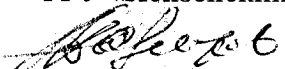


СОГЛАСОВАНО

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) оптового рынка электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» АИИС КУЭ Костромаэнерго-2	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>40019-08</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО «Роспроект-Инжиниринг» (г. Ярославль) в соответствии с технорабочим проектом АИИС.411711.2949. Заводской номер 1.

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) оптового рынка электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» (далее по тексту – АИИС КУЭ Костромаэнерго-2) 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», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

Описание

АИИС КУЭ Костромаэнерго-2 представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

Функции, реализованные в АИИС КУЭ Костромаэнерго-2:

- 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 единого времени в АИИС КУЭ Костромаэнерго-2.

В состав АИИС КУЭ Костромаэнерго-2 входят

- информационно – измерительные комплексы (далее по тексту – ИИК) точек измерений электроэнергии – первый уровень;
- информационно-вычислительный комплекс электроустановок (далее по тексту – ИВКЭ) – второй уровень;

– информационно – вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК) – третий 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 Октябрьская Ввод ВЛ-110 кВ	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=50/1 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1; (4934)	Ток первичный, I ₁
				В	ТБМО-110 УХЛ1; (4932)	
				С	ТБМО-110 УХЛ1; (4931)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1; (2301)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-110 УХЛ1; (2229)	
				С	НАМИ-110 УХЛ1; (2226)	
		Счетчик	КлТ=0,2S/1,0 35437-07	Протон-К ЦМ-02; (8954060)		Энергия активная Энергия реактивная Время
2	ПС Нея ВЛ-110 кВ Антропово (Т)	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=300/1 29255-05	А	ТВ-110; (3898)	Ток первичный, I ₁
				В	ТВ-110; (3897)	
				С	ТВ-110; (3946)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1; (1931)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-110 УХЛ1; (1982)	
				С	НАМИ-110 УХЛ1; (1954)	
		Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 35437-07	Протон-К ЦМ-05; (7956800)		Энергия активная Энергия реактивная Время
3	ПС Нея ВЛ-110 кВ Мантурово-1	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=300/1 29255-05	А	ТВ-110; (3896)	Ток первичный, I ₁
				В	ТВ-110; (3950)	
				С	ТВ-110; (3945)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1; (1931)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-110 УХЛ1; (1982)	
				С	НАМИ-110 УХЛ1; (1954)	
		Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 35437-07	Протон-К ЦМ-05; (7956807)		Энергия активная Энергия реактивная Время
4	ПС Нея ВЛ-110 кВ Мантурово-2	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=300/1 29255-05	А	ТВ-110; (3847)	Ток первичный, I ₁
				В	ТВ-110; (3895)	
				С	ТВ-110; (3951)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1; (1931)	Напряжение первичное, U ₁
				В	НАМИ-110 УХЛ1; (1982)	
				С	НАМИ-110 УХЛ1; (1954)	
		Счетчик	КлТ=0,5S/1,0 35437-07	Протон-К ЦМ-05; (7956805)		Энергия активная Энергия реактивная Время

