

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ГЦИ СИ
ФГУ «Воронежский ЦСМ»,
зам. директора по метрологии и
техническим вопросам

В.И. Лепехин

"18"

М.П.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ НРТЭЦ-01	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № 30466-05
--	--

Изготовлена по проектной документации ЗАО «Энергомер-М», г. Москва.
Заводской номер 01.

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (далее – АИИС КУЭ) предназначена для осуществления измерений и коммерческого учета электроэнергии.

Область применения: измерения и коммерческий учет электроэнергии производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям Рязанским филиалом ООО «Ново-Рязанская ТЭЦ», г. Рязань.

Описание

Принцип действия АИИС КУЭ состоит в *измерении* параметров, характеризующих производство электроэнергии ООО «Ново-Рязанская ТЭЦ», *передаче* измерительной информации в цифровом виде; *поддержке* заданного протокола обмена и аппаратного интерфейса; *обеспечении* выработки астрономического времени; *обработке* данных в измерительных каналах (ИК); *проведении расчета* стоимости потребленной электроэнергии с использованием многоставочного тарифа; *получении* наглядных форм и графиков потребления электроэнергии; *хранении* данных в памяти.

На рисунке 1 представлена схема сбора и передачи информации АИИС КУЭ.

В состав АИИС КУЭ входят:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) типов: GSR 380/270, ТПШФ, ТФН-35, ТШВ-15, ТШВ-15Б, ТПШЛ-10, ТПОЛ-10, ТПОФ-10, ТФНД-35, ТВ-110-II-У2, ТЛМ-10, ТВТ-35, класс точности (КТ) 0,5;
- измерительные напряжения (ТН) типов: НАМИТ-10-2, НОМ-6, ЗНОМ-35, НТМИ-6, ЗНОМ-15, НОМ-35, НКФ-110-57У1, КТ 0,5;
- микропроцессорные счётчики электроэнергии типа Альфа модификаций А1R-4-AL-C29-T+, А1R-3-OL-C25-T+, А1R-4-OL-C29-T+ и А1R-3-OL-C25-T, КТ 0,2\$
- устройство сбора и передачи данных типа ЭКОМ-3000 (УСПД);
- сервер опроса и SQL-сервер;
- устройство приема сигналов и синхронизации точного времени (УССВ) АИИС КУЭ;
- специализированное ПО программно-технического комплекса (ПТК) ЭКОМ 3000 в составе: ПО «Энергосфера», ПО «Конфигуратор 3000», ПО «Сервер опроса 3000», ПО «Архив», ПО АРМ «Электроэнергия», ПО «Тест 3000»;

- модемы для коммутируемых и выделенных линий типов ZyXEL U-336E Plus, GSM-модемы Siemens TC-35;
- линии связи (интерфейсы RS 485);
- источники бесперебойного питания (UPS);
- автоматизированные рабочие места (АРМ);
- переносной компьютер с комплектом специализированных программ и соединительных кабелей для программирования и технической диагностики электросчетчиков.

Для защиты от несанкционированных корректировок измеряемых параметров предусмотрен многоступенчатый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (индивидуальные пароли, программные средства для защиты файлов и баз данных).

Перечень ИК АИИС КУЭ, наименование присоединения, типы и классы точности средств измерений (СИ), входящих в состав ИК, номера регистрации СИ в Государственном реестре СИ представлены в таблице 1.

