

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Кон Тики», производство

### Назначение средства измерений

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Кон Тики», производство (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Кон Тики», сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

### Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электрической энергии и значениях электрической энергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в стандартной базе данных в течение не менее 3,5 лет;
- обеспечение ежесуточного резервирования базы данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- передача результатов измерений, данных о состоянии средств измерений в различных форматах организациям-участникам розничного рынка электрической энергии (далее внешним организациям);
- предоставление контрольного санкционированного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны внешних организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция показаний часов).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерения, включающий:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ),
- вторичные измерительные цепи,
- многофункциональные электронные счетчики электрической энергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:

- автоматизированное рабочее место сервера АИИС КУЭ (далее АРМ),
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность  $S = U \cdot I$ .

Измерения активной мощности (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$ .

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

АРМ сервера осуществляет сбор и обработку результатов измерений, в том числе расчет активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений внешним организациям осуществляется по основному каналу телефонной сети общего пользования и по резервному каналу GSM-связи.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера базы данных (БД) гарантирующего поставщика в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера БД и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит  $\pm 2$  с. Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и АРМ АИИС КУЭ. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков, сервера БД) не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование присоединения	Тип, технические и метрологические характеристики, стандарт, номер Государственного реестра СИ и заводской номер		Аппаратура 2-го уровня
		ТТ	Счетчик электрической энергии	
1	ГРЩ-0,4 кВ; ТП-6479 Ввод от Т1	T-0,66 М УЗ 800/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36382-07	Альфа А1800, А1805RAL-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06	Каналообразующая аппаратура, АРМ с ПО «АльфаЦЕНТР»
2	ГРЩ-0,4 кВ; ТП-6479 Ввод от Т2	T-0,66 М УЗ 800/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36382-07	Альфа А1800, А1805RAL-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-05; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06	

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

## Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» осуществляет автоматический параллельный опрос счетчиков электрической энергии с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования, расчет электрической энергии с учетом временных зон, нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны, представление данных для анализа в табличном и графическом виде.

ПО «АльфаЦЕНТР» внесено в Государственный реестр средств измерений РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» под № 44595-10.

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

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в табл. 2.

Таблица 2

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» РЕ	программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	3.32.0.0	94b754e7dd0a57655c4f6b8252afd7a6	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.32.0.0	8278b954b23e73646072317ffd09baab	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.32.0.0	b7dc2f295375553578237ffc2676b153	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.31.0.0	5e9a48ed75a27d10c135a87e77051806	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	Нет данных	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

## Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета 2

Номинальное напряжение на вводах системы, кВ 0,4

Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А 800

Рабочие условия эксплуатации:

- напряжение (0,9 – 1,1)  $U_{ном}$
- ток (0,01 – 1,2)  $I_{ном}$
- коэффициент мощности,  $\cos\varphi$   $0,5 \leq \cos\varphi \leq 1$
- температура окружающей среды, °С от 0 до 35

Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов системы, с  $\pm 5$

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 3.

Таблица 3

№ ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$1\% I_{\text{ном}} \leq I < 5\% I_{\text{ном}}$	$5\% I_{\text{ном}} \leq I < 20\% I_{\text{ном}}$	$20\% I_{\text{ном}} \leq I < 100\% I_{\text{ном}}$	$100\% I_{\text{ном}} \leq I \leq 120\% I_{\text{ном}}$
Активная энергия						
1-2	ГРЩ-0,4кВ; ТП-6479	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,2$	$\pm 1,1$	$\pm 1,1$
	Ввод от Т1 ГРЩ-0,4кВ; ТП-6479	0,8	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$	$\pm 1,5$
	Ввод от Т2	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
Реактивная энергия						
1-2	ГРЩ-0,4кВ; ТП-6479	0,8	$\pm 5,1$	$\pm 3,7$	$\pm 3,1$	$\pm 3,1$
	Ввод от Т1 ГРЩ-0,4кВ; ТП-6479	0,5	$\pm 3,6$	$\pm 2,7$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии – среднее время наработки на отказ, не менее 120000 ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформатор тока – среднее время наработки на отказ, не менее 300000 ч. Средний срок службы 30 лет;
- GSM модем – среднее время наработки на отказ, не менее 30000 ч;
- модем для коммутируемых линий, не менее 200000 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания компонентов АИИС КУЭ с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

- счетчиками электрической энергии:
  - попыток несанкционированного доступа;
  - связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
  - коррекции текущих значений времени и даты;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - перерывов питания;
  - самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- АРМ сервера.

Защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка пароля на АРМ сервера;
- возможность использования цифровой подписи при передачи данных.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранность данных в памяти при отключении питания – 30 лет;
- АРМ сервера - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности.

### **Комплектность средства измерений**

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Кол-во
Трансформаторы тока	T-0,66 МУЗ	6
Счетчики электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-4	2
Модем	ZuXEL U336 E plus	1
Модем	Novacom RUS-MC 52iT	1
Сервер базы данных	ПЭВМ (IBM совместимый)	1
Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Преобразователь интерфейсов	MOXA NPont 6450	1
Методика измерений	ЭУАВ.021104.002-МИ	1
Паспорт-формуляр	51-11-2009-10-ПФ	1

### **Поверка**

осуществляется в соответствии с документом МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- средства поверки трансформаторов – по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии multifunctional Альфа А1800. Методика поверки»;
- переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы;
- радиочасы МИР-РЧ-01.
- 

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

Методика измерений приведена в документе ЭУАВ.021104.002-МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «Кон Тики», производство. Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00214-2012 от 30.03.2012.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «Кон Тики», производство**

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

3. МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

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

– осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Энергоучет-Автоматизация»

Адрес: 195197, г. Санкт-Петербург, ул. Жукова, д. 19.

Тел./факс: (812) 540-14-84.

E-mail: [energouchet@mail.ru](mailto:energouchet@mail.ru).

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» зарегистрирован в Государственном реестре под № 30022-10.

190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1.

Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.

E-mail: [letter@rustest.spb.ru](mailto:letter@rustest.spb.ru).

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по  
техническому регулированию  
и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.