Продолжение Таблицы 1

1	2	3		4	5	6
5	ПС Нея ОВМ-110 кВ	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=300/1 29255-05	A	ТВ-110; (3899)	Ток первичный, I ₁
				B	ТВ-110; (3939)	
				C	ТВ-110; (3952)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1; (1799)	Напряжение пер- вичное, U ₁
				B	НАМИ-110 УХЛ1; (2215)	
				C	НАМИ-110 УХЛ1; (2221)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 35437-07	Протон-К ЦМ-05; (7956803)		Энергия активная Энергия реактивная Время		
6	ПС Нея ВЛ-27,5 кВ Тяговая-1	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=500/1 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-35III; (163)	Напряжение пер- вичное, U ₁
				B	ЗНОЛ-35III; (168)	
				C	ЗНОЛ-35III; (166)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0107081879)		Энергия активная Энергия реактивная Время		
7	ПС Нея ВЛ-27,5 кВ Тяговая-2	ТТ	КлТ=0,5S Ктт=500/1 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 пер- вичное, U ₁
				B	ЗНОЛ-35III; (167)	
				C	ЗНОЛ-35III; (160)	
Счет- чик	КлТ=0,5S/1,0 27524-04	СЭТ-4ТМ.03; (0107081848)		Энергия активная Энергия реактивная Время		
8	ПС Гусево ВЛ-110 кВ Манту- рово-Гусево	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=300/1 23256-02	A	ТБМО-110 УХЛ1; (4688)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-110 УХЛ1; (4689)	
				C	ТБМО-110 УХЛ1; (4717)	
		ТН	КлТ=0,5 Ктн=110000/100 26452-06	A	НКФ-110; (14704)	Напряжение пер- вичное, U ₁
				B	НКФ-110; (14867)	
				C	НКФ-110; (14830)	
Счет- чик	КлТ=0,2S/1,0 35437-07	Протон-К ЦМ-02; (8954009)		Энергия активная Энергия реактивная Время		
9	ПС Шекшема Ввод 110 кВ	ТТ	КлТ=0,2S Ктт=50/1 23256-02	A	ТБМО-110 УХЛ1; (4935)	Ток первичный, I ₁
				B	ТБМО-110 УХЛ1; (4906)	
				C	ТБМО-110 УХЛ1; (4933)	
		ТН	КлТ=0,2 Ктн=110000/100 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1; (2193)	Напряжение пер- вичное, U ₁
				B	НАМИ-110 УХЛ1; (2222)	
				C	НАМИ-110 УХЛ1; (2285)	
Счет- чик	КлТ=0,2S/1,0 35437-07	Протон-К ЦМ-02; (8954053)		Энергия активная Энергия реактивная 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 – ИВКЭ построен на базе устройства сбора и передачи данных типа «Систел-УСПД». В состав ИВКЭ также входят средства обеспечения единого времени (СОЕВ). На уровне ИВКЭ обеспечивается:

- автоматизированный сбор и хранение результатов измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;

- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);

- разграничение прав доступа к информации.

Между ИВКЭ и ИВК организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВКЭ в ИВК.

Третий 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.

Третий уровень включает в себя:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- сервер АИИС КУЭ;
- автоматизированное рабочее место (далее по тексту – АРМ)
- технические средства для организации локальной вычислительной сети.

Многофункциональные счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) Протон-К ЦМ-02, Протон-К ЦМ-05 и СЭТ-4ТМ.03 измеряют энергию, мощность и другие параметры и сохраняют эту информацию в энергонезависимой памяти.

Данные со счётчиков электрической энергии поступают на соответствующие УСПД с установленным Прикладным программным обеспечением УСПД. УСПД осуществляют сбор, накопление и промежуточное хранение данных, проверку их корректности.

Далее информация поступает на сервер хранения и обработки информации с установленным Прикладным программным обеспечением. Сервер осуществляет прием данных с УСПД, архивирование данных в энергонезависимой памяти – на жестком диске, автоматически производя резервное копирование, а также конфигурирование и настройку программной части АИИС КУЭ Костромаэнерго-2.

В качестве стандартного программного обеспечения сервера используются операционная система Linux.

Для защиты АИИС КУЭ Костромаэнерго-2 от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование компонентов АИИС КУЭ Костромаэнерго-2, кроссовых и клеммных коробок и шкафов, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки АИИС КУЭ Костромаэнерго-2 (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства защиты файлов и баз данных).

СОЕВ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ Костромаэнерго-2 и выполняет законченную функцию измерений времени. В составе СОЕВ используется модуль GPS, который обеспечивает прием сигналов точного времени и синхронизацию УСПД по системе GPS. Для поддержания точного времени в системе, УСПД выполняет автоматическую коррекцию собственных часов, в счетчиках синхронизация времени осуществляется с временем часов УСПД во время сеанса связи с ним.