Таблица 1

ИК	Наименование присоединения	Измерительный трансформатор тока			Измерительный трансформатор напряжения			Счетчики электроэнергии		
		Тип	Номер по Госреестру	КТ	Тип	Номер по Госреестру	КТ	Тип	Номер по Госреестру	КТ
1	ГЩУ ТГ-1	GSR 380/270	25477-03	0,5	НАМИТ-10-2	16687-02	0,5	AIR-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
2	ГЩУ ТГ-2	ТППФ	519-50	0,5	НОМ-6	159-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
3	ГЩУ ТГ-3	ТППФ	519-50	0,5	НОМ-6	159-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
4	ГЩУ ТГ-4	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
5	ГЩУ ТГ-5	ТШВ-15	5718-76	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
6	ГЩУ ТГ-6	ТШВ-15	5718-76	0,5	ЗНОМ-15	1593-70	0,5	AIR-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
7	ГЩУ ТГ-7	ТШВ-15	5718-76	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
8	БЩУ-2 ТГ-8	ТШВ-15	5718-76	0,5	ЗНОМ-15	1593-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
9	БЩУ-2 ТГ-9	ТШВ-15Б	5719-76	0,5	ЗНОМ-15	1593-70	0,5	AIR-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
10	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-1 35 кВ «Биологическая-1», яч.1	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
11	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-3 35 кВ «Крекинг-1» яч.3	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
12	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-5 35кВ «Биологическая-2», яч.5	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
13	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-9 35 кВ «Маслоблок» яч.9	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
14	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-11 35кВ Строитель-1 яч.11	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
15	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-12 35 кВ «Катализаторная» яч.12	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
16	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-17 35 кВ «Строитель-2» яч.17	ТФНД-35	3689-73	0,5	НОМ-35	187-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
17	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-19 35 кВ «ГПС Рязань» яч.19	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
18	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-21 35 кВ «Крекинг-2» яч.21	ТФНД-35	3689-73	0,5	НОМ-35	187-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
19	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-22 35 кВ «Гидроочистка-1» яч.22	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
20	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-23 35 кВ «Гидроочистка-2» яч.23	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
21	ЗРУ-35 кВ ЛЭП-29 35 кВ «Водозабор» яч.29	ТФНД-35	3689-73	0,5	ЗНОМ-35	912-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
22	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.№2 Факел-2	ТВ-110-П-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
23	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.№4 «Волокно»	ТВ-110-П-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
24	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.№6 «Карелино с отп.»	ТВ-110-П-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
25	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.№8 Комб-м с отп.	ТВ-110-П-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
26	РУ110 кВ ВЛ-110 кВ яч.№1 «Лихачево-2»	ТВ-110-П-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12
27	РУ110 кВ ВЛ-110 кВ яч.№1 «Лихачёво-1»	ТВ-110-II-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
28	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.13 «ОВВ»	ТВ-110-II-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
29	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.14 Ямская-2	ТВ-110-II-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
30	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.16 Ямская-1	ТВ-110-II-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
31	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.18 «Центролит»	ТВ-110-II-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
32	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.20 Факел-1	ТВ-110-II-У2	3182-72	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-AL-C29-T+	14555-99	0,2S
33	ГРУ-6 кВ яч.1 фидер 1	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T	14555-99	0,2S
34	ГРУ-6 кВ яч.3 ТП «Поликонд»	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
35	ГРУ-6 кВ яч.6 фидер 6	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
36	ГРУ-6 кВ яч.9 фидер 9	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
37	ГРУ-6 кВ яч.12 фидер 12	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T	14555-99	0,2S
38	ГРУ-6 кВ яч.14 фидер 14	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
39	ГРУ-6 кВ яч.19 фидер 19	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T	14555-99	0,2S
40	ГРУ-6 кВ яч.20 фидер 20	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
41	ГРУ-6 кВ яч.22 фидер 22	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
42	ГРУ-6 кВ яч.25 фидер 25	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
43	ГРУ-6 кВ яч.27 фидер 27	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
44	ГРУ-6 кВ яч.28 фидер 28	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
45	ГРУ-6 кВ яч.36 фидер 36	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T	14555-99	0,2S
46	ГРУ-6 кВ яч.41 фидер 41	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
47	ГРУ-6 кВ яч.43 фидер 43	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T	14555-99	0,2S
48	ГЩУ секция 24 «ФСН-1» яч.10	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
49	ГЩУ секция 25 «ФСН-2» яч.5	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
50	ГЩУ секция 26 «ФСН-3» яч.42	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
51	ГЩУ секция 23 «ФСН-6» яч.26	ТПШЛ-10	1423-60	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
52	ГРУ-6 кВ яч.38 «ФСН-38»	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
53	ГЩУ секция 23 «ФСН-10» яч.21	ТПШЛ-10	1423-60	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
54	ГЩУ секция 23 «ФСН-20» яч.37	ТПШЛ-10	1423-60	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
55	ГРУ-6 кВ яч.30 «ФСН-30»	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
56	ГЩУ секция 11 «ФСН-7»	ТПШЛ-10	1423-60	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
57	ГЩУ (ПВК-2) панель 27 «ФСН-7»	ТЛМ-10	2473-69	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
58	ГЩУ секция 10 «ФСН-5»	ТПШЛ-10	1423-60	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
59	ГЩУ (ПВК-2) панель 27 «ФСН-5»	ТЛМ-10	2473-69	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
60	ГРУ-6 кВ яч.2 фидер 2	ТПОФ-10	518-50	0,5	НТМИ-6	380-49	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
61	ГЩУ секци. 13 «ФСН-9Т»	ТВТ-35	3642-73	0,5	ЗНОМ-15	1593-70	0,5	A1R-3-OL-C25-T+	14555-99	0,2S
62	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.21	ТВ-110-II-У2	19720-00	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-OL-C29-T+	14555-99	0,2S
63	ЗРУ-110 кВ ВЛ-110 кВ яч.22	ТВ-110-II-У2	19720-00	0,5	НКФ-110 кВ 57У1	14205-94	0,5	A1R-4-OL-C29-T+	14555-99	0,2S

