

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург»

Назначение средства измерений

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Амкор Табакко Пекенджинг Санкт-Петербург», 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 времени).

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 ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург» (далее АРМ),
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура),
- программное обеспечение ПО «Альфа ЦЕНТР».

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 рассчитывает 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 компонентов системы (внутренних часов счетчиков) производится от системных часов сервера баз данных ООО «Энергия холдинг» в ходе опроса счетчиков. Коррекция выполняется автоматически, если при расхождении показаний часов сервера баз данных ООО «Энергия холдинг» и часов счетчиков АИИС КУЭ более, чем на 2 с. Факт каждой коррекции регистрируется в журналах событий счетчиков и сервера баз данных. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов счетчиков и расхождение показаний в секундах счетчиков и сервера баз данных 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		Наименование измеряемой величины
		ТТ	Счетчик электрической энергии	
1	ГРПЦ-0,4 кВ (MDB) ввод 1	ТСН-10, 2500/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ: № 26100-03; Заводской номер: 5063812173-1,А 5063812173-1,В 5063812173-1,С	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; Заводской номер: 01192656	Активная и реактивная электрическая энергия и мощность
2	ГРПЦ-0,4 кВ (MDB) ввод 2	ТСН-10, 2500/5; 0,2S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ: № 26100-03; Заводской номер: 5063812173-2,А 5063812173-2,В 5063812173-2,С	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; Заводской номер: 01192646	Активная и реактивная электрическая энергия и мощность

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 ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург» используется программное обеспечение (ПО) «Альфа ЦЕНТР».

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

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

Идентификационные данные ПО «Альфа ЦЕНТР» 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 «Альфа ЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	3.29.0.0	E357189AEA0466E98 B0221DEE68D1E12	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.29.1.0	745DC940A67CFEB3 A1B6F5E4B17AB436	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.29.1.0	ED44F810B77A6782A BDAA6789B8C90B9	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.29.0.0	0AD7E99FA26724E65 102E215750C655A	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbb ba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	Нет данных	b8c331abb5e34444 170eee9317d635cd	

Метрологические и технические характеристики

Количество ИК коммерческого учета	2
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	0,4
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	2500
Рабочие условия эксплуатации:	
– напряжение	(0,95 – 1,05) Uном
– ток	(0,05 – 1,2) Iном
– коэффициент мощности, cosφ	0,5 ≤ cosφ ≤ 1
– температура окружающей среды, °С	от 5 до 25
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов системы, с	±5

Пределы относительных погрешностей (приписанные характеристики погрешности) измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург» приведены в табл. 3.

Таблица 3

№ ИК	Наименование присоединения	Значение cosφ	$1\%I_{ном} \leq I < 5\%I_{ном}$	$5\%I_{ном} \leq I < 20\%I_{ном}$	$20\%I_{ном} \leq I < 100\%I_{ном}$	$100\%I_{ном} \leq I \leq 120\%I_{ном}$
Активная энергия						
1-2	ГРЩ-0,4 кВ (MDB), ввод 1	1,0	±1,9	±1,4	±1,4	±1,4
	ГРЩ-0,4 кВ (MDB), ввод 2	0,8	±2,0	±1,8	±1,5	±1,5
	ГРЩ-0,4 кВ (MDB), ввод 2	0,5	±2,6	±2,0	±1,7	±1,7
Реактивная энергия						
1-2	ГРЩ-0,4 кВ (MDB), ввод 1	0,8	±8,1	±3,0	±2,1	±1,9
	ГРЩ-0,4 кВ (MDB), ввод 2	0,5	±6,0	±2,6	±1,9	±1,9

Примечание:

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

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 1000000 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).

Защищенность 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

Знак утверждения типа наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург».

Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Кол-во
Трансформаторы тока	ТСН-10	6
Счетчики электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-4	2
Модем	US Robotics 56KV92 ent	2
Модем	GSM – терминал Siemens VC-35i	1
Сервер базы данных	ПЭВМ (IBM совместимый)	1
Программное обеспечение «Альфа ЦЕНТР»	ПО «Альфа ЦЕНТР»	1
Руководство по эксплуатации	0809-183.00.000 ИЭ	1
Методика измерений	0809-183.00.000 МИ	1
Методика поверки	432-067-2012 МП	1
Паспорт-формуляр	0809-183.00.000 ПФ	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 432-067-2012 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург». Методика поверки», утвержденным 09.02.2012 г.

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 многофункциональные 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 0809-183.00.000 МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности». Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00187-2011 от 18.08.2011.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург»

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. 432-067-2012 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Амкор ТП Санкт-Петербург». Методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

– осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ЭНКОМ» (ЗАО «ЭНКОМ»)
Адрес: 199178, г. Санкт-Петербург, 4 линия В.О., д. 65, лит. А.
Тел./факс (812) 332-28-01.
E-mail: office@enkom-spb.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.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П.

«_____» _____ 2012 г.