

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ КЭС-01

Назначение средства измерения

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ КЭС-01 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения и учета активной и реактивной электрической энергии и мощности в ОАО «Курские электрические сети». Выполняет автоматический сбор, хранение и накопление, обработку и отображение полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор по единому календарному времени результатов измерений о приращениях электроэнергии и значениях электроэнергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны электросетевых и энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- проведение расчета стоимости потребленной электроэнергии с использованием многоставочного тарифа;
- получение наглядных форм и графиков потребления электроэнергии.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень:

- трансформаторы тока (ТТ) типов ТПЛМ-10, ТПЛ-10, ТКС-12, Т-0,66, ТТИ, ТШ-0,66, ТПОЛ-10, ТВЛМ-10, ТЛМ-10, ТПФМ-10 класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 7746-89, ГОСТ 7746-2001;
- трансформаторы напряжения (ТН) типов НАМИ-10 КТ 0,2, НОМ-6, НАМИ-10, НТМИ-10, НТМК-10, НТМИ-6 КТ 0,5 по ГОСТ 1983-89;
- счетчики многофункциональные активной и реактивной электроэнергии типа ЕвроАЛЬФА модификации EA05RL -B-3, EA05RAL -B-3, EA05 RL -P1B-3; АЛЬФА Плюс модификации A2R2-3-AL-C25-T, A2R2-4-L-C25-T, A2R2-L-C25-T, A1805RALQ-P4GB-DW-4; Альфа 1800 модификации A1805RL-P4GB-DW-3; Меркурий 230 ART класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 класса точности 1,0 для реактивной электроэнергии.

Трансформаторы и счетчики установлены на объектах, указанных в таблице 2 (82 точки измерения).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU- 325-E-512-M3-Q-i2-G, номер Госреестра 30909-08.

3-й – уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (DELL PowerEdge 2900), устройство синхронизации времени компонентов АИС КУЭ - 18HVS, автоматизированные рабочие места персонала и программное обеспечение (ПО) Альфа ЦЕНТР, базирующееся на принципах клиент-серверной архитектуры (ZOC Windows NT/2000, СУБД Oracle).

Первичные 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 силы и напряжения электрического тока в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за этот период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, её накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера базы данных по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через Интернет провайдера.

АИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов спутникового времени. Приемник сигналов спутникового времени входит в состав УСПД на базе RTU-325. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера и счетчиков. Сличение времени сервера банка данных с временем УСПД осуществляется каждые 60 мин.

Суточный ход часов компонентов АИС КУЭ не более ± 5 с.

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

Программное обеспечение

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Встроенное ПО семейства УСПД RTU-325	УТМ-V3	11.07.01.01	Модуль управления системным временем: a9b6290cb27bd3d4b 62e671436cc8fd7 Расчетный модуль преобразования к именованным величинам: 4cd52a4af147a1f12b Efa95f46bf311a	Стандартный MD5digest

Программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ разработано предприятием «ЭльстерМетроника», г. Москва. Размещено в УСПД RTU-325.

С целью защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных, предусмотрено:

- наличие пароля для установки рабочего режима;
- блокировка устройства в нерабочем состоянии;
- пломбирование мест соединения передней панели и корпуса устройства пломбировочными наклейками.

Места нанесения пломбировочных наклеек указаны на рисунке 1.