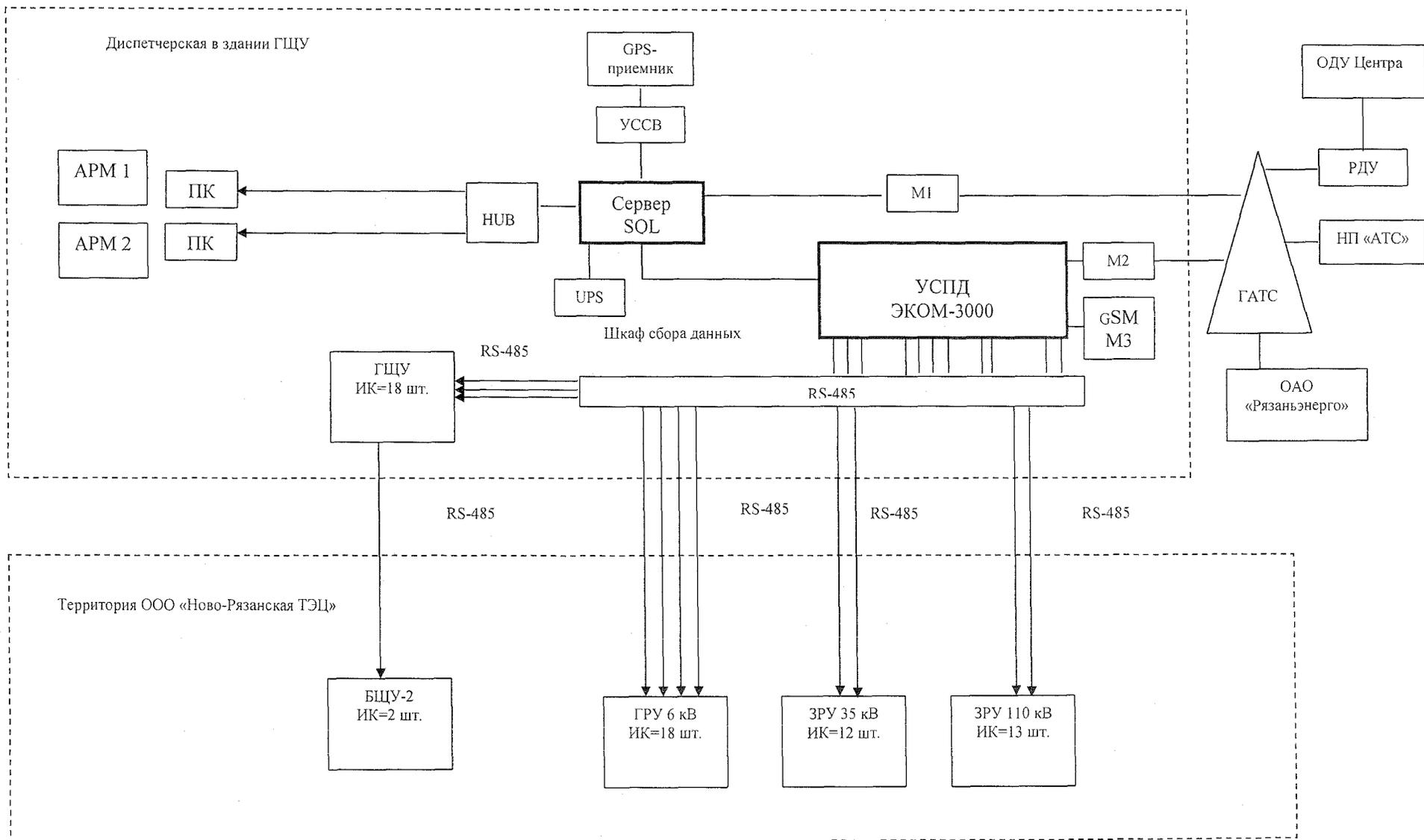


Рисунок 1 - Схема сбора и передачи информации

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

1. Номинальная функция преобразования для измерений и учета электроэнергии по временным тарифным зонам и направлениям - электроэнергия за расчетный период.

Расчет электроэнергии за расчетный период производится на основании показаний профиля нагрузки

$$\Delta W = \sum W_i,$$

где ΔW – электроэнергия за расчетный период, кВт·ч;

$\sum W_i$ – сумма измеренных значений энергии за полчаса (считанных из профиля нагрузки электросчетчика), кВт·ч

2. Чувствительность ИК АИИС КУЭ определяется чувствительностью счетчиков.

ИК измеряет энергию при подаваемой на него мощности P , кВт, не менее, рассчитываемой по формуле

$$P = 25 \cdot 10^{-4} \cdot K \cdot P_{\text{ном.}}$$

где K – класс точности счетчика;

$P_{\text{ном.}}$ - номинальное значение мощности, рассчитанное по номинальным значениям силы тока и напряжения.

3. Число ИК коммерческого учета АИИС КУЭ, шт. 63

Интервал задания границ тарифных зон, мин 30

