

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Пензенский ЦСМ», д.т.н., проф.

А.А. Данилов

19 декабря 2008 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) филиала ОАО «МРСК Центра»–«Костромаэнерго» по границам со смежными субъектами АИИС КУЭ Костромаэнерго-1	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40020-08</u>
--	--

Изготовлена по технической документации ООО «Роспроект-Инжиниринг» г. Ярославль в соответствии с технорабочим проектом АИИС.411711.2950. Заводской номер 1.

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) филиала ОАО «МРСК Центра»–«Костромаэнерго» по границам со смежными субъектами (далее по тексту – АИИС КУЭ Костромаэнерго-1) предназначена для измерений количества электрической энергии и мощности, времени и интервалов времени.

Область применения – коммерческий учёт электрической энергии и мощности на подстанциях филиала ОАО «МРСК Центра»–«Костромаэнерго» по границам со смежными субъектами, в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ).

Описание

АИИС КУЭ Костромаэнерго-1 представляет собой двухуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Функции, реализованные в АИИС КУЭ Костромаэнерго-1:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- автоматический регламентированный и/или по запросу сбор данных о приращениях электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 минут), привязанных к единому времени;
- передача результатов измерений в программно-аппаратный комплекс (ПАК) администратора торговой системы;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и логическом уровнях (пломбирование, установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ Костромаэнерго-1.

В состав АИИС КУЭ Костромаэнерго-1 входят:

- информационно – измерительные комплексы (далее по тексту – ИИК) точек измерений электроэнергии – первый уровень;
- информационно – вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) – второй уровень;
- система обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ);
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи.

Первый уровень – ИИК выполняет функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности на подстанциях «Костромаэнерго» по одному из присоединений (точке учета) и включает в себя следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока;
- измерительные трансформаторы напряжения;
- вторичные измерительные цепи;
- счетчики электрической энергии.

