



СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ

ФГУ «Великолучинский ЦСМ», д.т.н., проф.

А.А. Данилов

25 июля 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Костромаэнерго» по границам со смежными субъектами АИИС КУЭ «Костромаэнерго»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35644-07</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО «Электропромсервис», г. Вологда в соответствии с технорабочим проектом ЭПСС.588152.109 ТРП. Заводской номер 002.

Назначение и область применения

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

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

Описание

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

Функции, реализованные в АИИС КУЭ «Костромаэнерго»:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- автоматический регламентированный и/или по запросу сбор данных о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут), привязанных к единому календарному времени;
- передача результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) 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».

В состав АИИС КУЭ «Костромаэнерго» 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 ОАО «Костромаэнерго» по одному из присоединений (точке учета) и включает в себя следующие средства измерений:

– измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746;

– измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983;

– счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206, ГОСТ 26035.

Перечень ИИК приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень ИИК

№ ИК	Наименование подстанции	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во, шт.
1		ВЛ-110 кВ Нерехта-1	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-110	0,2	24218-03	3
			ТБМО-110	0,2S	23256-05	3
2		ВЛ-110 кВ Нерехта-2	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-110	0,2	24218-03	3
			ТБМО-110	0,2S	23256-05	3
3	ПС Нерехта-1	ВЛ-110 кВ Нерехта- Писцово	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-110	0,2	24218-03	3
			ТБМО-110	0,2S	23256-05	3
4		ВЛ-110 кВ Нерехта- Клементьево	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-110	0,2	24218-03	3
			ТБМО-110	0,2S	23256-05	3
5		ВЛ 35 кВ Смирновская	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-35	0,5	19813-05	1
			ТБМО-35	0,2S	33045-06	3
6		ВЛ 35 кВ Рождествено	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-35	0,5	19813-05	1
			ТБМО-35	0,2S	33045-06	3
7	ПС Клементьево	Ввод Т1 110 кВ	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФНД-110	0,5	2793-88	2
8	ПС Григорцево	Ввод Т1 110 кВ	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФНД-110	0,5	2793-88	1
			ТФЗМ-110	0,5	26420-04	1
9	ПС Александрово	ВЛ-110 кВ Александрово- Заволжск	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФЗМ-110	0,5	2793-88	2

Продолжение таблицы 1 – Перечень ИИК

№ ИК	Наименование подстанции	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во, шт.
10	ПС КПД	ВЛ-110 Приволжская-1	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФЗМ-110	0,5	26420-04	2
11		ВЛ-110 Приволжская-2	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФЗМ-110	0,5	26420-04	2
12	ПС СУ ГРЭС	ВЛ-110 Приволжская-1	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФЗМ-110	0,5	26420-04	2
13		ВЛ-110 Приволжская-2	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФЗМ-110	0,5	26420-04	2
14	ПС Мотордеталь	ВЛ-220 кВ КГРЭС – М/Деталь - 1 ц	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-220	0,5	14626-00	3
			ТФЗМ-220	0,5	20636-00	3
15		ВЛ-220 кВ КГРЭС – М/Деталь - 2 ц	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-220	0,5	14626-00	3
			ТФЗМ-220	0,5	20636-00	3
16		ВЛ-220 кВ – М/Деталь – Тверицкая	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-220	0,5	14626-00	3
			ТФЗМ-220	0,5	20636-00	3
17		ОСВ-220 кВ	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-220	0,5	14626-00	3
			ТФЗМ-220	0,5	20636-00	3
18	ПС Поназырево	ВЛ-110 кВ Поназырево – Гостовская	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-110	0,5	24218-03	3
			ТГФ-110	0,5	16635-02	3
19		ВЛ-110 кВ Поназырево – Ацвеж	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-110	0,5	24218-03	3
			ТГФ-110	0,5	16635-02	3
20		ОМВ-110 кВ	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-110	0,5	24218-03	3
			ТГФ-110	0,5	16635-02	3
21	ПС Павино	ВЛ-110 кВ Павино – Никольск	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФНД-110	0,5	2793-88	2
22		ОМВ-110 кВ	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-110	0,5	14205-94	3
			ТФНД-110	0,5	2793-88	3

