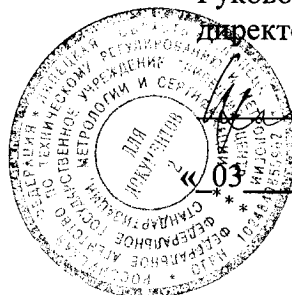


СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ
директор ФГУ «Липецкий ЦСМ»



В.А. Жуков

09 2008 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии тип АИИС КУЭ КЭС-01	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>38613-08</u>
--	---

Изготовлена по проектной документации ИП Малышева Владимира Николаевича. Заводской номер 001.

Назначение и область применения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ КЭС-01) предназначена для измерений, коммерческого учета электроэнергии в ОАО «Курские электрические сети», сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание

АИИС КУЭ КЭС-01 представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ КЭС-01 решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор по единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- хранение результатов измерений в специальной базе данных, защищенной от несанкционированного доступа;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ КЭС-01;
- обеспечение выработки единого астрономического времени;
- проведение расчета стоимости потребленной электроэнергии с использованием многоставочного тарифа;
- получение наглядных форм и графиков потребления электроэнергии;

Метод измерений электроэнергии основан на интегрировании по времени мощности контролируемого присоединения (в точке измерений). Интегрирование осуществляется при помощи счетчика с нормированными метрологическими характеристиками, автоматически вырабатывающего измерительные сигналы в виде цифрового кода, которые автоматически считываются УСПД по GSM-связи и далее передаются на сервер.

АИИС КУЭ КЭС-01 представляет собой информационно-измерительную систему. На рисунке 1 представлена схема сбора и передачи информации.

1-й уровень -

измерительные трансформаторы тока (ТТ) типов ТПЛМ-10, ТПЛ-10, ТКС-12, Т-0,66, ТШ-0,66, ТПОЛ-10, ТВЛМ-10, ТЛМ-10, ТПФМ-10; класс точности (КТ) 0,5;

измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типов НАМИ-10, НОМ-6 КТ 0,2 НТМИ-10, НТМК-10, НТМИ-6; НТМИ-6-66, КТ 0,5;

многофункциональные микропроцессорные счетчики измерения активной и реактивной электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами типа ЕвроАЛЬФА модификация EA05RL-B-3, EA05RAL-B-3, EA05RL-P1B-3 и АЛЬФА Плюс A2R2-3-AL-C25-T, A2R2-4-L-C25-T, A2R2-L-C25-T; Меркурий 230 ART; КТ 0,5S.

2-й уровень - устройство сбора и передачи данных (УСПД) от счетчиков на верхние уровни, выполненное на базе промконтроллера типа RTU325-E-512-M11-B-Q-i2-G № 002408.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя технические средства организации каналов передачи данных, компьютер для обеспечения функции центра сбора и хранения коммерческой информации, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства передачи данных: (интерфейс RS-422; модемы на коммутируемых линиях связи через ГТС и GSM; GSM-терминалы для доступа ИВКЭ к ИИК; локальная вычислительная сеть (ЛВС) для взаимодействия ИВКЭ с ИВК; каналы связи ИВК с верхними уровнями: основной и резервный. Основной - выделенный канал от ИВК до провайдера сети «Интернет». Резервный - телефонная сеть общего пользования (ТфСОП);

Программные средства - программное обеспечение (ПО) Альфа Центр, базирующееся на принципах клиент-серверной архитектуры (ОС Window NT/2000, СУБД Oracle).

Перечень ИК АИИС, подстанций (ПС), наименование присоединения, № точки учета на схеме, типы и классы точности средств измерений (СИ), входящих в состав ИК, номера регистрации СИ в Государственном реестре (Г.Р.) СИ представлены в таблице 1.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02с.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Организация системного времени

Система обеспечения единого времени (СОЕВ) выполняет законченную функцию измерения времени, обеспечивает синхронизацию времени во всех подсистемах АИИС. Для

синхронизации системного времени к УСПД подключается устройство синхронизации системного времени (УССВ) GARMIN GPS 18PC. Сличение времени УСПД и GPS осуществляется с периодичностью 2 мин с погрешностью ± 1 с в сутки. Погрешность измерения календарного времени ИК включает погрешность измерений времени счетчиками электрической энергии равную $\pm 0,5$ с в сутки. Погрешность измерения времени УСПД ± 1 с в сутки, порогов синхронизации УСПД времени счетчиков ± 1 с и синхронизации времени сервера ± 1 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройства в момент непосредственно предшествующий корректировке.

