



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.048.A № 46332**

**Срок действия бессрочный**

**НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии ЗАО "КОНТИ-РУС"**

**ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 005**

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ**

**Общество с ограниченной ответственностью "Визор" (ООО "Визор"),  
г.Курск**

**РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 49725-12**

**ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ**

**МП 49725-12**

**ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **05 мая 2012 г. № 297**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." ..... 2012 г.

Серия СИ

№ 004540

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно–измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «КОНТИ–РУС».

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно–измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «КОНТИ–РУС» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1–ый уровень включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746–2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983–2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323–2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035–83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема–передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2–ий уровень – информационно–вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, коммуникационный сервер, устройство синхронизации системного времени УССВ МС–225, автоматизированное рабочее место (АРМ) и ПО.

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 преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по GSM–каналам поступает на третий уровень системы (ИВК), где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от ИВК АИИС КУЭ с использованием протоколов передачи данных TCP/IP.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемники сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов на сервере БД происходит от УССВ МС–225, установленного в помещении службы главного энергетика ЗАО «КОНТИ–РУС». Сличение часов сервера БД с часами УССВ МС–25 осуществляется каждые 30 минут. Корректировка часов на сервере БД

происходит при расхождении с временем УССВ МС–25 более чем на  $\pm 500$  мс. Корректировка часов на коммуникационном сервере происходит от часов сервера БД. Сличение часов осуществляется каждые 30 минут. Корректировка часов коммуникационного сервера происходит при расхождении с часами сервера БД более чем на  $\pm 5$  с. Сличение часов счетчиков с часами сервера БД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении часов счетчиков и часов сервера БД более чем на  $\pm 5$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) на базе «АльфаЦЕНТР», которое функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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
Программное обеспечение АльфаЦЕНТР однопользовательская версия АС_РЕ–10 (до 10 счетчиков)	ПО «АльфаЦЕНТР»	v.11.05.01	–	–

Таблица 2 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	программа–планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	v.11.05.01	f9aaf6822bf46 a3db88031533 91c02d4	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		a9d0ef2b6b1b 6257007d931d 527ba040	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		fd143e93d210 cdd5a39e6a8c 534de6c7	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		4906f2770a9ff 453ebe6003be 8fbfcec	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295f bcbba400eea e8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e3 4444170eee93 17d635cd	

Комплексы измерительно–вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», в состав которых входит ПО «АльфаЦЕНТР», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595–10;

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286–2010.

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 3 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Но- мер точ- ки изме- рений	Наименова- ние точки из- мерений	Состав измерительного канала			Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	ЦРП 6 кВ № 6 ячейка 4	ТЛК–10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. №№ 002468 002467 002459 Госреестр № 9143–06	НТМИ–6–66У3 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9322 Госреестр № 2611–70	EA05RAL– P1B–4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01086261 Госреестр № 16666– 97	Актив- ная,  реактив- ная	±0,96  ±1,91	±1,49  ±3,54
2	ЦРП 6 кВ № 6 ячейка 8	ТЛК–10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав. №№ 002460 002469 002471 Госреестр № 9143–06	НТМИ–6–66У3 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 9322 Госреестр № 2611–70	EA05RAL– P1B–4 W Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01123916 Госреестр № 16666– 97	Актив- ная,  реактив- ная	±0,96  ±1,91	±1,49  ±3,54
3	ЦРП 6 кВ № 6 ячейка 9	ТОЛ–10–I Кл. т. 0,5 100/5 Зав. №№ 12115 12061 Госреестр № 15128–07	НТМИ–6–66У3 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1684 Госреестр № 2611–70	EA05RAL– P1B–4 W Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01122534 Госреестр № 16666– 97	Актив- ная,  реактив- ная	±0,96  ±1,91	±1,49  ±3,54
4	ЦРП 6 кВ № 6 ячейка 13	ТОЛ–10–I Кл. т. 0,5 100/5 Зав. №№ 16576 16683 Госреестр № 15128–07	НТМИ–6–66У3 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1684 Госреестр № 2611–70	EA05RAL– P1B–4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01086249 Госреестр № 16666– 97	Актив- ная,  реактив- ная	±0,96  ±1,91	±1,49  ±3,54

