	ВЛ 220 кВ Кузбасская – Ускатская I цепь	IOSK 245 Кл.т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2101774 Зав. № 2101775 Зав. № 2101776		A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226961		Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	ВЛ 220 кВ Кузбасская – ЗСМК I цепь	IOSK 245 Кл.т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2101765 Зав. № 2101766 Зав. № 2101767	НДКМ-220 Кл.т. 0,2 220000:√3/100√3 Зав. № 305 Зав. № 306 Зав. № 307	A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226965	RTU-325 Зав. №005922	Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5
8	ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая II цепь	IOSK 245 Кл.т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2101762 Зав. № 2101763 Зав. № 2101764		A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226966		Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5
9	ВЛ 220 кВ Кузбасская – Ускатская II цепь	IOSK 245 Кл.т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2101771 Зав. № 2101772 Зав. № 2101773	НДКМ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/100:√3 Зав. № 304 Зав. № 156 Зав. № 155	A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226962		Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5
10	ВЛ 220 кВ Кузбасская – ЗСМК II цепь	IOSK 245 Кл.т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2101768 Зав. № 2101769 Зав. № 2101770		A1802 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01226956		Активная Реактивная	± 0,6 ± 1,1	± 1,5 ± 2,5
11	В 35 ТСН-5	ТЛК-35 Кл.т. 0,5S 150/5 Зав. № 34 Зав. № 35 Зав. № 36	ТЈР7 Кл.т. 0,5 35000:√3/ 100:√3 Зав. № 1VLT5211005017 Зав. № 1VLT5211005016 Зав. № 1VLT5211005015	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01223583		Активная Реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,4 ± 5,7
12	В-10 АТ-1	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 600/5 Зав. № 15213 Зав. № 15214 Зав. № 15215		A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01226977		Активная Реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,4 ± 5,7
13	В-10 ТСН-1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 8452 Зав. № 8450 Зав. № 8449	ЗНОЛП-10У2 Кл.т. 0,5 10000:√3/ 100:√3 Зав. № 1002767 Зав. № 1002766 Зав. № 1003266	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01226979		Активная Реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,4 ± 5,7
14	В-10 ТСН-3	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 200/5 Зав. № 8567 Зав. № 8566 Зав. № 8451		A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01226978		Активная Реактивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,4 ± 5,7
15	ТСН-5 ст. 0,4 кВ	EASK 61.4 Кл.т. 0,5S 1500/5 Зав. № 12/179419 Зав. № 12/179420 Зав. № 12/179422	—	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01223584		Активная Реактивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,3 ± 5,6

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ЩСН-0,4 кВ ТСН-1	ТСН 8 Кл.т. 0,2S 1200/5 Зав. № 24047 Зав. № 24059 Зав. № 24057	—	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01221409	RTU-325 Зав. №005922	Актив-ная Реак-тивная	± 0,7 ± 1,3	± 2,2 ± 4,0
17	ЩСН-0,4 кВ ТСН-2	ТСН 8 Кл.т. 0,2S 1200/5 Зав. № 24054 Зав. № 24049 Зав. № 24053	—	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01221412		Актив-ная Реак-тивная	± 0,7 ± 1,3	± 2,2 ± 4,0
18	ЩСН-0,4 кВ ТСН-5	ТСН 8 Кл.т. 0,2S 1500/5 Зав. № 48855 Зав. № 48854 Зав. № 48853	—	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01221408		Актив-ная Реак-тивная	± 0,7 ± 1,3	± 2,2 ± 4,0
19	ЩСН-0,4 кВ Хоз. нужды	ТС 6 Кл.т. 0,5 250/5 Зав. № 48834 Зав. № 48833 Зав. № 48835	—	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01226969		Актив-ная Реак-тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6
20	ЩСН-0,4 кВ Насос-ная-2	ТС 6 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 48837 Зав. № 48840 Зав. № 48839	—	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01221411		Актив-ная Реак-тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6
21	ЩСН-0,4 кВ Насос-ная-1	ТС 6 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 48836 Зав. № 48838 Зав. № 48841	—	A1805 RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01226976		Актив-ная Реак-тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовая);

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

3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) $U_н$; ток (1,0 ÷ 1,2) $I_н$; cosφ = 0,9инд.;
- температура окружающей среды: (20±5) °С;

5. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) $U_{н_1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 ÷ 1,2) $I_{н_1}$; коэффициент мощности cosφ(sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электрической энергии Альфа А1800:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) $U_{н_2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,02 ÷ 1,2) $I_{н_2}$; коэффициент мощности cosφ(sinφ) - 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 65 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 (5) % Iном, cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 °С до + 40 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии в режиме измерения активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005;

8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ПС 500 кВ «Кузбасская» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее T = 120 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;

– УСПД RTU-325 - среднее время наработки на отказ не менее T = 100 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 часа;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее T = 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 1 ч.

Надежность системных решений:

– защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электрической энергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счётчика:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике;

– журнал УСПД:

– параметрирования;

– пропадания напряжения;

– коррекции времени в счетчике и УСПД;

– пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

– электросчётчика;

– промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

– испытательной коробки;

– УСПД;

– сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
– электросчетчика;
– УСПД;
– сервера.

Возможность коррекции времени в:
– электросчетчиках (функция автоматизирована);
– УСПД (функция автоматизирована);
– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
– измерений 30 мин (функция автоматизирована);
– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:
– электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
– УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому каналу и электрической энергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
– сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Кузбасская» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. 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	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока типа IOSK	26510-09	30
Трансформаторы тока типа ТЛК-35	10573-09	3
Трансформаторы тока типа ТЛО-10	25433-11	3
Трансформаторы тока типа ТОЛ-10-I	15128-07	6
Трансформаторы тока типа EASK	49019-12	3
Трансформаторы тока типа ТСН 8	26100-03	9
Трансформаторы тока типа ТС 6	26100-03	9
Трансформатор напряжения типа ТЕМР 550	25474-03	9
Трансформатор напряжения типа НДКМ-220	38000-08	6
Трансформатор напряжения типа TJP7	25432-08	3
Трансформатор напряжения типа ЗНОЛП-10	23544-07	3
Счетчик электрической энергии Альфа А1800	31857-11	21
Устройство сбора и передачи данных RTU-325	37288-08	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	—	1
Руководство по эксплуатации	—	1

Поверка

Осуществляется по документу МП 54056-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Кузбасская». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2013 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- Альфа А1800 - по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП»;
- Устройство сбора и передачи данных RTU-325 - по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005 МП»;
- 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе "Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 500 кВ «Кузбасская».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Кузбасская»

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

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

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ПС 500 кВ «Кузбасская».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель
Общество с ограниченной ответственностью ООО «Некон-Энерго»
(ООО «Некон-Энерго»)
Юридический адрес: 650000, г. Кемерово, ул. Карболитовская 1/1, оф. 201
Почтовый адрес: 650000, г. Кемерово, пр. Ленина 35б, 1 этаж
Тел.: (3842) 65-72-77, 65-72-78
Факс: (3842) 65-72-79
ИНН/КПП 4205082146/420501001
e-mail: info@nekon-energo.ru
www.nekon-energo.ru

Заявитель
Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт» (ООО «Энергостандарт»)
Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42
Почтовый адрес: 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 11/10, строение 4, 2 этаж
Тел.: 8 (985) 99-22-781

Испытательный центр
Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8(495)437-55-77
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии Ф.В. Булыгин

М.п. «____»_____2013 г.