Продолжение таблицы 1 – Перечень ИИК

№ ИК	Наименование подстанции	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в Государственном реестре СИ	Кол-во, шт.
23	ПС Кострома-2	ВЛ-220 кВ КГРЭС – Кострома	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-220	0,5	14626-00	3
			ТФЗМ-220	0,5	20636-00	3
24	ПС Мантурово	ВЛ-220 кВ Рыжково – Мантурово	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НКФ-220	0,2	14626-00	3
			ТФЗМ-220	0,5	20636-00	3
25	ПС Катунино	ВЛ-35 кВ Катунино – Ветлуга	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			ЗНОМ-35	0,5	912-54	3
			ТФЗМ-35	0,5	5217-76	2
26	ПС Буй (т)	ВЛ-110кВ Буй (т) – Халдеево	СЭТ-4ТМ.03	0,5S/1,0	27524-04	1
			НАМИ-110	0,5	24218-03	3
			ТГФ-110	0,5	16635-02	3

Примечания

1 В процессе эксплуатации допускается замена ТТ, ТН, счетчиков электроэнергии на аналогичные, класс точности которых не хуже класса точности первоначально указанных в таблице, с внесением необходимых изменений в формуляр без переоформления сертификата об утверждении типа.

2. В процессе эксплуатации допускается замена ТТ, ТН, счетчиков электроэнергии на компоненты утвержденных типов того же или более высокого класса точности, с внесением необходимых изменений в формуляр без внесения изменений в метрологические характеристики измерительного канала 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;
- сервер хранения и обработки информации;
- автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ).

АРМ с установленным программным обеспечением «Энфорс АСКУЭ» (клиентская часть) обеспечивает визуализацию измеренных счетчиками электроэнергии данных, ведение протоколов, а также считывание и вывод твердых копий отчетов с информацией об электроэнергии.

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 метрологических характеристик АИИС КУЭ «Костромаэнерго» от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование компонентов АИИС КУЭ «Костромаэнерго», кроссовых и клеммных коробок и шкафов, а

также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки АИИС КУЭ «Костромаэнерго» (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства защиты файлов и баз данных).

СОЕВ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ «Костромаэнерго» и выполняет законченную функцию измерений времени.

Основные технические характеристики

Основные технические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
1	2	3
1	Число измерительных каналов АИИС КУЭ «Костромаэнерго»	26
2	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 14, 15, 16, 17, 23)	1000
3	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 18, 19, 20, 26)	600
4	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№ 24)	500
5	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 1, 2, 3, 4, 9, 21, 22)	300
6	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 5, 10, 11, 13)	200
7	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 6, 7, 12)	100
8	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 8, 25)	50
9	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 14–17, 23, 24)	(198 – 242) кВ
10	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 1–4, 7–13, 18–22, 26)	(99 – 121) кВ
11	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 5, 6, 25)	(31,5 – 38,5) В
12	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	(0,8 – 1,0) емк. (0,5 – 1,0) инд.
13	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1-4), 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,4 - 1,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8 - 1,4) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8 - 0,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8 - 0,9) \%$
14	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1-4), 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,4 - 2,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8 - 1,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8 - 1,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8 - 1,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,8 - 1,2) \%$

Продолжение Таблицы 2

1	2	3
15	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 5, 6), 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,5 - 1,7) \%$
	– 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,1) \%$
16	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 5, 6), 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,5 - 2,4) \%$
	– 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,6) \%$
17	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 7–23, 25, 26), 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 - 3,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,2 - 1,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,4) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,4) \%$
18	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 7–23, 25, 26), 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 - 5,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,2 - 3,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 2,4) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 2,4) \%$
19	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№ 24), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,2 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,3) \%$