Максимальное удаление счетчиков электроэнергии от диспетчерского пункта, м 400

Срок службы, лет 20

Средняя наработка на отказ, ч 55000

4. Метрологические характеристики

Доверительные границы погрешности результата измерений количества активной электрической энергии, $\delta_{\text{икэ}} \%$				Вариант подключения ТТ, ТН, счетчика	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{сч.}	№№ИК
cos ϕ 0,5÷0,8		cos ϕ 0,8÷1,0						
Ток 5 ÷ 20% от $I_{\text{ном}}$	Ток 20 ÷ 100% от $I_{\text{ном}}$	Ток 5 ÷ 20% от $I_{\text{ном}}$	Ток 20 ÷ 100% от $I_{\text{ном}}$					
2,8	1,7	2,7	1,6	Трехфазная трехпроводная схема подключения ТТ, ТН, сч.	0,5	0,5	0,2S	1-21, 33-61
2,1	1,3	2,0	1,2	Трехфазная четырехпроводная схема подключения ТТ, ТН, сч.	0,5	0,5	0,2S	22-32, 62,63

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки Δ_{τ} , с/сут ± 5

Условия эксплуатации - рабочие условия эксплуатации соответствуют для ТТ - ГОСТ 7746-2001 и эксплуатационной документации (ЭД), ТН - ГОСТ 1983-2001 и ЭД, для счетчиков типа «Альфа» ДЯИМ.411152.001 РЭ

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульных листах эксплуатационной документации.