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).

Основные технические характеристики

1 Перечень всех ИК с указанием наименования присоединений измерительных компонентов, входящих в ИК представлен в таблице 2.

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

Расчет производится на основании показаний профиля нагрузки

$$\Delta W = K_E \sum N_i \cdot K_T,$$

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

K_E - внутренняя константа для счетчиков с цифровым выходом (эквивалент «внутреннему» 1 имп., выраженному в кВт·ч);

N_i - i -ое значение профиля нагрузки;

K_T - масштабный коэффициент, который определяется для счетчиков прямого включения $K_T=1$; для счетчиков трансформаторного включения с программированием параметров для отображения показаний энергии на первичную сторону $K_T=M$ (M - множитель, вынесенный на съемный щиток счетчика); для счетчиков трансформаторного включения с программированием параметров для отображения показаний энергии на вторичную сторону $K_T=K_H \cdot K_T$ (коэффициенты трансформации по напряжению и току).

2 Чувствительность ИК АИИС КУЭ КЭС-01 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.	79
Интервал задания границ тарифных зон, мин	30
Максимальное удаление счетчиков электроэнергии от УСПД, м	9500
Срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	55000
4 Метрологические характеристики	

Доверительные границы погрешности результата измерений количества активной электрической энергии, $\delta_{икэ}$ % при $R_d=0,95$						Вариант подключения ТТ, ТН, счетчика	ТТ	КТТТ	КТТН	КТсч	№ИК
$\cos \varphi=0,5$			$\cos \varphi=1,0$								
Ток 5 % от $I_{ном}$	Ток 20 % от $I_{ном}$	Ток 100 % от $I_{ном}$	Ток 5 % от $I_{ном}$	Ток 20 % от $I_{ном}$	Ток 100% от $I_{ном}$						
2,8	1,8	1,4	2,7	1,3	1,1	1-й вариант (2ТТ, ТН, сч) Трехфазная трехпроводная схема подключения трансформаторов	0,5	0,5	0,5s	1, 2, 12-30, 38-40	
2,6	1,7	1,2	2,6	1,1	1,0	2-й вариант (2ТТ, 2ТН, сч) Трехфазная трехпроводная схема подключения трансформаторов	0,5	0,2	0,5s	3-11, 37; 61-64	
2,0	1,3	1,0	1,9	0,9	0,8	3-й вариант (3ТТ, сч) Трехфазная четырехпроводная схема подключения трансформаторов	0,5	-	0,5s	42-43, 47-60, 78,79	
2,7	1,3	1,0	1,9	0,9	0,8	4-й вариант (2ТТ, ТН, сч) Трехфазная трехпроводная схема подключения трансформаторов	0,5	0,5	0,2s	65-77	

5 Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки ± 5 с/сут.

Примечания.

1 В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервалов, соответствующие вероятности 0,95.

2 В качестве характеристик температурного коэффициента указаны пределы его допускаемых значений в % от измеряемой величины на $^{\circ}\text{C}$.

3 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (1-1,2) $I_{ном}$; $\cos \varphi=0,9$ инд.;
- температура окружающей среды (20 ± 5) $^{\circ}\text{C}$.

4 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,05 -1,2) $I_{ном}$; $\cos \varphi=0,8$ инд.;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 $^{\circ}\text{C}$, для счетчиков от минус 40 до плюс 55 $^{\circ}\text{C}$, для сервера от плюс 10 до плюс 40 $^{\circ}\text{C}$, для УСПД от минус 10 до плюс 50 $^{\circ}\text{C}$.

5 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном «Курские электрические сети». Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ КЭС-01 как его неотъемлемая часть.

6 Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ – не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ – не менее $T = 75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 0,5$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ – не менее $T = 60000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

7 Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройств АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте;

8 Регистрация событий:

в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания папряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания папряжения;
- коррекции времени в УСПД.