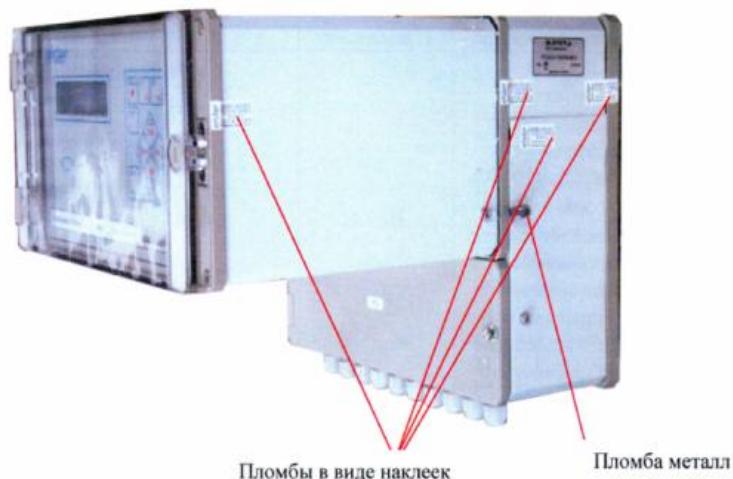


Рисунок 1 – Схема пломбирования УСПД RTU-325

Оценка влияния программного обеспечения на метрологические характеристики СИ:
влияния нет.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в
соответствии с МИ 3286-2010 – «С».

Метрологические и технические характеристики

Средства измерения 1 уровня измерительных каналов АИИС КУЭ, и
метрологические характеристики ИК приведены в таблице 2.

Каждый измерительный канал кроме СИ 1-го уровня, указанных в таблице 2, включает в свой
состав устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325-E-512 зав. № 002408, номер
Госреестра 19495-03, относительная погрешность 0,1 % (2-й уровень). 3-й уровень АИИС КУЭ
включает в себя средства, указанные в разделе «Описание средства измерений» настоящего
Описания типа СИ.

Таблица 2 – Состав 1 – го уровня АИИС КУЭ и метрологические характеристики ИК

№ ИК	Название присоединения	Тип оборудования (ТТ, ТН, счетчик)	Количество	Класс точности	Номер Госреестра	Заводской номер	Метрологические характеристики ИК	
							Основная погрешность, ±, %	Погр в раб. условиях ±, %
1	РП-24 Т1 - Медстекло яч. 7 10 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	9217, 3804	1,1	2,8
		НТМИ-10	1	0,5	831-69	6264		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153327		
2	РП-24 Т2 - Медстекло яч.18 10 кВ	ТПЛ-10 УЗ	2	0,5	1276-59	8886, 9101	1,1	2,8
		НТМИ-10	1	0,5	831-69	4851		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153329		
3	ПС Промышленная ЗРУ яч.2 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	58541, 58547	1,0	2,6
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	406, 193		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153297		
4	ПС Промышленная ЗРУ яч.2а 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	09847, 09843		
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	406, 193		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153298		
5	ПС Промышленная ЗРУ яч.8 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	12191, 12870		
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	406, 193		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153295		
6	ПС Промышленная ЗРУ яч.13 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	27305, 30795		
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	428, 415		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153294		
7	ПС Промышленная ЗРУ яч.16 6 кВ	ТЛМ-10-1УЗ	2	0,5	2473-65	9188, 9050		
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	406, 193		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153305		
8	ПС Промышленная ЗРУ яч.17 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	0221, 0344		
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	428, 415		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153306		

9	ПС Промышленная 3РУ яч. 27 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	30810,00839	1,0	2,6
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	434, 425		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153307		
10	ПС Промышленная 3РУ яч.48 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	09842, 09817	1,0	2,6
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	435, 433		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153309		
11	ПС Промышленная 3РУ яч.52 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	09833, 09816	1,0	2,6
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	435, 433		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153304		
12	РП ФТТ 3РУ яч.1 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	46000, 17921	1,1	2,8
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	3131		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153315		
13	РП ФТТ 3РУ яч.2 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	27260, 459	1,1	2,8
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	3131		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153316		
14	РП ФТТ 3РУ яч.19 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	24346, 24110	1,1	2,8
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	1719		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153317		
15	РП ФТТ 3РУ яч.20 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	45978, 62065	1,1	2,8
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	1719		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153318		
16	РП-37 Маяк яч.1 10 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	1296, 291	1,1	2,8
		НТМИ-10	1	0,5	831-69	1241		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153323		
17	РП-37 Маяк яч.11 10 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	18616, 288	1,1	2,8
		НТМИ-10	1	0,5	831-69	1241		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153324		
18	РП-37 Маяк яч.13 10 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	73922, 73988	1,1	2,8
		НТМИ-10	1	0,5	831-69	1241		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153296		