Комплектность

Наименование компонента	Кол-во
1	2
Трансформаторы напряжения класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 (данные указаны в таблице 1)	126 шт.
Трансформаторы тока класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001 (данные указаны в таблице 1)	139 шт.
Счетчики электрической классов точности 0,2S по ГОСТ 30206-94 типа «Альфа»	63 шт.
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа ЭКОМ 3000, Г.р. № 19542-00	1 шт.

1	2
Средство вычислительной техники ПК Pentium-4 со специализированным ПО под ОС WindowS 2000 ProfeSSional, принтер HP Lazer Jet 6L, монитор; клавиатура.	1 шт. на АРМ Количество пользователей не ограничено
Программные средства: ПО программно-технического комплекса (ПТК) ЭКОМ 3000 в составе: ПО «Энергосфера», ПО «Конфигуратор 3000», ПО «Сервер опроса 3000», ПО «Архив», ПО АРМ «Электроэнергия», ПО «Тест 3000»	1 комплект ТД
Средства передачи информации: абельные линии - интерфейсы RS-485, модемы Zyxel-336E Plus, GSM-одемыпреобразователи интерфейсов	По количеству точек учета (63 ИК) и удаленных объектов контроля (5 п/с)
Система автоматизированная коммерческого учета электроэнергии тип АСКУЭ НРТЭЦ. Методика поверки	1 экз.
Эксплуатационная документация: Паспорт на ТТ; Паспорт на ТН; Руководство по эксплуатации на счетчик; Руководство по эксплуатации УСПД ЭКОМ 3000 Руководство пользователя ПО	По 1 экз. на каждый компонент ИК

Поверка

Поверку производят в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ НРТЭЦ-01. Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в октябре 2005 г., входит в комплект документации на систему.

Перечень средств для поверки ИК АИИС КУЭ:

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	ТИП	Основные требования к метрологическим характеристикам	Цель использования
1	2	3	4
1. Термометр	ТП 22	Цена деления 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атмосферное давление 80...106 кПа Относительная погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4. Вольтметр универсальный цифровой	В7-35	Переменное напряжение Диапазон измерений (10 ⁻⁴ ... 300) В Основная относительная погрешность ± [0,6+0,2(Xк/X-1)] %	Контроль напряжения питания
5. Частотомер электронносчетный	Ф5041	Диапазон измерений 0,1 Гц... 10 мГц Основная погрешность 1,5 · 10 ⁻⁷ Гц	Контроль частоты напряжения питания
6. Секундомер	СОСпр-1	0..30 мин., Ц.Д. 0,1 с	При определении погрешности хода часов

При проведении поверки дополнительно применяются средства:

Наименование	Назначение
Переносной компьютер	Для непосредственного считывания информации со счетчиков, УСПД
Преобразователь АЕ-1	Для считывания информации через оптический порт
Пуско-наладочное ПО: ПО «Тест-3000», ПО «Конфигуратор 3000», ПО «AlphaPlus»	Тестовые файлы
Прикладная программа Prog.AScue	Для расчета погрешностей ИК
Радиоприемник	Для использования сигналов точного времени

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ.

Межповерочный интервал 4 года.

Нормативные и технические документы

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

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

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) Межгосударственный стандарт «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2S и 0,5S)».

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

ГОСТ Р 8.596-2002 "Метрологическое обеспечение измерительных систем".

МИ 2439-97.ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля.

Рабочий проект на создание системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и монтажные схемы, шифр 028-005-002-СС

Заключение

Тип Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии **АИИС КУЭ НРТЭЦ-01** утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель

ЗАО «Энергомер-М»,

РФ, 115191, г. Москва, М. Тульская, д.2/1, корп.8

(095)974-69-43

Генеральный директор ЗАО «Энергомер-М»

А.А. Зыков

м.п.