9 Защищенность применяемых компонентов:

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

10 Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована);
сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – на весь срок эксплуатации системы.

Центр сбора информации в ОАО «Курские электрические сети»

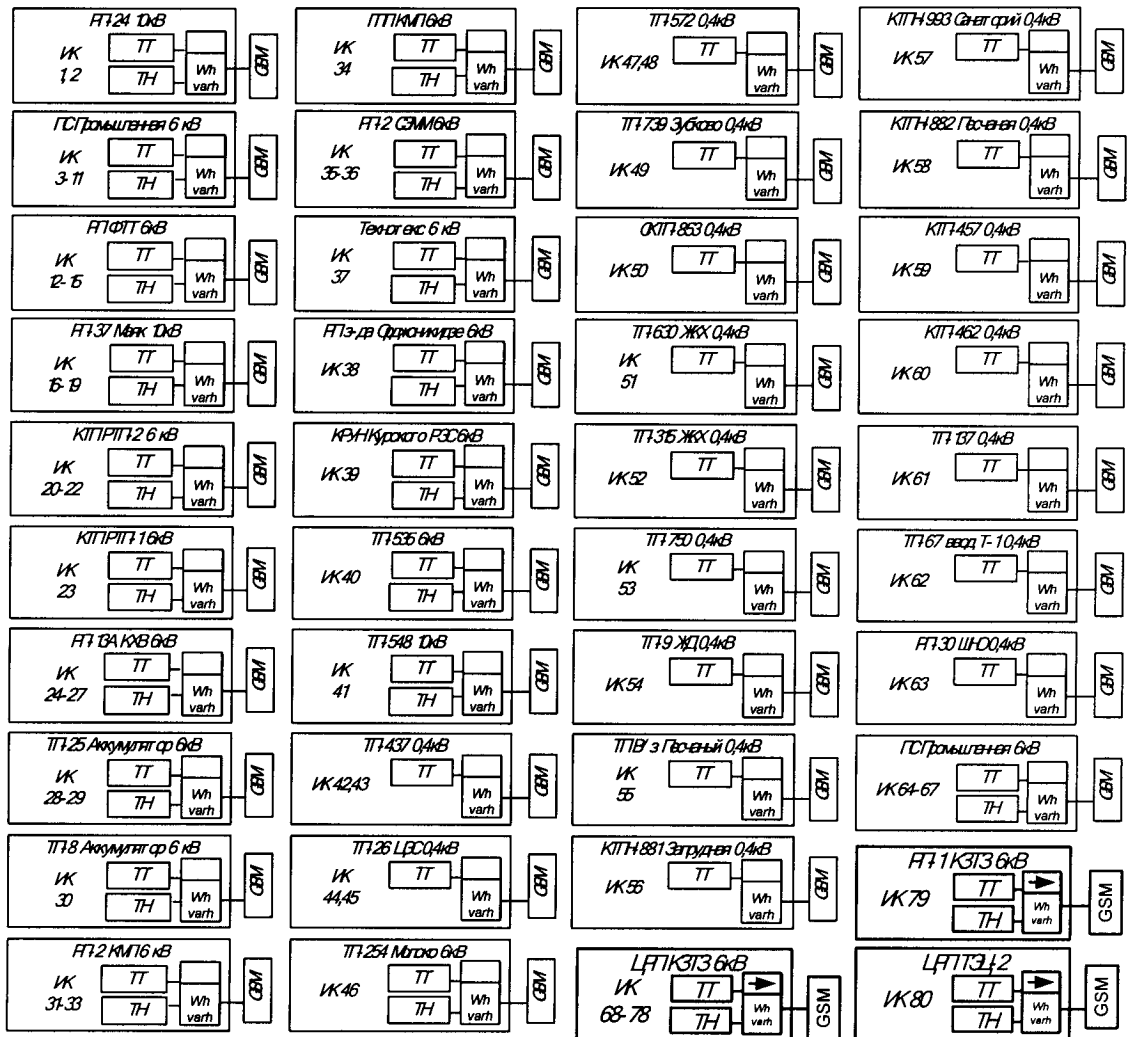
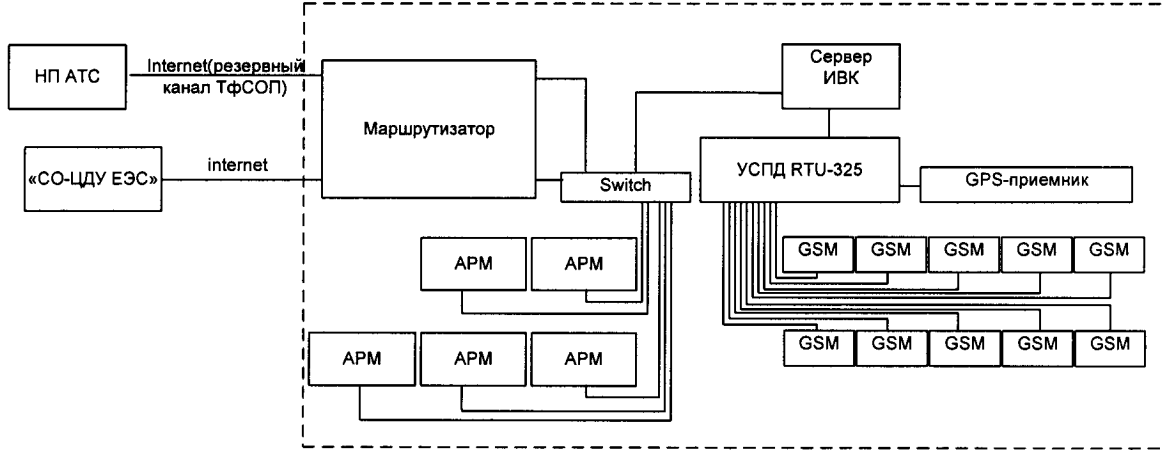