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-2	9
2	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 1, 9)	50 А
3	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 2–5, 8)	300 А
4	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 6, 7)	500 А
5	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 1–5, 8, 9)	(99–121) кВ
6	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 25, 26)	(24,75–30,25) кВ
7	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	(0,8–1,0) емк. (0,5–1,0) инд.
8	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 1, 9), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,2S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0–1,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,6–0,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5–0,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5–0,7) \%$
9	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 1, 9), включающих ТТ класса точности 0,2S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,2S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,0–1,9) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,6–1,3) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5–1,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,5–1,0) \%$
10	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 2–5), включающих ТТ класса точности 0,5S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9–2,7) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1–1,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9–1,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9–1,2) \%$
11	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№№ 2–5), включающих ТТ класса точности 0,5S; ТН класса точности 0,2 и счетчики класса точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($\cos\varphi = 1$): $I_1 = 0,01 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9–4,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1–3,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9–2,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9–2,0) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9–2,0) \%$

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

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

22	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№ 8), 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: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,4 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6 \%$
23	Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, для ИК (№ 8), 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: $I_1 = 0,02 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,0 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
	– 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: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,4 \%$
24	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальной в пределах рабочего диапазона на каждые 10°C :	
	– при измерении количества активной электрической энергии: для ИК №№ 1, 8, 9:	
	при $\cos\varphi=1$	$\pm 0,1 \%$
	при $\cos\varphi=0,5$	$\pm 0,2 \%$
	для ИК №№ 2–7:	
	при $\cos\varphi=1$	$\pm 0,3 \%$
	при $\cos\varphi=0,5$	$\pm 0,5 \%$
	– при измерении количества реактивной электрической энергии: для ИК №№ 6, 7:	$\pm 0,5 \cdot \delta_{Qco}$
25	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной изменением первичного напряжения в пределах $\pm 10 \%$:	
	– при измерении количества активной электрической энергии: для ИК №№ 1, 8, 9:	
	при $\cos\varphi=1$	$\pm 0,1 \%$
	при $\cos\varphi=0,5$	$\pm 0,2 \%$
	для ИК №№ 2–7:	
	при $\cos\varphi=1$	$\pm 0,2 \%$
	при $\cos\varphi=0,5$	$\pm 0,4 \%$
	– при измерении количества реактивной электрической энергии: для ИК №№ 6, 7:	0%
	для остальных ИК:	
	при $\sin\varphi=1$	$\pm 0,7 \%$
	при $\sin\varphi=0,5$	$\pm 1,0 \%$

26	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 2\%$: – при измерении количества активной электрической энергии: для ИК №№ 1, 8, 9: при $\cos\varphi=1$ $\pm 0,1\%$ при $\cos\varphi=0,5$ $\pm 0,1\%$ для ИК №№ 2–5: при $\cos\varphi=1$ $\pm 0,2\%$ при $\cos\varphi=0,5$ $\pm 0,2\%$ – при измерении количества реактивной электрической энергии для ИК №№ 1–5, 8, 9: при $\sin\varphi=1$ $\pm 1,5\%$ при $\sin\varphi=0,5$ $\pm 1,5\%$	
	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной изменением частоты в пределах $\pm 5\%$: – при измерении количества активной электрической энергии для ИК №№ 6, 7: при $\cos\varphi=1$ $\pm 0,2\%$ при $\cos\varphi=0,5$ $\pm 0,2\%$ – при измерении количества реактивной электрической энергии для ИК №№ 6, 7: $\pm 0,5 \cdot \delta_{Qco}$	
27	Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений, вызванной внешним магнитным полем до 0,5 мТл – при измерении количества активной электрической энергии: для ИК №№ 1, 8, 9 $\pm 0,5\%$ для ИК №№ 2–7 $\pm 1,0\%$ – при измерении количества реактивной электрической энергии: для ИК №№ 6, 7 $\pm \delta_{Qco}$ для остальных ИК $\pm 2,0\%$	
28	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений времени и интервалов времени	$\pm 5\text{ с}$

Условия эксплуатации АИИС КУЭ Костромаэнерго-2 определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в состав системы.