19	РП-37 Маяк яч.15 10кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	21811, 22751		
		НТМИ-10	1	0,5	831-69	1014		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153326		
20	КТП РТП-2 яч.4 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	58545, 58611		2,8
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	88		
		EA05RLP1B-3	1	0,5S	16666-97	01153320		
21	КТП РТП-2 яч.16 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	0293, 31578		1,1
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	4084		
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	16666-97	01153321		
22	КТП РТП-2 яч.18 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	14158, 11130		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	4084		
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	16666-97	01153319		
23	КТП РТП-1 яч.20 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	123, 30		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	4070		
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	16666-97	01153322		
24	РП-13 КХВ яч.1а 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	9749, 42330		
		НТМК-6	1	0,5	831-69	531		
		EA05RAL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153311		
25	РП-13 КХВ яч.2 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	1276-59	60428, 59122		2,8
		НТМК-6	1	0,5	831-69	513		
		EA05RAL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153312		
26	РП-13 КХВ яч.4 к ТП Гуторово 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	2253, 7598		1,1
		НТМК-6	1	0,5	831-69	513		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153331		
27	РП-13 КХВ яч.6 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	39834, 39833		
		НТМК-6	1	0,5	831-69	513		
		EA05RAL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153313		
28	ТП-25 Аккумулятор яч.4 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	1276-59	24469, 25985		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	342		
		A2R2-3-AL-C25-T	1	0,5S	16666-97	01160696		

29	ТП-25 Аккумулятор яч.9 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	1276-59	24440, 15836		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	114		
		A2R2-3-AL-C25-T	1	0,5S	16666-97	01160708		
30	ТП-8 Аккумулятор яч.5 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	60512, 59949		2,8
		НТМК-6	1	0,5	831-69	418		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153310		
31	РП-2 яч.4 КПК 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	55657, 55574		1,1
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	9364		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153328		
32	РП-2 яч.14 КПК 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	2430, 2434		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	9364		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153330		
33	РП-2 яч.23 КПК 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	52185, 52206		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	6587		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153332		
34	ГПП яч.36 КПК 6 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	56762, 52750		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	3409		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153293		
35	РП-2 ЭММ яч.2 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	1276-59	74564, 74599		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	9693		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153302		
36	РП-2 ЭММ яч.20 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	1276-59	54601, 54614		
		НТМИ-6	1	0,5	831-69	6594		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153300		
37	ТП Технотекс яч.8 6 кВ	ТПЛ-10M	2	0,5	1276-59	10760, 10773		2,6
		НОМ-6	2	0,5	159-49	7218, 7231		
		EA05RAL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153292		
38	РП ТЭМП завода С. Орджоникидзе яч.8 10 кВ	ТПЛ-10	2	0,5	1276-59	37771, 189		2,8
		НТМК-10	1	0,5	355-49	02		
		EA05RAL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153314		

39	КРУН Курского РЭС 6 кВ	TKC-12	2	0,5	2363-68	08232, 08128	1,1	2,8
		HTMI-6	1	0,5	831-69	5600		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153291		
40	ТП-535 яч. 4 6 кВ	TPIL-10	2	0,5	1276-59	18025, 0883		
		HTMI-6	1	0,5	831-69	136		
		EA05RAL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153325		
41	ТП-548 яч.4 ПС Щетинка 10 кВ	TPILM-10	2	0,5	2363-68	14174, 14184		
		HTMI-10	1	0,5	831-69	3736		
		A2R2-3-AL-C25T	1	0,5S	14555-02	01160709		
42	ТП-437 Т-1 0,4 кВ	TTI	3	0,5	28139-07	Y34584, Y43562, Y34583	0,8	2,0
		A2R2-4-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01160702		
43	ТП-437 Т-2 0,4 кВ	TTI	3	0,5	28139-07	Y34589, Y34592, Y34585	0,8	2,0
		A2R2-4-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01160703		
44	ТП-26 ЦЭС Т-1 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	180812, 180810, 180806	0,8	2,0
		A2R2-4-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01160705		
45	ТП-26 ЦЭС Т-2 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	180809, 180811, 180808	0,8	2,0
		A2R2-4-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01160706		
46	ТП-254 Молоко яч.2 6 кВ	TPIL-10	2	0,5	1276-59	21983, 31515	1,1	2,8
		HTMI-6	1	0,5	831-69	1040		
		EA05RL-B-3	1	0,5S	16666-97	01153299		
47	ТП-572 Т-1 0,4 кВ	T-0,66Y3	3	0,5	15698-96	00958, 77011, 77062	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01160699		
48	ТП-572 Т-2 0,4 кВ	T-0,66Y3	3	0,5	15698-96	22390, 77112, 22582	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01160700		
49	ТП-739 - ф.17 ПС Западная Зубково 0,4 кВ	T-0,66Y3	3	0,5	15698-96	172710, 172711, 172712	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155216		