Рисунок 1 – Структурная схема АИИС КУЭ КЭС-01

Таблица 2 - Перечень измерительных каналов коммерческого учета АИИС КУЭ КЭС-01

Таблица 2

№ п/п	Название присоединения	Тип оборудования (ТТ, ТН, счетчик)	Кол-во	Класс точности	Заводской номер	Коэффициент трансформации	Номер в Госреестре
1	РП-24 Т1 - Медстекло яч.7 10кВ	ТПЛ-10	2	0,5	9217, 3804	100/5	1276-59
		НТМИ-10	1	0,5	6264	10000/100	831-53
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153327	-	16666-97
2	РП-24 Т2 - Медстекло яч.18 10кВ	ТПЛ-10 УЗ	2	0,5	8886, 9101	100/5	1276-59
		НТМИ-10	1	0,5	4851	10000/100	831-53
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153329	-	16666-97
3	ПС Промышленная ЗРУ яч.2ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	58541, 58547	200/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	406, 193	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153297	-	16666-97
4	ПС Промышленная ЗРУ яч.2аш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	09847, 09843	400/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	406, 193	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153298	-	16666-97
5	ПС Промышленная ЗРУ яч.8ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	12191, 12870	300/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	406, 193	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153295	-	16666-97
6	ПС Промышленная ЗРУ яч.13ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	27305, 30795	300/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	428, 415	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153294	-	16666-97
7	ПС Промышленная ЗРУ яч.16ш 6кВ	ТЛМ-10-1УЗ	2	0,5	9188, 9050	300/5	2473-05
		НАМИ-10	2	0,2	406, 193	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153305	-	16666-97
8	ПС Промышленная ЗРУ яч.17ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	0221, 0344	300/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	428, 415	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153306	-	16666-97
9	ПС Промышленная ЗРУ яч.27ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	30810, 00839	300/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	434, 425	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153307	-	16666-97
10	ПС Промышленная ЗРУ яч.48ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	09842, 09817	400/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	435, 433	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153309	-	16666-97
11	ПС Промышленная ЗРУ яч.52ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	09833, 09816	400/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	435, 433	6000/100	11094-87
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153304	-	16666-97
12	РП ФТТ ЗРУ яч.1ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	46000, 17921	150/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	3131	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153315	-	16666-97
13	РП ФТТ ЗРУ яч.2ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	27260, 459	150/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	3131	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153316	-	16666-97
14	РП ФТТ ЗРУ яч.19ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	24346, 24110	150/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	1719	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153317	-	16666-97
15	РП ФТТ ЗРУ яч.20ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	45978, 62065	150/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	1719	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153318	-	16666-97
16	ТП-473 сек1- РП-37 Маяк	ТПЛ-10	2	0,5	1296, 291	50/5	1276-59