Перечень ИИК приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень ИИК

Канал измерений		Средство измерений			Наименование измеряемой величины	
Номер ИК	Наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Фаза		Обозначение; (заводской номер)
1	2	3		4	5	6
1	ПС КПД Отпайка от ВЛ-110 кВ Приволжская-I	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=200/5 2793-88	А	ТФЗМ-110Б; (6075)	Ток первичный, I ₁
				В	-	
				С	ТФЗМ-110Б; (60625)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 1188-84	А	НКФ110-83; (1827)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НКФ110-83; (1664)	
				С	НКФ110-83; (1758)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12040310)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
2	ПС КПД Отпайка от ВЛ-110 кВ Приволжская-II	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=200/5 2793-88	А	ТФЗМ-110Б; (60093)	Ток первичный, I ₁
				В	-	
				С	ТФЗМ-110Б; (60707)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 1188-84	А	НКФ110-83; (1711)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НКФ110-83; (1715)	
				С	НКФ110-83; (1804)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12046191)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
3	ПС СУГРЭС Отпайка от ВЛ-110 кВ Приволжская-I	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=100/5 2793-88	А	ТФЗМ-110Б; (60503)	Ток первичный, I ₁
				В	-	
				С	ТФЗМ-110Б; (60549)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 14205-94	А	НКФ-110-57; (9264)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НКФ-110-57; (9351)	
				С	НКФ-110-57; (235)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (01056434)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
4	ПС СУГРЭС Отпайка от ВЛ-110 кВ Приволжская-II	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=200/5 2793-88	А	ТФЗМ-110Б; (60119)	Ток первичный, I ₁
				В	-	
				С	ТФЗМ-110Б; (89057)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 14205-94	А	НКФ-110-57; (9221)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НКФ-110-57; (9348)	
				С	НКФ-110-57; (9385)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (01056441)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4	5	6
5	ПС Нерехта-I ВЛ-110 кВ Нерехта-1 (Нерехта- Лютово)	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=300/1 23256-02	A	ТБМО-110; (2554)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-110; (2556)	
				C	ТБМО-110; (2590)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	A	НАМИ-110; (1263)	Напряжение первичное, U ₁
				B	НАМИ-110; (1232)	
				C	НАМИ-110; (1220)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12047021)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
6	ПС Нерехта-I ВЛ-110 кВ Нерехта-Писцово	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=300/1 23256-02	A	ТБМО-110; (2475)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-110; (2470)	
				C	ТБМО-110; (2564)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	A	НАМИ-110; (1263)	Напряжение первичное, U ₁
				B	НАМИ-110; (1232)	
				C	НАМИ-110; (1220)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (02059452)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
7	ПС Нерехта-I ВЛ-110 кВ Нерехта- Фурманов с отп. На Клементьево	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=300/1 23256-02	A	ТБМО-110; (2477)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-110; (2560)	
				C	ТБМО-110; (2569)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	A	НАМИ-110; (1216)	Напряжение первичное, U ₁
				B	НАМИ-110; (1218)	
				C	НАМИ-110; (1217)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0104060151)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
8	ПС Нерехта-I ВЛ-110 кВ Нерехта-2 (Нерехта- Ярцево)	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=300/1 23256-02	A	ТБМО-110; (2559)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-110; (2585)	
				C	ТБМО-110; (2463)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	A	НАМИ-110; (1216)	Напряжение первичное, U ₁
				B	НАМИ-110; (1218)	
				C	НАМИ-110; (1217)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (02059403)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
9	ПС Нерехта-I ВЛ-35 кВ Нерехта-Рождествено	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=100/5 33045-06	A	ТБМО-35; (04)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-35; (05)	
				C	ТБМО-35; (06)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=35000/100 19813-05	A	НАМИ-35; (212)	Напряжение первичное, U ₁
				B		
				C		
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12045165)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
10	ПС Нерехта-I ВЛ-35 кВ Нерехта-Смирново	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=200/5 33045-06	A	ТБМО-35; (07)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-35; (08)	
				C	ТБМО-35; (09)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=35000/100 19813-05	A	НАМИ-35; (203)	Напряжение первичное, U ₁
				B		
				C		
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12045205)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
11	ПС Нерехта-I ф. 10-11 с ПС Нерех- та-I ПС Нерехта тяговая	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=300/5 1856-63; 2473-00	A	ТВЛМ-10; (08198)	Ток первичный, I ₁
				B	ТЛМ-10; (1361)	
				C	ТЛМ-10; (01609)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 831-69	A	НТМИ-10-66; (ПЕЕП)	Напряжение первичное, U ₁
				B		
				C		
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0107081893)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4	5	6
12	ПС Нерехта-I ф. 10-12 с ПС Нерехта-I ПС Нерехта тяговая	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=300/5 1856-63; 2473-00	А	ТЛМ-10; (7906)	Ток первичный, I ₁
				В	ТВЛМ-10; (1399)	
				С	ТЛМ-10; (2986)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 831-69	А	НТМИ-10-66; (7608)	Напряжение первичное, U ₁
				В		
				С		
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0110068188)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
13	ПС Буй (т) ВЛ-110 кВ Халдеево-Буй (т)	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=600/5 16635-02	А	ТГФ110; (530)	Ток первичный, I ₁
				В	ТГФ110; (531)	
				С	ТГФ110; (532)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 24218-03	А	НАМИ-110; (1104)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-110; (1102)	
				С	НАМИ-110; (1097)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12040210)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
14	ПС Поназырево ВЛ-110 кВ Поназырево-Ацвеж	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=600/5 16635-02	А	ТГФ110; (538)	Ток первичный, I ₁
				В	ТГФ110; (536)	
				С	ТГФ110; (534)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 24218-03	А	НАМИ-110; (1113)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-110; (1101)	