50	СКТП-853 База теплосетей 0,4 кВ	T-0,66У3	3	0,5	15698-96	146448; 146447; 146446	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155218		
51	КТП-630 МУП ЖКХ 0,4кВ	TШ-0,66Т-0,66У3	1; 2	0,5	22657-02 15698-96	142715, 041884, 041877		
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155228		
52	КТП-315 МУП ЖКХ 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	024130; 024176; 024159	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155227		
53	ТП 750 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	146445; 146442; 146443	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155223		
54	ТП-9жд яч.2 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	77417; 64756; 77552	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155217		
55	ТП Водозабора Песчаный 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	09078, 025561, 009079	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155229		
56	КТПН-881 Запрудная 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	024162, 024148, 024115	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155230		
57	КТПН-993 Санаторий 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	22751, 22783, 22790	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155224		
58	КТПН-882 Песчаная 0,4 кВ	T-0,66У3	3	0,5	15698-96	77568, 77043, 77818	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155225		
59	КТП-457 0,4 кВ	T-0,66У3	3	0,5	15698-96	77180, 00527, 00531	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155220		
60	КТП-462 - Рябиновая 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	22702, 22005, 22544	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155219		
61	КТПН-137 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	146449,773450513	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155221		

62	ТП-67 ввод № 1 0,4 кВ	TK-20	3	0,5	10407-60	024151, 024180; 024163	0,8	2,0
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01155		
63	РП-30 ШИО 0,4 кВ	T-0,66	3	0,5	15698-96	05720, 42257, 41929	1,0	2,6
		A2R2-L-C25-T	1	0,5S	14555-02	01160697		
64	ПС Промышленная ЗРУ яч.1 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	2356-63	5140072, 5740066	1,0	2,6
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	428, 415		
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	16666-97	01067398		
65	ПС Промышленная ЗРУ яч.1а 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	2356-63	58550, 58542		
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	428, 415		
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	16666-97	01070557		
66	ПС Промышленная ЗРУ яч.42 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	2356-63	58543, 58487		
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	435, 433		
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	16666-97	01070556		
67	ПС Промышленная ЗРУ яч.44 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	2356-63	51482, 10720		
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	435, 433		
		EA05RL-P1B-3	1	0,5S	16666-97	01067399		
68	КЗТЗ ЦРП яч.3 Редакция 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	2356-63	25716, 28683	0,8	2,7
		НТМИ-6	1	0,5	11094-87	2873		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061778		
69	КЗТЗ ЦРП яч.6 ДК 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	2356-63	14159, 14199		
		НТМИ-6	1	0,5	11094-87	2873		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061770		
70	КЗТЗ ЦРП яч.9 Жил.пос. 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	2356-63	59155, 58177		
		НТМИ-6	1	0,5	11094-87	2873		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061772		
71	КЗТЗ ЦРП яч.16 Жил.пос. 6 кВ	ТПФМ-10	2	0,5	2356-63	23968, 167127		
		НТМИ-6-66	1	0,5	11094-87	862		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061774		
72	КЗТЗ ЦРП яч.17 ДК 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	2356-63	02144, 03478		
		НТМИ-6-66	1	0,5	11094-87	862		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061771		