– напряжение питающей сети переменного тока	(198 – 242) В
– частота питающей сети	(47,5 – 52,5) Гц
– температура (для ТН и ТТ)	([–30] – 50) °С
– температура (для счётчиков)	(5 – 40) °С
– 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-2 входят технические средства, программные средства и документация, представленные в таблицах 3, 4 и 5 соответственно.

Таблица 3 – Технические средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	12
2	Трансформатор напряжения	НКФ-110	3
3	Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35 III	6
4	Трансформатор тока	ТБМО-35	6
5	Трансформатор тока	ТБМО-110	9
6	Трансформатор тока	ТВ-110	12
7	Счётчик электрической энергии Протон-К	ЦМ-02-А-2-234	3
8	Счётчик электрической энергии Протон-К	ЦМ-05-А-2-234	4
9	Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ	СЭТ-4ТМ.03.1	2
10	Шкаф учета комплектный в составе: УСПД «Систел», модуль резервного питания, ИБП, АВР, климат-контроль, GSM модем, GPS приемник, коммутатор Ethernet		4
11	Сервер	FSi-VFY PRIMERGY RX 300S3 2xXeon L5320 Quad Core 1.86GHz 2x4Mb/4GB 2HDD SATA 160GB	2
12	Модем GSM	GSM/GPRS модем MOXA OnCell G2150I	6
13	Коммутатор Ethernet		1
14	Устройство синхронизации времени	UCB1	1
15	АРМ диспетчера		1
16	Источник бесперебойного питания		2

Таблица 4 – Программные средства

№	Наименование	Обозначение	Кол-во
1	Системное программное обеспечение	Linux	1
2	Прикладное программное обеспечение УСПД		4
3	Прикладное программное обеспечение сервера	ПО «Базис»	1
4	Программное обеспечение конфигурирования счетчиков	ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1
5	Программное обеспечение конфигурирования счетчиков	ПО «Конфигуратор Протон-К»	1
6	Прикладное программное обеспечение АРМ		6

Таблица 5 – Документация

№	Наименование	Кол-во
1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) оптового рынка электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра» - «Кострома-энерго». Технорабочий проект АИИС.411711.2949. Том 1. Технический проект	1
2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) оптового рынка электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра» - «Кострома-энерго». Технорабочий проект АИИС.411711.2949. Том 2. Рабочая документация	1
3	Перечень входных данных АИИС.411711. 2949.В1	1
4	Перечень выходных данных АИИС.411711. 2949.В2	1
5	Технологическая инструкция АИИС.411711. 2949.И2	1
6	Руководство пользователя АИИС.411711. 2949.ИЗ	1
7	Инструкция по формированию и ведению базы данных ВИТК.13723208.030-И4	1
8	Инструкция по эксплуатации АИИС.411711. 2949.ИЭ	1
9	Формуляр АИИС.411711. 2949.ФО	1
10	Паспорт АИИС.411711. 2949.ПС	1

Поверка

Поверка производится в соответствии с документом «АИИС КУЭ Костромаэнерго-2. 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;
- Протон-К – по методике поверки ИСТА.003-00-00-00МП.

Перечень оборудования, необходимого для поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ»;
- приёмник сигналов точного времени – радиочасы РЧ-011;
- 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-2.

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».

ГОСТ Р 52323-2005 «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».

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) оптового рынка электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго». Технорабочий проект АИИС.411711.2949. Том 1. Технический проект.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) оптового рынка электроэнергии филиала ОАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго». Технорабочий проект АИИС.411711.2949. Том 2. Рабочая документация.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии АИИС КУЭ Костромаэнерго-2. Том 3. Эксплуатационная документация.

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

Счетчики электрической энергии цифровые многозадачные трехфазные «Протон-К». Руководство по эксплуатации 72928956.4228.945РЭ

Заключение

Тип АИИС КУЭ Костромаэнерго-2 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