				С	НАМИ-110; (1112)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (01056448)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
15	ПС Поназырево ВЛ-110 кВ Поназырево- Гостовская	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=600/5 16635-02	А	ТГФ110; (537)	Ток первичный, I ₁
				В	ТГФ110; (533)	
				С	ТГФ110; (535)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 24218-03	А	НАМИ-110; (1113)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-110; (1101)	
				С	НАМИ-110; (1112)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (02059410)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
16	ПС Поназырево ОМВ-110 кВ	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=600/5 16635-02	А	ТГФ110; (541)	Ток первичный, I ₁
				В	ТГФ110; (543)	
				С	ТГФ110; (540)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 24218-03	А	НАМИ-110; (1115)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-110; (1110)	
				С	НАМИ-110; (1107)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12047030)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
17	ПС Григорцево ВЛ-110 кВ Нерехта-Писцово (Т1 ст. 110)	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=50/5 2793-88	А	ТФНД-110М; (15751)	Ток первичный, I ₁
				В	-	
				С	ТФЗМ-110Б; (23077)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 1188-84	А	НКФ110-83; (37180)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НКФ110-83; (37394)	
				С	НКФ110-83; (37329)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (02052066)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
18	ПС Клеменьтьево ВЛ-110 кВ Нерехта-Фурманов (Т1 ст. 110)	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=100/5 2793-88	А	ТФНД-110М; (16050)	Ток первичный, I ₁
				В	-	
				С	ТФНД-110М; (16001)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 1188-84	А	НКФ110-83; (54517)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НКФ110-83; (55206)	
				С	НКФ110-83; (54209)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (01056378)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4	5	6
19	ПС Александрово ВЛ-110 кВ Заволжск- Александрово	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=300/5 2793-88	A	ТФЗМ-110Б; (26667)	Ток первичный, I ₁
				B	-	
				C	ТФЗМ-110Б; (26666)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 1188-84	A	НКФ110-83; (9662)	Напряжение первичное, U ₁
				B	НКФ110-83; (9559)	
				C	НКФ110-83; (9433)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12045155)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
20	ПС 110 кВ Павино ВЛ-110 кВ Павино-Никольск	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=150/1 23256-02	A	ТБМО-110; (4602)	Ток первичный, I ₁
				B	-	
				C	ТБМО-110; (4477)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 1188-84	A	НКФ110-83; (44995)	Напряжение первичное, U ₁
				B	НКФ110-83; (45886)	
				C	НКФ110-83; (45155)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (02059417)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
21	ПС Павино ОМВ-110 кВ	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=300/5 2793-88	A	ТФНД-110М; (46601)	Ток первичный, I ₁
				B	ТФНД-110М; (37489)	
				C	ТФНД-110М; (39037)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 1188-84	A	НКФ110-83; (980213)	Напряжение первичное, U ₁
				B	НКФ110-83; (996604)	
				C	НКФ110-83; (980226)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (02050372)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
22	ПС Буй (р.) ВЛ-10 кВ Ввод №1 на РП Буй ПС Буй тяго- вая	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=1500/5 7069-02	A	ТОЛ-10; (45939)	Ток первичный, I ₁
				B	ТОЛ-10; (46721)	
				C	ТОЛ-10; (40875)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 11094-87	A	НАМИ-10; (142)	Напряжение первичное, U ₁
				B		
				C		
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0107081711)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
23	ПС Буй (р.) ВЛ-10 кВ Ввод №2 на РП Буй ПС Буй тяго- вая	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=1500/5 7069-02	A	ТОЛ-10; (3900)	Ток первичный, I ₁
				B	ТОЛ-10; (3744)	
				C	ТОЛ-10; (3738)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 11094-87	A	НАМИ-10; (395)	Напряжение первичное, U ₁
				B		
				C		
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0107082303)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
24	ПС 110 кВ Буй (р.) КЛ-10 кВ Буй(р) ф.10- 44	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=400/5 7069-02	A	ТОЛ-10; (047)	Ток первичный, I ₁
				B	-	
				C	ТОЛ-10; (2949)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=10000/100 363-49	A	НОМ-10; (000)	Напряжение первич- ное, U ₁
				B	-	
				C	НОМ-10; (УХТА)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12040210)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
25	ПС 110 кВ Нея ВЛ-27,5 кВ Ввод №1 РП Нея ПС Нея тяго- вая	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=500/5 33045-06	A	ТБМО-35; (46)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-35; (45)	
				C	ТБМО-35; (48)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=27500/100 21257-06	A	ЗНОЛ-35П; (163)	Напряжение первич- ное, U ₁
				B	ЗНОЛ-35П; (168)	
				C	ЗНОЛ-35П; (166)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0107081879)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	
26	ПС 110 кВ Нея ВЛ-27,5 кВ Ввод №2 РП Нея ПС Нея тяговая	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=500/5 33045-06	A	ТБМО-35; (47)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-35; (49)	
				C	ТБМО-35; (50)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=27500/100 21257-06	A	ЗНОЛ-35III; (165)	Напряжение первичное, U ₁
				B	ЗНОЛ-35III; (167)	
				C	ЗНОЛ-35III; (160)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0107081879)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
27	ПС Катутино ВЛ-35 кВ Ветлуга-Катутино	ТТ	КлТ=0,5 Ктт=50/5 5217-76	A	ТФЗМ 35Б; (21822)	Ток первичный, I ₁
				B	-	
				C	ТФЗМ 35Б; (22040)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=35000/100 912-54	A	ЗНОМ-35; (1287102)	Напряжение первичное, U ₁
				B	ЗНОМ-35; (1287104)	
				C	ЗНОМ-35; (1310353)	
Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (12046226)		Энергия активная Энергия реактивная Календарное время		
Примечание – В процессе эксплуатации допускается замена ТТ и ТН на компоненты утверждённых типов того же или более высокого класса точности, счетчиков электроэнергии на счётчики того же типа того же или более высокого класса точности с внесением необходимых изменений в формуляр без внесения изменений в метрологические характеристики измерительных каналов и без переоформления сертификата об утверждении типа						

