

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО Фирма "Актис"

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО Фирма "Актис" (в дальнейшем – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также автоматизированного сбора, хранения, обработки и отражения полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- хранение данных об измеренных величинах в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в заинтересованные организации результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений со стороны сервера заинтересованной организации к информационно-вычислительному комплексу;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001; трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001; счётчики типа СЭТ-4ТМ.03М.01 класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер, автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и соответствующее программное обеспечение (ПО) "АльфаЦЕНТР".

Принцип работы АИИС КУЭ заключается в следующем.

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. Принцип действия счетчика основан на измерении мгновенных значений входных сигналов тока и напряжения шестиканальным аналого-цифровым преобразователем (АЦП), с последующим вычислением среднеквадратических значений токов и напряжений, активной, реактивной и полной мощности и энергии, углов сдвига фазы и частоты цифровым сигнальным процессором. Счетчик также имеет в своем составе микроконтроллер, энергонезависимую память данных и встроенные часы реального времени, позволяющие вести учет активной и реактивной энергии по тарифным зонам суток.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством интерфейса RS-485 (двухпроводная физическая линия) поступает на 2-й уровень системы (сервер), где осуществляется 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.

Сервер передает данные в другие заинтересованные организации. Передача коммерческой и технологической информации АИИС КУЭ осуществляется по электронной почте в виде документа в формате XML, подлинность которого подтверждается электронной цифровой подписью, что исключает искажение информации. Передача данных может быть осуществлена по резервному каналу с помощью GSM-GPRS терминала.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, включающей в себя устройство синхронизации времени УСВ-2, таймеры счетчиков, сервера. Коррекция времени осуществляется последовательно, начиная с верхнего уровня. Синхронизация времени системы реализована на основе УСВ-2, подключенного к серверу и принимающего сигналы о точном календарном времени.

УСВ-2 один раз в час сличает свое время со временем сервера и осуществляет коррекцию времени сервера при достижении допустимого значения рассогласования, равного  $\pm 1$  с. Сличение времени счетчиков со временем сервера происходит каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем сервера  $\pm 2$  с, но не чаще чем 1 раз в сутки

Все действия по синхронизации хода внутренних часов отображаются и записываются в журнал событий на каждом из вышеперечисленных уровней.

Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с.

## **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ ОАО Фирма "Аквис" используется ИВК "АльфаЦЕНТР", а именно ПО "АльфаЦЕНТР", Госреестр № 44595-10. ПО "АльфаЦЕНТР" имеет архитектуру клиент-сервер и состоит из основных компонентов, указанных в таблице 1. ИВК "АльфаЦЕНТР" обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Уровень защиты программного обеспечения используемого в АИИС КУЭ ОАО Фирма "Аквис" от непреднамеренных и преднамеренных изменений – С (в соответствии с МИ 3286-2010).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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
ПО "АльфаЦЕНТР"	Драйвер чтения данных из файла ameta.exe	3.25.0	35b3e2dc5087e2e4d3c4486f8a3c20e4	MD5
	Драйвер чтения данных из файла ametc.exe	3.25.0	c8aad3ec27367bf8072d757e0a3c009b	
	драйвер опроса счетчиков и УСПД ekl_a.exe	3.27.3	764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	
	драйвер опроса счетчиков и УСПД ekl_c_a.exe	3.27.3	b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	
	драйвер опроса счетчиков и УСПД sicon_a.exe	3.27.3	764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	
	драйвер опроса счетчиков и УСПД sicon_c_a.exe	3.27.3	b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	
	Биллинговый сервер Billsrv.exe	3.27.0	7ddbaab9ee48b3b93bb8dc5b390e73cf	
	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe) Amrserver.exe	3.27.3	582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239	
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	
	драйвер работы с БД Cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	

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
ПО "АльфаЦЕНТР"	Библиотека шифрования пароля счетчиков A1700, A1140 encryptdll.dll	3.27.3	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
	библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

## Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов

Номер и наименование объекта		Состав измерительного канала			Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погреш- ность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ГТП-3 110/6/6 3с. яч. №27 КЛ 6кВ	ТОЛ-10-I-2У2 1500/5 КТ 0,5 ф.А №63349 ф.С №63403	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А №388 ф.В №389 ф.С №387	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0803111956 -	Активная,  реактивная	± 1,1  ± 2,7	± 3,3  ± 5,7
2	ГТП-3 110/6/6 4с. яч. №14 КЛ 6 кВ	ТОЛ-10-I-2У2 1500/5 КТ 0,5 ф.А №63355 ф.С №63354	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А №386 ф.В №390 ф.С №391	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0803111385			
3	ГТП 110/35/6 I сш яч. №5 КЛ 6 кВ	ТОЛ-10-I-2У2 1500/5 КТ 0,5 ф.А №2714 ф.С №63401	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А №394 ф.В №392 ф.С №393	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0803110351			
4	ГТП 110/35/6 РУ-6 кВ II сш яч. №6	ТОЛ-10-I-2У2 1500/5 КТ 0,5 ф.А №63406 ф.С №63673	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3:100/√3 КТ 0,5 ф.А №396 ф.В №395 ф.С №397	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 №0803111052			

### Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. При расчете погрешности ИК учтено влияние программного обеспечения на метрологические характеристики средства измерений;
3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
4. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$ ; ток  $(1 \div 1,2) I_{ном}$ , частота  $(0,95 \div 1,05) f_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .
5. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$ ; ток  $(0,05 \div 1,2) I_{ном}$ ;
  - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от

минус 40 до + 70 °С, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до +60 °С, для сервера от + 10 до +40 °С;

6. Погрешность в рабочих условиях указана для  $\cos\varphi = 0,8$  инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от + 0 до + 40°С.

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

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 2.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности ( $t_{\text{в}}$ ) не более 2 ч;
- сервер - коэффициент готовности не менее 0,99, среднее время восстановления работоспособности 0,4 ч;

Надежность системных решений:

- диагностика:
  - в журналах событий фиксируются факты:
    - журнал счётчика:
      - параметрирования;
      - пропадания напряжения;
      - коррекции времени в счетчике;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ:
  - удаленный доступ:
    - возможность съема информации со счетчика автономным способом;
    - визуальный контроль информации на счетчике.

Организационные решения:

- наличие эксплуатационной документации.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - сервера;
  - электросчётчика;
  - вторичных цепей;
- наличие защиты на программном уровне:
  - информации;
  - использование электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений;
- при параметрировании:
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервера;
  - установка пароля на конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ.

Возможность проведения измерений следующих величин:

- приращение активной электроэнергии (функция автоматическая);
- приращение реактивной электроэнергии (функция автоматическая);
- время и интервалы времени (функция автоматическая).

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматическая);
- сервере (функция автоматическая).

Возможность сбора информации:

- результатов измерения (функция автоматическая);
- состояния средств измерения (функция автоматическая).

Цикличность:

- измерений:
  - 30 минутные приращения (функция автоматизирована);
- сбора:
  - 1 раз в сутки (функция автоматизирована);

Возможность предоставления информации в заинтересованные организации:

- о результатах измерения (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации (профиля):

- электросчетчики типа СЭТ-4ТМ.03М.01 имеют энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 113 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматическая);
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматическая).

### Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО Фирма "Аквис".

### Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО Фирма "Аквис" приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность системы

№ п/п	Наименование	Номер в Госреестре средств измерений	Количество
<b>Технические средства учета электрической энергии и мощности</b>			
1	Измерительные трансформаторы тока ТОЛ-10-I-2У2	15128-07	8 шт.
2	Измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛП-ЭК-10	40014-08	12 шт.
3	Счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 для учёта активной и реактивной энергии	36697-08	4 шт.
4	Устройство синхронизации системного времени УСВ-2	41681-10	1 шт.
<b>Средства вычислительной техники</b>			
5	Сервер HP Proliant DL120 G6	---	1 шт.
6	GSM-терминал TC65 Cinterion	---	1 шт.
7	Сетевой коммутатор D-Link DES-1016D	---	1 шт.
8	ИБП Smart-UPS 1500 RM 2U	---	1 шт.

Окончание таблицы 3

№ п/п	Наименование	Номер в Госреестре средств измерений	Количество
9	Устройство для защиты от импульсных перенапряжений DTR 2/6	---	2 шт.
Программные компоненты			
10	ПО "АльфаЦЕНТР" AC PE 10	---	1 шт.
11	ПО "АльфаЦЕНТР" AC L Laptop	---	1 шт.
12	Расширение AC PE на дополнительное рабочее место AC PE2	---	1 шт.
13	Windows 7 PRO	---	2 шт.

### Поверка

осуществляется по документу "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО Фирма "Актис". Методика поверки" РКПН.422231.156.00.МП, утвержденной ФГУП "ВНИИМС" 23 июня 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03М.01 – по методике поверки "Счетчики электрической энергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03М. Методика поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1";
- устройство синхронизации времени УСВ-2 – по методике поверки "Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1".

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приводится в документе "Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии (мощности) ОАО Фирма "Актис". Инструкция по эксплуатации РКПН.422231.156.00.ИЭ".

### Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО Фирма "Актис":

1. ГОСТ 1983-2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".
2. ГОСТ 22261-94 "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".
3. ГОСТ Р 52320-2005 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии".
4. ГОСТ Р 52323-2005 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S".
5. ГОСТ Р 52425-2005 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".
6. ГОСТ 34.601-90 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания".
7. ГОСТ 7746-2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".
8. ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".



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

- при осуществлении торговли и товарнообменных операций.

**Изготовитель**

ООО "Ростовналадка"

Юридический адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араратский, 21.

Тел: 8 (863) 295-99-55

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС"

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

Электронная почта: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Аттестат аккредитации – зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 года.

**Заместитель**

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

В.Н. Крутиков



07 2011 г.