73	К3Т3 ЦРП яч.19 ВКХ 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	2356-63	28717, 26508	0,8	2,7
		НТМИ-6-66	1	0,5	11094-87	862		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061776		
74	ПС К3Т3 ЦРП яч.39 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	2356-63	10852, 16148		
		НТМИ-6	1	0,5	11094-87	1210		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061779		
75	ПС К3Т3 ЦРП яч.40 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	2356-63	9977, 9448		
		НТМИ-6	1	0,5	11094-87	1210		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1115139		
76	К3Т3 ЦРП яч.44 6 кВ	ТПЛМ-10	2	0,5	2356-63	14155, 03489		
		НТМИ-6	1	0,5	11094-87	1212		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061768		
77	ПС К3Т3 ЦРП яч.49 6 кВ	ТПОЛ-10	2	0,5	2356-63	2145, 2135		
		НТМИ-6	1	0,5	11094-87	2873		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061775		
78	К3Т3-РП-1 яч. 10 Западная 6 кВ	ТПФМ-10	2	0,5	814-53	167070, 68327		
		НТМИ-6-66	1	0,5	11094-87	104		
		EA02RAL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061789		
79	К3Т3 РП-1 яч.12 Хлебозавод, 6 кВ	ТПФМ-10	2	0,5	814-53	10579, 65228		
		НТМИ-6-66	1	0,5	11094-87	104		
		EA02RL-B-3	1	0,2S	16666-97	1061766		
80	К3Т3 ТЭЦ-2 яч.2 6 кВ	ТПФ-10У3	2	0,5	1261-02	127668, 131737		
		НТМИ-6-66	1	0,5	831-69	2515		
		EA02RL-PIC-3	1	0,5S	31857-11	01072450		

81	ПС Промышленная 3РУ яч. 3 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	35130000003 35130000004	1,0	2,6
		НАМИ-10	2	0,2	11094-87	428, 415		
		A1805RL-P4GB-DW-3	1	0,5S	31857-11	01185040		
82	ПС Промышленная 3РУ яч. 29 6 кВ	ТВЛМ-10	2	0,5	1356-63	35130000001 35130000002	1,0	2,6
		НАМИ-10	2	0,2	11084-87	434, 425		
		A1805RL-P4GB-DW-3	1	0,5S	31857-11	01185041		

Примечания.

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;

4 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 $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

5 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) U ном; ток (0,05 - 1,2) I ном; $0,5 \text{ инд.} \leq \cos \varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;

– 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 $50 ^\circ\text{C}$;

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока от 0,05 I_{ном}, $\cos \varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от + 10 до + 30 °C;

7 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 на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

8 Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ – не менее $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;

- УСПД – среднее время наработки на отказ – не менее $T = 75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 0,5$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ – не менее $T = 60000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ ч;

9 Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР,

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

10 Регистрация событий:

в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
- параметрирования;
 - пропадания напряжения.

11 Защищенность применяемых компонентов:

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

- 12 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 БД.
- 13 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 электроэнергии по каждому ИК – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
 - ИВК – хранение результатов измерений и информацию о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ КЭС-01.

Комплектность средства измерений

1 Средства измерения и другие технические средства согласно таблице 2 и раздела «Описание средства измерений» настоящего описания типа.

2 Руководство по эксплуатации системы.

3 Методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ КЭС-01. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУ «Липецкий ЦСМ» в мае 2008 г. с Изменением № 1 от 25.09.2013 г.

Поверка

осуществляется по документу МП 38613-08 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ КЭС-01. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Липецкий ЦСМ» в мае 2008 г. с Изменением № 1 от 25.09.2013 г.

Средства поверки – в соответствии с методиками поверки на измерительные компоненты:

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

- трансформаторов напряжения – по 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»;

- счетчиков 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, утвержденной 12.07.97 г. ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»; счетчиков A1805RL-P4GB-DW-3 – по методике ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС»; счетчиков Меркурий 230 ART - по методике поверки в составе руководства по эксплуатации АВЛГ.411152.021 РЭ1;

- УСПД серии RTU-325 RTU-325-E-512-M11-B-Q-i2 – G – по методике поверки ДЯИМ.466453.005 МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС», МИ 2925-2005 или по ГОСТ 8.216-88.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ КЭС-01

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

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

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

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Липецкий ЦСМ»
399017 г. Липецк, ул. Гришина, д. 9а
Тел. (4742) 43-07-05 факс (4742) 43-27-47
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Липецкий ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30085-11 от 11.08.2011 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» 2013 г.