		НТМИ-10	1	0,5	1241	10000/100	831-53
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153323	-	16666-97
17	ТП-473 сек2- РП-37 Маяк яч.11 10кВ	ТПЛ-10	2	0,5	18616, 288	50/5	1276-59
		НТМИ-10	1	0,5	1241	10000/100	831-53
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153324	-	16666-97
18	ТП-470 - РП-37 Маяк яч.13 10кВ	ТПЛ-10	2	0,5	73922, 73988	50/5	1276-59
		НТМИ-10	1	0,5	1241	10000/100	831-53
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153296	-	16666-97
19	ТП-471 - РП-37 Маяк яч.15 10кВ	ТПЛ-10	2	0,5	21811, 22751	75/5	1276-59
		НТМИ-10	1	0,5	1014	10000/100	831-53
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153326	-	16666-97
20	КТП РТП-2 яч.4ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	58545, 58611	300/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	88	6000/100	380-49
		ЕА05RL-P1B-3	1	0,5S	01153320	-	16666-97
21	КТП РТП-2 яч.16ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	0293, 31578	300/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	4084	6000/100	380-49
		ЕА05RL-P1B-3	1	0,5S	01153321	-	16666-97
22	КТП РТП-2 яч.18ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	14158, 11130	50/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	4084	6000/100	380-49
		ЕА05RL-P1B-3	1	0,5S	01153319	-	16666-97
23	КТП РТП-1 яч.20ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	123, 30	50/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	4070	6000/100	380-49
		ЕА05RL-P1B-3	1	0,5S	01153322	-	16666-97
24	РП-13 КХВ яч.1а 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	9749, 42330	300/5	1276-59
		НТМК-6	1	0,5	531	6000/100	355-49
		ЕА05RAL-B-3	1	0,5S	01153311	-	16666-97
25	РП-13 КХВ яч.2 6кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	60428, 59122	300/5	2363-68
		НТМК-6	1	0,5	513	6000/100	355-49
		ЕА05RAL-B-3	1	0,5S	01153312	-	16666-97
26	РП-13 КХВ яч.4 к ТП Гуторово 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	2253, 7598	100/5	1276-59
		НТМК-6	1	0,5	513	6000/100	355-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153331	-	16666-97
27	РП-13 КХВ яч.6 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	39834, 39833	300/5	1276-59
		НТМК-6	1	0,5	513	6000/100	355-49
		ЕА05RAL-B-3	1	0,5S	01153313	-	16666-97
28	ТП-25 Аккумулятор яч.4 6кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	24469, 25985	100/5	2363-68
		НТМИ-6	1	0,5	342	6000/100	380-49
		A2R2-3-AL-C25-T	1	0,5S	01160696	-	27428-04
29	ТП-25 Аккумулятор яч.9 6кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	24440, 15836	100/5	2363-68
		НТМИ-6	1	0,5	114	6000/100	380-49
		A2R2-3-AL-C25-T	1	0,5S	01160708	-	27428-04
30	ТП-8 Аккумулятор яч.5 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	60512, 59949	200/5	1276-59
		НТМК-6	1	0,5	418	6000/100	355-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153310	-	16666-97
31	ЗАО "КПК" РП-2 яч.4 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	55657, 55574	300/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	9364	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153328	-	16666-97
32	ЗАО "КПК" РП-2 яч.14 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	2430, 2434	300/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	9364	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153330	-	16666-97