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия эксплуатации:
  - параметры сети: напряжение (0,98–1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1–1,2)  $I_{ном}$ , частота – (50 ± 0,15) Гц;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды: (20±5) °С.
5. Рабочие условия эксплуатации:
  - параметры сети для ИК: напряжение (0,98–1,02)  $U_{ном}$ ; ток (1–1,2)  $I_{ном}$ , частота – (50 ± 0,15) Гц;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;
  - параметры сети: диапазон первичного напряжения – (0,9–1,1)  $U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока – (0,02–1,2)  $I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ( $\sin \varphi$ ) 0,5–1,0 (0,87–0,5); частота – (50 ± 0,4) Гц;
  - допускаяемая температура окружающей среды ТТ и ТН – от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков – от минус 40 °С до + 70 °С; ИВК – от + 10 °С до + 25 °С.
6. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos \varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от –15 °С до + 35 °С.
7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746–2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983–2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323–2005, ГОСТ 30206, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425–2005, ГОСТ 26035.
8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 7 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 3. Допускается замена УССВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником оборудования порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
  - пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и сервере;
- Защищённость применяемых компонентов:
  - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
    - электросчётчика;
    - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
    - испытательной коробки;
    - сервера;
  - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
    - электросчетчика;
    - сервера.
- Возможность коррекции времени в:
  - электросчетчиках (функция автоматизирована);
  - ИВК (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
  - о результатах измерений (функция автоматизирована).
- Цикличность:
  - измерений 30 мин (функция автоматизирована);
  - сбора 30 мин (функция автоматизирована).
- Глубина хранения информации:
  - электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
  - ИВК – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно–измерительную коммерческого учёта электроэнергии ЗАО «КОНТИ–РУС» типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование и тип	№ в Госреестре	Количество, шт
1	2	3
Трансформатор тока ТЛК–10	9143–06	6
Трансформатор тока ТОЛ–10–I	15128–07	4
Трансформатор напряжения НТМИ–6–66У3	2611–70	2
Счётчик электрической энергии ЕА05	16666–97	4
Устройство синхронизации системного времени НКУ Метроника МС–225	–	1
Сервер АИИС КУЭ	–	1
Методика поверки	–	1
Формуляр	–	1
Руководство по эксплуатации	–	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 49725-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «КОНТИ-РУС». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в январе 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217–2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216–88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925–2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя", МИ 2982–2006 «Измерительные трансформаторы напряжения 500/ $\sqrt{3}$ ...750/ $\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- Счетчики электрической энергии ЕвроАльфа – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки» № 026/447–2007;.
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "АльфаЦЕНТР" – по документу "Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "АльфаЦЕНТР". Методика поверки", ДЯ-ИМ.466453.06МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- Радиочасы РЧ–011 принимающие эталонный сигнал времени, передаваемый радиостанцией РБУ на частоте 66,6 кГц, номер в Государственном реестре средств измерений № 35682–07;
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами РЧ–011.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ЗАО «КОНТИ-РУС»». Свидетельство об аттестации от 22.12.2011 г. № 33/12–01.00272–2011.

## **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «КОНТИ-РУС»**

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

ГОСТ 34.601–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

ГОСТ Р 8.596–2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323–2005 (МЭК 62053–22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52323–2005 (МЭК 62053–22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.



МИ 3000–2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно–измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно–измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «КОНТИ–РУС».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Визор»

ООО «Визор»

Адрес: 305021, г. Курск, Проспект Победы, д. 2, офис № 6

Тел.: (4712) 73–10–01

Факс: (4712) 73–10–00

E–mail: [vizorcomp@yandex.ru](mailto:vizorcomp@yandex.ru)

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение

«Курский Центр Стандартизации, Метрологии и Сертификации»

(ФБУ «Курский ЦСМ»)

Юридический адрес:

305029, г. Курск

Южный пер., д. 6а

тел./факс: (4712) 53–67–74,

E–mail: [kcsms@sovtest.ru](mailto:kcsms@sovtest.ru)

Аттестат аккредитации № 30048–11 действителен до 01 декабря 2016 года

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

м.п. «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.