



«Вологодский ЦСМ», д.т.н., проф.

А.А. Данилов

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии на объекте РП-22 АИИС КУЭ РП-22</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>34725-07</u></p>
--	---

Изготовлена по технической документации ООО «Электропромсервис» г. Вологда в соответствии с технорабочим проектом ЭПСС.588152.112 ТРП. Заводской номер 003.

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии на объекте РП-22 ОАО «Костромаэнерго» (далее – АИИС КУЭ РП-22) предназначена для измерений электрической энергии, мощности, времени и интервалов времени.

Область применения: организация коммерческого учёта электрической энергии на объекте РП-22 ОАО «Костромаэнерго» (г. Кострома), в том числе для взаимных расчётов между покупателем и продавцом на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

Описание

АИИС КУЭ РП-22 представляет собой трехуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений, построенную на базе системы коммерческого учёта энергоресурсов (далее по тексту – СУЭ) «ТОК» (№ 19040-01 в Государственном реестре СИ).

Функции, реализованные в АИИС КУЭ РП-22:

- 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 (далее по тексту – 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 РП-22.

В состав АИИС КУЭ РП-22 входят:

- информационно – измерительные комплексы (далее по тексту – ИИК) точек измерений электроэнергии – первый уровень;

- информационно – вычислительный комплекс электроустановки (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 по всем точкам учета, а также обеспечивает интерфейс доступа к результатам измерений. ИИК включает в себя следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001;
- измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001;
- вторичные измерительные цепи;
- счетчики электрической энергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ 26035-83.

Перечень ИИК приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень ИИК

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в государственном реестре СИ	Кол-во, шт.
1	Ячейка № 16 ТП-601	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
2	Ячейка № 3 ТП-600 Секц.2	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
3	Ячейка № 21 Ввод 2 ТЭЦ2 2АР яч. 10	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛМ-10	0,5	2363-68	2
4	Ячейка № 22 РТ Профит	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
5	Ячейка № 23 ТП-597 Цех ЖБИ Секц.2	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
6	Ячейка № 24 ЧП Румянцев	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
7	Ячейка № 25 ЧП Культыгин	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
8	Ячейка № 26 ТП-729	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
9	Ячейка № 27 ТП-636 2 с.	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
10	Ячейка № 9 Ввод 1 ТЭЦ2 1АР яч. 4	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПОЛ-10	0,5	1261-59	2

Продолжение таблицы 1 – Перечень ИИК

№ ИК	Наименование присоединения	СИ, входящие в состав ИК	Класс точности	№ в государственном реестре СИ	Кол-во, шт.
11	Ячейка № 7 ЧП Румянцев	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
12	Ячейка № 6 ТП-597	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПОЛ-10	0,5	1261-59	2
13	Ячейка № 5 ТП-596-598	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
14	Ячейка № 4 ТП-728	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
15	Ячейка № 20 ТП-600 Секц.1	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
16	Ячейка № 2 ТП-636 Секц.1	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
17	Ячейка № 1 Резерв	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
18	Ячейка № 28 Резерв	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		НТМИ-6	0,5	380-49	1
		ТПЛ-10	0,5	1276-59	2
19	Ячейка № 12 ТСН-1	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		Т-0,66	0,5	15764-96	3
20	Ячейка № 19 ТСН-2	СЭТ-4ТМ.02.2	0,5S/1,0	20175-01	1
		Т-0,66	0,5	15764-96	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 утверждённых 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 – ИВКЭ обеспечивает автоматизированный сбор, обработку и накопление данных от ИИК по электроустановке;

Второй уровень включает в себя:

- технические средства организации каналов передачи данных;
- устройство сбора и передачи данных для коммерческого учёта энергоресурсов (далее по тексту – УСПД) «ТОК-С» (№ 13923-03 в Государственном реестре СИ);

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:
- модемы для передачи данных;
 - сервер хранения и обработки информации;
 - автоматизированные рабочие места (далее по тексту – АРМ).

Многофункциональные счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485) СЭТ-4ТМ.02.2 (№ 20175-01 в Государственном реестре СИ) измеряют энергию, мощность и другие параметры и сохраняют эту информацию в энергонезависимой памяти.

Данные со счётчиков электрической энергии по интерфейсу RS-485 передаются в УСПД «ТОК-С», которое осуществляет сбор, накопление, хранение и отображение первичных данных о потреблении электрической энергии и мощности.

Далее по и каналу GSM связи информация поступает на сервер с установленным программным обеспечением ЦП СУЭ «ТОК», «Энфорс АСКУЭ», СУБД «ORACLE». Сервер осуществляет прием данных, проверку их корректности, архивирование данных о потреблении электроэнергии в энергонезависимой памяти – на жестком диске, автоматически производя резервное копирование, а также конфигурирование и настройку программной части АИИС КУЭ РП-22.

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 РП-22 от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование компонентов АИИС КУЭ РП-22, кроссовых и клеммных коробок и шкафов, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки АИИС КУЭ РП-22 (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства защиты файлов и баз данных).