Продолжение Таблицы 2

1	2	3
20	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№ 24), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,2 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,2 - 2,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 2,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 2,1) \%$
21	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1-4), 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: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,3 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,1 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$	
22	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1-4), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной 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: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,3 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,3 \%$
– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,3 \%$	
23	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 5, 6), 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: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,4 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,3 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7 \%$
– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7 \%$	
24	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 5, 6), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,5 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной 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: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3
25	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 7–23, 25, 26), 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: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	± 4,8 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	± 2,7 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	± 2,2 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	± 2,2 %
26	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 7–23, 25, 26), 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: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	± 3,0 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	± 1,9 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	± 1,6 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	± 1,6 %
27	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№ 24), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	± 4,7 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	± 2,6 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	± 2,0 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	± 2,0 %
28	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№ 24), включающих ТТ класса точности 0,5; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	± 2,9 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	± 1,8 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	± 1,5 %
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	± 1,5 %
29	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	± 0,3% ± 0,5% ± 0,5 δ_{Qco}
30	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для всех ИК, вызванной изменением первичного напряжения в пределах ±10 %:	
	при $\cos\varphi=1$ при $\cos\varphi=0,5$	± 0,2% ± 0,4%

31	всех ИК, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 5\%$: – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 0,1\%$ $\pm 0,5 \delta_{Q_{\text{ср}}}$
32	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений для всех ИК, вызванной внешним магнитным полем до 0,5 мТл – при измерении количества активной электрической энергии – при измерении количества реактивной электрической энергии	$\pm 1,0\%$ $\pm \delta_{Q_{\text{ср}}}$
33	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени и интервалов времени	± 5 с/сут

Условия эксплуатации определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в состав АИИС КУЭ «Костромаэнерго».

Рабочие условия эксплуатации:

– напряжение питающей сети переменного тока	(198 – 242) В
– частота питающей сети	(49,5 – 50,5) Гц
– температура (для ТН и ТТ)	([–10] – 40) °С
– температура (для счётчиков)	(5 – 40) °С
– температура (для IBM совместимого компьютера)	(5 – 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

Трансформаторы напряжения	НКФ-220	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	27 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110	24 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-220	18 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ-110	12 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-110	8 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110	11 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35	2 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110	12 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-35	6 шт.
Счётчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	26 шт.
Модем для выделенных и коммутируемых линий	AnCom	18 шт.
Модем для коммутируемых линий	Zyxel U-336SE	2 шт.
Адаптер GSM с TC35 (внешний)	AMP53.00.00-02	13 шт.
Модем сотовый стандарта GSM (комплект)	Siemens 35 MC	4 шт.
Центральное устройство сбора и передачи данных	АГУР.465685.001-02	1 шт.
Сервер	«Depo Storm»	1 шт.
АРМ на базе компьютера типа IBM		3 шт.
Модуль коррекции часов (внешний)	АГУР.411429.001	2 шт.

Программное обеспечение ЦП СУЭ "ТОК" на компакт-диске, версия 5.05 SP1	AMP24.00.00-03	2 шт.
Программное обеспечение «Энфорс АСКУЭ» на компакт-диске, версия 2.2.8		1 шт.
ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» версия V09.09.03		1 шт.
Руководство пользователя ПО ЦП СУЭ "ТОК"	AMP24.00.00РП	1 экз.
Руководство пользователя «Энфорс АСКУЭ»		1 экз.
Эксплуатационная документация	ЭПСС.588152.109 ЭД	1 экз.
Методика поверки	ЭПСС.588152.109 МП	1 экз.

Поверка

Поверка АИИС КУЭ «Костромаэнерго» проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Костромаэнерго» по границам со смежными субъектами АИИС КУЭ «Костромаэнерго». Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 25 июля 2007 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки:

- вольтамперфазометр Ретометр;
- вольтметр универсальный В7-68;
- приёмник сигналов точного времени;
- средства поверки в соответствии с нормативными документами (ГОСТ 8.216, ГОСТ 8.217, МИ 2845, методика поверки счётчиков СЭТ-4ТМ.03), регламентирующими поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ «Костромаэнерго».

Межповерочный интервал – четыре года.

Нормативные и технические документы

ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки».

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 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2 S и 0,5 S)».

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ «Костромаэнерго». Техноробочий проект ЭПСС.588152.109 ТРП.

Заключение

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

Изготовитель – ООО «Электропромсервис»
 160012, Волжский район, Советский пр., 135

☎ (8172) 75-02-85

Заявитель – ОАО «Костромаэнерго»
 156961, Костромской район, Мирный пр., 53

☎ (4942) 39-63-59

Директор по реализации услуг
 ОАО «Костромаэнерго»

А.А. Никоноров