Второй уровень – ИВК обеспечивает:

- автоматизированный сбор, обработку и хранение результатов измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- доступ ИАСУ КУ к информации;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.д.);
- разграничение прав доступа к информации.

Второй уровень включает в себя:

- модемы для передачи данных;
- центральное устройство сбора и передачи данных для коммерческого учета энергоресурсов (далее по тексту – ЦУСПД) производства ООО «СКБ «Амрита» г. Пенза;
- сервер хранения и обработки информации;
- автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ).

Многофункциональные счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) СЭТ-4ТМ.03 (№27524-04 в Государственном реестре средств измерений) измеряют электрическую энергию, мощность и другие параметры и сохраняют эту информацию в энергонезависимой памяти.

Данные со счётчиков электрической энергии по выделенным и коммутируемым (основным) и сотовым (резервным) каналам связи поступают на ЦУСПД с установленным программным обеспечением Центральный пункт (далее по тексту – ЦП) СУЭ «ТОК». ЦУСПД осуществляет сбор, накопление и промежуточное хранение данных, проверку их корректности.

Далее информация поступает на сервер хранения и обработки информации с установленным программным обеспечением ЦП СУЭ «ТОК», «Энфорс АСКУЭ», СУБД «ORACLE». Сервер осуществляет прием данных с ЦУСПД, архивирование данных в энергонезависимой памяти – на жестком диске, автоматически производя резервное копирование, а также конфигурирование и настройку программной части АИИС КУЭ Костромаэнерго-1.

АРМ с установленным программным обеспечением «Энфорс АСКУЭ» (клиентская часть) обеспечивает визуализацию результатов измерений, выполненных счетчиками электроэнергии, ведение протоколов, а также считывание и вывод копий отчетов с информацией об электрической энергии.

В качестве стандартного программного обеспечения сервера используются операционная система Microsoft Windows 2000 Server SP4 RUS OEM. В качестве стандартного программного

обеспечения АРМ используются операционная система Microsoft Windows 2000 Professional SP4 RUS OEM.

Для защиты АИИС КУЭ Костромаэнерго-1 от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование компонентов АИИС КУЭ Костромаэнерго-1, кроссовых и клеммных коробок и шкафов, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки АИИС КУЭ Костромаэнерго-1 (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства защиты файлов и баз данных).

СОЕВ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ Костромаэнерго-1 и выполняет законченную функцию измерений времени. Источником сигналов точного времени являются сигналы проверки времени, передаваемые центральной аппаратной Всероссийского радио через сеть звукового вещания. Регистратор СПВ АГУР.411429.001 осуществляет прием этих сигналов от радиотрансляционной линии, их декодирование и передачу для дальнейшей обработки в ЦУСПД. ЦУСПД производит коррекцию собственного времени и времени остальных остальных компонентов АИИС КУЭ.