СОЕВ формируется на всех уровнях АИИС КУЭ РП-22 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	Число измерительных каналов АИИС КУЭ РП-22	20
2	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№2, 4–8, 12, 15, 16)	50 А
3	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 9, 11, 13, 17–20)	100 А
4	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 1, 14)	150 А
5	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 3)	400 А
6	Номинальное значение первичного тока (I_1) для ИК (№№ 10)	1000 А
7	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 1–18)	(5,4 – 6,6) кВ
8	Диапазон первичного напряжения (U_1) для ИК (№№ 19, 20)	(340–420) В
9	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	(0,8 – 1,0) емк. (0,5 – 1,0) инд.

Продолжение таблицы 2 Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
10	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1–18), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 > \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,9 - 3,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 > \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,2 - 1,8) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 > \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,4) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,4) \%$
11	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 1–18), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 2,4) \%$
12	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 19, 20), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при емкостной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 > \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,8 - 3,1) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 > \cos\varphi > 0,8$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 1,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 > \cos\varphi > 0,8$): $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,2) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 > \cos\varphi \geq 0,8$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 1,2) \%$
13	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества активной электрической энергии для ИК (№№ 19, 20), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 0,5S при индуктивной нагрузке:	
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,8 - 5,6) \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (1,1 - 2,8) \%$
	– 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 ($1 \geq \cos\varphi \geq 0,5$): $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm (0,9 - 2,0) \%$
14	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1–18), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 4,8 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,7 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,2 \%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,2 \%$

Продолжение таблицы 2 – Основные технические характеристики

№	Наименование характеристики	Значение
15	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 1–18), включающих ТТ с классом точности 0,5; ТН с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при индуктивной нагрузке ($\sin\varphi = 0,866$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 3,0\%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,9\%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,6\%$
16	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 19, 20), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом точности 1,0 при емкостной нагрузке ($\sin\varphi = 0,6$):	
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,05 \cdot I_{ном}$	$\pm 4,6\%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 2,5\%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,9\%$
17	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений количества реактивной электрической энергии для ИК (№№ 19, 20), включающих ТТ с классом точности 0,5 и счетчики с классом 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: $I_1 = 0,2 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,7\%$
	– в точке диапазона первичного тока сети: $I_1 = 1,0 \cdot I_{ном}$	$\pm 1,5\%$
18	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	$\pm 0,3\%$ $\pm 0,5\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
19	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 $\cos\varphi = 0,5$	$\pm 0,2\%$ $\pm 0,4\%$
20	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	$\pm 0,1\%$ $\pm 0,5 \delta_{Qco}$
21	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	$\pm 1,0\%$ $\pm \delta_{Qco}$
22	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений текущего времени и интервалов времени	$\pm 5 \text{ с}$

Условия эксплуатации АИИС КУЭ РП-22 определяются условиями эксплуатации оборудования, входящего в состав АИИС КУЭ РП-22.

Нормальные условия эксплуатации:

– температура (для счетчика)	(21 – 25) °С
– атмосферное давление	(84,0 – 106,7) кПа
– относительная влажность воздуха	(30 – 80) %
– напряжение питающей сети переменного тока (для счетчика)	(217,8 – 222,2) В
– частота питающей сети (для счетчика)	(49,85 – 50,15) Гц

Рабочие условия эксплуатации:

– напряжение питающей сети переменного тока	(198 – 242) В
– частота питающей сети	(49,5 – 50,5) Гц
– температура (для ТП 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	НТМИ-6	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	34 шт.
Трансформатор тока	ТПЛМ -10	2 шт.
Трансформаторы тока	Т-0,66	6 шт.
Счётчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.02.2	20 шт.
Устройство сбора и передачи данных «ТОК-С»	АМР1.00.00-06М	1 шт.
Адаптер радиоприемного устройства	АГУР.464931.001	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, 5.05 SP1	АМР24.00.00-03	1 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»	АМР24.00.00РП	1 экз.
Руководство пользователя «Энфорс АСКУЭ»		1 экз.
Эксплуатационная документация	ЭПСС.588152.112ЭД	1 экз.
Методика поверки	ЭПСС.588152.112МП	1 экз.

Поверка

Поверка АИИС КУЭ РП-22 проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии на объекте РП-22. Методика поверки», согласованным с ГЦИ СИ ФГУ «Пензенский ЦСМ» 22 февраля 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.02), регламентирующими поверку средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ РП-22.

Межповерочный интервал – четыре года.

Нормативные и технические документы

- 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)»
 - ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»
 - ГОСТ Р 52320-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»
- Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии на объекте РП-22. Технорабочий проект ЭПСС.588152.112.

Заключение

Тип АИИС КУЭ РП-22 утверждён с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации.

Изготовитель – ООО «Электропромсервис»
☒ 160012, Вологда, Советский пр., 135 ☎ (8172) 75-02-85

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

Директор по реализации услуг
ОАО «Костромаэнерго»