33	ЗАО "КПК" РП-2 яч.23 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	52185, 52206	300/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	6587	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153332	-	16666-97
34	ЗАО "КПК" ГПП яч.36 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	56762, 52750	300/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	3409	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153293	-	16666-97
35	РП-2 ЭММ яч.2ш 6кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	74564, 74599	50/5	2363-68
		НТМИ-6	1	0,5	9693	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153302	-	16666-97
36	РП-2 ЭММ яч.20ш 6кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	54601, 54614	50/5	2363-68
		НТМИ-6	1	0,5	6594	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153300	-	16666-97
37	ТП-516 - Технотекс яч.8ш 6кВ	ТПЛ-10М	2	0,5	10760, 10773	100/5	22192-03
		НОМ-6	2	0,5	7218, 7231	6000/100	159-49
		ЕА05RAL-B-3	1	0,5S	01153292	-	16666-97
38	РП ООО "КЭИК" яч.8д 10кВ	ТПЛ-10	2	0,5	37771, 189	200/5	1276-59
		НТМК-10	1	0,5	02	10000-100	355-49
		ЕА05RAL-B-3	1	0,5S	01153314	-	16666-97
39	КРУН Курского РЭС 6 кВ	ТКС-12	2	0,5	08232, 08128	150/5	35196-07
		НТМИ-6	1	0,5	5600	6000/100	380-49
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153291	-	16666-97
40	ТП-535 яч.6ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	18025, 0883	40/5	1261-02
		НТМИ-6	1	0,5	136	10000/100	380-49
		ЕА05RAL-B-3	1	0,5S	01153325	-	16666-97
41	ТП-548 яч.4д 10кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	14174, 14184	200/5	2363-68
		НТМИ-10	1	0,5	3736	10000/100	831-53
		A2R2-3-AL-C25-T	1	0,5S	01160709	-	27428-04
42	ТП-437 Т-1 0,4кВ	ТТИ	3	0,5	Y34584, Y4356 2 Y34583	600/5	28139-04
		A2R2-4-L-C25-T	1	0,5S	01160702	-	27428-04
43	ТП-437 Т-2 0,4кВ	Т-0,66	3	0,5	Y34589, Y3459 2 Y34585	1500/5	28139-04
		A2R2-4-L-C25-T	1	0,5S	01160703	-	27428-04
44	ТП-26 ЦЭС Т-1 0,4кВ	Т-0,66	3	0,5	180812, 180810, 180806	1500/5	15698-96
		A2R2-4-L-C25-T	1	0,5S	01160705	-	27428-04
45	ТП-26 ЦЭС Т-2 0,4кВ	Т-0,66	3	0,5	180809, 180811, 180808	1500/5	22656-02
		A2R2-4-L-C25-T	1	0,5S	01160706	-	27428-04
46	РП ГМК яч.2ш 6кВ	ТПЛ-10	2	0,5	21983, 31515	75/5	1276-59
		НТМИ-6	1	0,5	1040	6000/100	831-69
		ЕА05RL-B-3	1	0,5S	01153299	-	16666-97
47	КТТУ ТП-572 (Т-1) 0,4кВ	Т-0,66У3	3	0,5	00958, 77011, 77062	200/5	17551-03
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01160699	-	27428-04
48	КТТУ ТП-572 (Т-2) 0,4кВ	Т-0,66У3	3	0,5	22390, 77112, 22582	400/5	15698-96
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01160700	-	27428-04
49	ТП-739 - ф.17 ПС Западная 0,4кВ	Т-0,66У3	3	0,5	172710, 172711, 172712	150/5	15698-96
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155216	-	27428-04
50	СКТП-853 База теплосетей 0,4кВ	Т-0,66У3	3	0,5	146448, 146447, 146446	300/5	17551-03
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155218	-	27428-04

