

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РУСДЖАМ КИРИШИ»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РУСДЖАМ КИРИШИ» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ООО «РУСДЖАМ КИРИШИ», сбора, обработки, хранения 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;
- периодический (1 раз в 30 мин, 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений данных о состоянии средств измерений со стороны организаций-участников розничного рынка электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерений (ИИК):

- трансформаторы тока (ТТ);
- трансформаторы напряжения (ТН);
- счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800.

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

- каналобразующая аппаратура;
- центр сбора и обработки информации (далее ЦСОИ) с автоматизированным рабочим местом (далее АРМ);
- программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счётчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных типа Альфа А1800.

Измерение активной мощности (Р) счетчиком электрической энергии выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (р) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчик производит измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность  $S = U \cdot I$ .

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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям поступает на верхний уровень системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача данных осуществляется по каналу передачи данных стандарта GSM в ЦСОИ службы эксплуатации энергосистемы ООО «РУСДЖАМ КИРИШИ» и в центр сбора и обработки данных гарантирующего поставщика. Основной и резервный каналы связи организованы разными операторами сотовой 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 сервера БД АИИС КУЭ. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков) не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

Но- мер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Уро- вень ИВК
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	
1	2	3	4	5	6
1	Ввод 3 ПГВ-1 ЗРУ-6 кВ яч. 7	ТПОЛ-10М; 400/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47958-11; зав. № 24591, 24590, 24589	НТМИ-6-66; 6000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 2611-70; зав. № 5068	Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3х57,7/100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06, зав. № 01 219 094	Каналообразующая аппаратура, АРМ, ПО «АльфаЦЕНТР»; Госреестр СИ № 44595-10
2	Ввод 1 ПГВ-1 ЗРУ-6 кВ яч. 10	ТПОЛ-10М; 400/5; КТ 0,5S, ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47958-11; зав. № 24514, 24513, 24512	НТМИ-6-66; 6000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 2611-70; зав. № 5068	Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3х57,7/100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-11; зав. № 01 250 952	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
3	Ввод 4 ПГВ-1 ЗРУ-6 кВ яч. 27	ТПОЛ-10М; 400/5; КТ 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47958-11; зав. № 21941, 24518, 24588	НТМИ-6-66; 6000/100; КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 2611-70; зав. № 7395	Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3х57,7/100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06; зав. № 01 219 093	Каналообразующая аппаратура, АРМ, ПО «АльфаЦЕНТР», Госреестр СИ № 44595-10
4	Ввод 2 ПГВ-1 ЗРУ-6 кВ яч. 35	ТПОЛ-10М; 400/5; КТ 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47958-11; зав. № 24515, 24516, 24517	НТМИ-6-66; 6000/100, КТ 0,5, ГОСТ 1983-2001; Госреестр СИ № 2611-70; зав. № 7395	Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 3х57,7/100 В; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-11; зав. № 01 250 953	

Примечание – Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков 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

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

Идентификационные данные ПО представлены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование ПО	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР» РЕ	отсутствует	12.01	3E736B7F380863F44 CC8E6F7BD211C54	MD5

ПО внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии ИВК «АльфаЦЕНТР», № 44595-10.

ПО «АльфаЦЕНТР» имеет свидетельство о метрологической аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 г., выданное ФГУП «ВНИИМС».

Программное обеспечение имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

### Метрологические и технические характеристики

Количество ИК коммерческого учета	4
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	6
Отклонение напряжения от номинального, %	±20
Номинальное значение первичных токов ТТ измерительных каналов, А	400
Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120
Коэффициент мощности, cos φ	0,5 – 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: – трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, счетчиков	от 0 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее	120000

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

Таблица 3

Номер ИК	Значение cosφ	1 % I <sub>НОМ</sub> ≤ I < 5 % I <sub>НОМ</sub>	5 % I <sub>НОМ</sub> ≤ I < 20 % I <sub>НОМ</sub>	20 % I <sub>НОМ</sub> ≤ I < 100 % I <sub>НОМ</sub>	100 % I <sub>НОМ</sub> ≤ I ≤ 120 % I <sub>НОМ</sub>
1	2	3	4	5	6
Активная энергия					
1	1,0	±2,5	±1,7	±1,6	±1,6
2	0,8	±3,3	±2,4	±2,0	±2,0
3					
4	0,5	±5,7	±3,5	±2,8	±2,8
Реактивная энергия					
1	0,8	±5,7	±3,5	±2,8	±2,8
2					
3	0,5	±4,2	±3,7	±3,4	±3,4
4					

Примечание – В качестве характеристик погрешности указаны пределы относительной погрешности измерений (приписанные характеристики погрешности) при доверительной вероятности 0,95.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик – среднее время наработки на отказ не менее T = 120000 ч, средний срок службы 30 лет;

- трансформатор тока – средняя наработка до отказа –  $40 \cdot 10^5$  часов, средний срок службы – 30 лет;
- трансформатор напряжения – средний срок службы – 25 лет.

Надежность системных решений:

§ резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники розничного рынка электрической энергии по основному или резервному каналам связи (телефонная сеть стандарта GSM организованная на базе разных операторов сотовой связи);

§ регистрация событий:

- в журнале событий счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной колодки;

§ защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на АРМ.

Глубина хранения информации:

§ счетчик – 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;

§ АРМ – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### **Знак утверждения типа**

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РУСДЖАМ КИРИШИ».

### **Комплектность средства измерений**

1. Трансформатор тока ТПОЛ-10М	12 шт.
2. Трансформатор напряжения НТМИ-6-6б	2 шт.
3. Счётчик электрической энергии трехфазный многофункциональный типа Альфа А1800 А1805RAL-P4GB-DW-4	4 шт.
4. Сотовый модем Cinterion MC-52i	3 шт.
5. Многоканальное устройство связи E200-1	1 шт.
6. Автоматизированное рабочее место	1 шт.
7. ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
8. Методика измерений 4222-002.РДК-52156036 МИ	1 экз.
9. Паспорт 4222-002.РДК-52156036 ПС	1 экз.

### **Поверка**

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

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

– средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в табл. 2 МИ 3000-2006.

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

Методика измерений приведена в документе 4222-002.РДК-52156036 МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «РУСДЖАМ КИРИШИ». Свидетельство об аттестации МИ № 01.00292.432.00284-2013 от 24 июня 2013 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «РУСДЖАМ КИРИШИ»**

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**

Закрытое акционерное общество «ОВ» (ЗАО «ОВ»).

Адрес: 198095, г. Санкт-Петербург, ул. Маршала Говорова, д. 40, офис 1.

Тел./факс: (812) 252-47-53.

Http: [www.ovspb.ru](http://www.ovspb.ru). E-mail: [info@ovspb.ru](mailto:info@ovspb.ru).

### **Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург»

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).

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30022-10 от 20.12.2010 г

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по  
техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.