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
1	Число измерительных каналов АИИС КУЭ Костромаэнерго-1	27
2	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 1, 2, 4, 10)	200 А
3	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 3, 9, 18)	100 А
4	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 5–8, 11, 12, 19–21)	300 А
5	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 13–16)	600 А
6	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 17, 27)	50 А
7	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 22, 23)	1500 А
8	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№ 24)	400 А
9	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 25, 26)	500 А
10	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 1–8, 13–21)	(99–121) кВ
11	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 9, 10, 27)	(31,5–38,5) кВ
12	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 11, 12, 23, 24)	(9–11) кВ
13	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 25, 26)	(24,75–30,25) кВ
14	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	(0,8–1,0) емк. (0,5–1,0) инд.
15	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 1–4, 11–19, 21–24, 27), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{НОМ}$	$\pm (1,9-3,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{НОМ}$	$\pm (1,2-1,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{НОМ}$	$\pm (1,0-1,4) \%$
16	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 1–4, 11–19, 21–24, 27), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{НОМ}$	$\pm (1,9-5,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{НОМ}$	$\pm (1,2-3,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{НОМ}$	$\pm (1,0-2,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{НОМ}$	$\pm (1,0-2,3) \%$

17	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 5–8), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,4–1,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8–1,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,7–0,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,7–0,9) \%$
18	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 5–8), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,4–2,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8–1,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,7–1,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,7–1,1) \%$
19	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 25, 26), включающих ТТ класса точности 0,5S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (2,0–2,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,2–2,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0–1,4) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0–1,4) \%$
20	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 25, 26), включающих ТТ класса точности 0,5S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (2,0–4,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,2–3,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0–2,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0–2,3) \%$
21	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 9, 10, 20), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,5–1,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0–1,5) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9–1,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9–1,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9–1,1) \%$

22	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 9, 10, 20), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,5-2,4) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0-2,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9-1,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9-1,6) \%$
23	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 1–4, 11–19, 21–24, 27), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 4,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
24	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 1–4, 11–19, 21–24, 27), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,9 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,8 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
25	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 5–8), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,2 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
26	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 5–8), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,3 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,2 \%$
27	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 25, 26), включающих ТТ класса точности 0,5S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 4,8 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,9 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$

28	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 25, 26), включающих ТТ класса точности 0,5S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,2 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
29	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 9, 10, 20), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,3 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,2 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
30	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 9, 10, 20), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,8 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
31	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной в пределах рабочего диапазона на каждые 10°C :	
	– при измерении количества активной электрической энергии: при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$ – при измерении количества реактивной электрической энергии:	$\pm 0,3\%$ $\pm 0,5\%$ $\pm 0,5 \cdot \delta_{Qco}$
32	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной изменением первичного напряжения в пределах $\pm 10 \%$:	при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$ $\pm 0,2\%$ $\pm 0,4\%$
33	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 5 \%$ – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 0,2\%$ $\pm 0,5 \cdot \delta_{Qco}$
34	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной внешним магнитным полем до $0,5 \text{ мТл}$: – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 1,0\%$ $\pm \delta_{Qco}$
35	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени и интервалов времени	$\pm 5 \text{ с}$

Условия эксплуатации АИИС КУЭ Костромаэнерго-1 определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в состав системы.

- напряжение питающей сети переменного тока $(198 - 242) \text{ В}$
- частота питающей сети $(47,5 - 52,5) \text{ Гц}$
- температура (для ТН и ТТ) $([-30] - 50) ^\circ\text{C}$
- температура (для счётчиков) $(5 - 40) ^\circ\text{C}$
- температура (для УСПД, Сервера АИИС КУЭ, каналобразующего

и вспомогательного оборудования)	(10 – 40) °С
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков)	(0 – 0,5) мТл
Средняя наработка на отказ	35000 ч
Средний срок службы	10 лет

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации в правом верхнем углу.