51	ТП-750 0,4кВ	T-0,66У3	3	0,5	146445, 146442, 146443	300/5	17551-03
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155223	-	27428-04
52	ТП-9жд яч.2 0,4кВ	T-0,66	3	0,5	77417, 64756, 77552	200/5	22656-02
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155217	-	27428-04
53	ТП Водозабора Песчаный 0,4кВ	T-0,66	3	0,5	09078, 025561, 009079	100/5	22656-02
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155229	-	27428-04
54	КТПН-881 Запрудная 0,4кВ	T-0,66	3	0,5	024162, 024148, 024115	600/5	22656-02
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155230	-	27428-04
55	КТПН-993 Санаторий 0,4кВ	T-0,66	3	0,5	22751, 22783, 22790	400/5	22656-02
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155224	-	27428-04
56	КТПН-882 Песчаная 0,4кВ	T-0,66У3	3	0,5	77568, 77043, 77818	200/5	17551-03
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155225	-	27428-04
57	КТПН-457 Ф-19 Садовая 0,4кВ	T-0,66У3	3	0,5	77180, 00527, 00531	300/5	17551-03
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155220	-	27428-04
58	КТП-462 - Ф-19 Садовая 0,4кВ	T-0,66	3	0,5	22702, 22005, 22544	400/5	22656-02
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155219	-	27428-04
59	КТПН-137 - Ф.19 Садовая 0,4кВ	T-0,66	3	0,5	146449, 77345, 00513	300/5	22656-02
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01155221	-	27428-04
60	РП-30 ШНО 0,4кВ	T-0,66	3	0,5	05720, 42257, 41929	100/5	22656-02
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	01160697	-	27428-04
61	ПС Промышленная ЗРУ яч.1ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	5140072, 5740066	300/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	428, 415	6000/100	11094-87
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	01067398	-	16666-97
62	ПС Промышленная ЗРУ яч.1аш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	58550, 58542	200/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	428, 415	6000/100	11094-87
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	01070557	-	16666-97
63	ПС Промышленная ЗРУ яч.42ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	58543, 58487	200/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	435, 433	6000/100	11094-87
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	01070556	-	16666-97
64	ПС Промышленная ЗРУ яч.44ш 6кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	51482, 10720	300/5	1856-63
		НАМИ-10	2	0,2	435, 433	6000/100	11094-87
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	01067399	-	16666-97
65	ПС КЗТЗ ЦРП яч.3ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	2873	6000/100	380-49
		ТПЛМ-10	2	0,5	25716, 28683	400/5	2363-68
		EA02RL-B-3	1	0,2s	1061778	-	16666-97
66	ПС КЗТЗ ЦРП яч.6ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	2873	6000/100	380-49
		ТПЛМ-10	2	0,5	14159, 14199	200/5	2363-68
		EA02RL-B-3	1	0,2s	1061770	-	16666-97
67	ПС КЗТЗ ЦРП яч.9ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	2873	6000/100	380-49
		ТПЛМ-10	2	0,5	59155, 58177	400/5	2363-68
		EA02RL-B-3	1	0,2s	1061772	-	16666-97
68	ПС КЗТЗ ЦРП яч.16ш 6кВ	НТМИ-6-66	1	0,5	862	6000/100	2611-70
		ТПФМ-10	2	0,5	23968, 167127	400/5	814-53

68	ПС КЗТЗ ЦРП яч.3ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	2873	6000/100	831-69
		ТПЛМ-10	2	0,5	25716, 28683	400/5	2363-68
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061778	-	16666-97
69	ПС КЗТЗ ЦРП яч.6ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	2873	6000/100	831-69
		ТПЛМ-10	2	0,5	14159, 14199	200/5	2363-68
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061770	-	16666-97
70	ПС КЗТЗ ЦРП яч.9ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	2873	6000/100	831-69
		ТПЛМ-10	2	0,5	59155, 58177	400/5	2363-68
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061772	-	16666-97
71	ПС КЗТЗ ЦРП яч.16ш 6кВ	НТМИ-6-66	1	0,5	862	6000/100	2611-70
		ТПФМ-10	2	0,5	23968, 167127	400/5	814-53
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061774	-	16666-97
72	ПС КЗТЗ ЦРП яч.17ш 6кВ	НТМИ-6-66	1	0,5	862	6000/100	2611-70
		ТПЛМ-10	2	0,5	02144, 03478	200/5	2363-68
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061771	-	16666-97
73	ПС КЗТЗ ЦРП яч.19ш 6кВ	НТМИ-6-66	1	0,5	862	6000/100	2611-70
		ТПЛМ-10	2	0,5	28717, 26508	400/5	2363-68
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061776	-	16666-97
74	ПС КЗТЗ ЦРП яч.39ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	1210	6000/100	380-49
		ТПЛМ-10	2	0,5	10852, 16148	300/5	2363-68
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061779	-	16666-97
75	ПС КЗТЗ ЦРП яч.40ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	1210	6000/100	380-49
		ТПЛМ-10	2	0,5	9977, 9448	400/5	2363-68
		ЕА05RAL-B-3	1	0,5s	1115139	-	16666-97
76	ПС КЗТЗ ЦРП яч.44ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	2873	6000/100	380-49
		ТПЛМ-10	2	0,5	14155, 03489	200/5	2363-68
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061768	-	16666-97
77	ПС КЗТЗ ЦРП яч.49ш 6кВ	НТМИ-6	1	0,5	2873	6000/100	380-49
		ТПОЛ-10	2	0,5	2145, 2135	600/5	1261-02
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061775	-	16666-97
78	ПС КЗТЗ РП-1 яч.10ш Западная 6кВ	НТМИ-6-66	1	0,5	104	6000/100	2611-70
		ТПФМ-10	2	0,5	167070, 68327	400/5	1356-53
		ЕА02RAL-B-3	1	0,2s	1061789	-	16666-97
79	ПС КЗТЗ РП-1 яч.12ш 6кВ	НТМИ-6-66	1	0,5	104	6000/100	2611-70
		ТПФМ-10	2	0,5	10579, 65228	200/5	814-53
		ЕА02RL-B-3	1	0,2s	1061766	-	16666-97
80	ЦРП ТЭЦ-2 яч.2ш 6кВ	НТМИ-6-66	1	0,5	2515	6000/100	2611-70
		ТПОЛ-10У3	2	0,5	01106, 01100	400/5	1261-02
		A1805RALQ-	1	0,5s	1171903	-	31857-06

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ КЭС-01.

Комплектность

Комплектность АИИС КУЭ КЭС-01 определяется технорабочим проектом на АИИС КУЭ КЭС-01, в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуется система АИИС КУЭ КЭС-01.

Поверка

Поверку производят в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии, тип АИИС КУЭ КЭС-01. Методика поверки». Методика разработана и утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Липецкий ЦСМ» в июне 2008 г., входит в комплект документации на систему.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003. «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторы напряжения - по ГОСТ 8.216-88. «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»; МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}..35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $35...330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- счетчики электроэнергии EA05RL-P1B-3, EA02RL-B-3, EA05RL-P1C-3, EA05RAL-B-3, A2R2-3-AL-C25-T, A2R2-4-L-C25-T, A2R2-L-C25-T; КТ 0,5S –

по Инструкции по поверке многофункционального счетчика электроэнергии типа ЕвроАЛЬФА (утверждена 12.07.97 г. ГП «ВНИИМ им. Д,И, Менделеева»);

- УСПД . серии RTU-325 RTU-325-E-512-M11-B-Q-i2 – G – по методике поверки ДЯИМ.466453.005 МП , утвержденной ФГУП «ВНИИМС».

Межповерочный интервал - 4 года.

Нормативные и технические документы

ГОСТ 7746 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ 1983 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 22261 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

ГОСТ Р 8.596 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Заключение

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ КЭС-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.

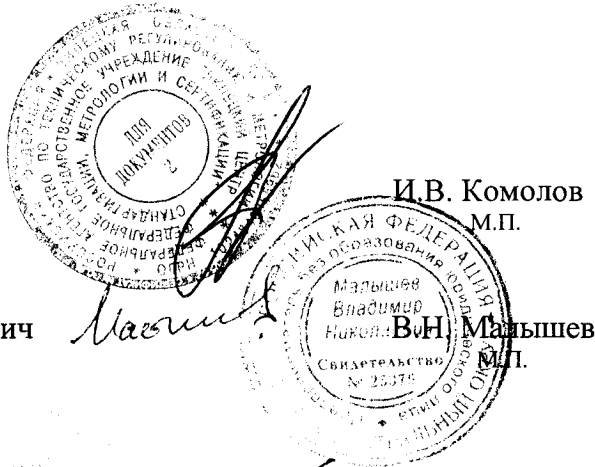
Изготовитель:

ИП Малышев Владимир Николаевич
305004, г. Курск, ул. К. Зеленко д.6^Г кв. 72
Тел/факс (4712) 39-06-19

Заместитель директора
ФГУ «Липецкий ЦСМ»

ИП Малышев Владимир Николаевич

И.о. главного инженера
ОАО «Курские электрические сети»



И.В. Комолов
М.П.

Малышев
Владимир
Николаевич
В.И. Малышев
М.П.

В.Ю.Гаврилов
М.П.