Комплектность

В комплект АИИС КУЭ Костромаэнерго-1 входят технические средства, программные средства и документация, представленные в таблицах 3, 4 и 5 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	6
2	Трансформаторы напряжения	НАМИ-110	15
3	Трансформаторы напряжения	НАМИ-35	2
4	Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
5	Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2
6	Трансформаторы напряжения	НОМ-10	2
7	Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
8	Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-35III	6
9	Трансформаторы напряжения	НКФ110-83	21
10	Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3
11	Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б	11
12	Трансформаторы тока	ТБМО-110	14
13	Трансформаторы тока	ТБМО-35	12
14	Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
15	Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4
16	Трансформаторы тока	ТГФ-110	12
17	Трансформаторы тока	ТФНД-110М	6
18	Трансформаторы тока	ТОЛ-10	8
19	Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б	2
20	Счётчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	27
21	Сервер	DEPO Storm 1150L2E	1
22	Центральное устройство сбора и передачи данных	АГУР.465685.001-02	1
23	Мультиплексор каналов связи	AMP31.00.00-01М	1
24	Модуль интерфейса RS232C	AMP31.00.00-01	2
25	Монитор	Samsung 510N TFT	1
26	Источник бесперебойного питания	Intelligent 1400RM	1
27	Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS SC420I	1
28	Модем	AnCom ST/A0400C710	7
29	Модем GSM	Siemens MC-35	7
30	Модем	ZyXel 56K	2
31	Модуль коррекции часов	АГУР.411429.001	2
32	Конвертор интерфейса RS-485/RS-232		3
33	Коммутатор Ethernet	PS2208B	1
34	АРМ на базе компьютера типа IBM		3

Таблица 4 – Программные средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Системное программное обеспечение сервера	Microsoft Windows 2000 Server SP4 RUS OEM	1
2	Системное программное обеспечение АРМ	Microsoft Windows 2000 Professional SP4 RUS OEM	3
3	Система управления базами данных	ORACLE 8.1.7 Standart edition	1
4	Прикладное программное обеспечение ЦУСПД	ПО ЦП СУЭ «ТОК»	1
5	Прикладное программное обеспечение сервера	ПО «Энфорс АСКУЭ»	1

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
6	Программное обеспечение конфигурирования счетчиков	ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1
7	Программное обеспечение конфигурирования ЦУСПД	ПО «Конфигуратор УСПД ТОК-С»	1

Таблица 5 – Документация

№	Наименование	Кол-во
1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) филиала ОАО "МРСК Центра" - "Костромаэнерго" по границам со смежными субъектами. Технорабочий проект АИИС.411711.2950. Том 1. Технический проект	1
2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) филиала ОАО "МРСК Центра" - "Костромаэнерго" по границам со смежными субъектами. Технорабочий проект АИИС.411711.2950. Том 2. Рабочая документация	1
3	Перечень входных данных АИИС.411711.2950В1	1
4	Перечень выходных АИИС.411711.2950В2	1
5	Технологическая инструкция АИИС.411711.2950.И2	1
6	Руководство пользователя ЭПСС.588152.109ИЗ	1
7	Инструкция по формированию и ведению базы данных ЭПСС.588152.109И4	1
8	Инструкция по эксплуатации ЭПСС.588152.109ИЭ	1
9	Формуляр АИИС.411711.2950ФО	1
10	Паспорт АИИС.411711.2950ПС	1

Поверка

Поверка производится в соответствии с документом «АИИС КУЭ Костромаэнерго-1. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 19 декабря 2008 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

– ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;

– ТН – по ГОСТ 8.216-88

– СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;

Перечень остального оборудования, необходимого для поверки:

– мультиметр «Ресурс-ПЭ»;

– приёмник сигналов точного времени – радиочасы РЧ-011;

Межповерочный интервал – 4 года.

Нормативные и технические документы

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

ГОСТ Р 52320-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии».

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) филиала ОАО "МРСК Центра" - "Костромаэнерго" по границам со смежными субъектами. Технорабочий проект АИИС.411711.2950. Том 1. Технический проект

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) филиала ОАО "МРСК Центра" - "Костромаэнерго" по границам со смежными субъектами. Технорабочий проект АИИС.411711.2950. Том 2. Рабочая документация.

Счётчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.124 РЭ.

Заключение

Тип АИИС КУЭ Костромаэнерго-1 утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель – ООО «Роспроект-Инжиниринг»
✉ 150047, Ярославль, Лермонтова, 44в, 14 ☎ (4852) 58-73-26

Заявитель – Филиал ОАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго»
✉ 156961, Кострома, Мира пр., 53 ☎ (4942) 39-63-59

Заместитель директора по развитию
и реализации услуг
филиала ОАО «МРСК Центра»-«Костромаэнерго»



А.А. Никоноров