

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «ПСК «Уткина Заводь»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «ПСК «Уткина Заводь» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «ПСК «Уткина Заводь», 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:

- автоматические измерения 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 результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным 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 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),
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН),
- вторичные измерительные цепи,
- счетчики электрической энергии.

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

- сервер баз данных коммерческого учета ООО «РКС-энерго» (далее БД),
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура),
- устройства синхронизации времени УСВ-1,
- программное обеспечение «ПИРАМИДА 2000».

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.

Сервер БД 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), включающую в себя сервер БД коммерческого учета ООО «РКС-энерго», осуществляющий синхронизацию часов счетчиков по эталонным сигналам точного времени, полученным от устройства синхронизации времени УСВ-1.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера БД коммерческого учета гарантирующего поставщика в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение показаний часов сервера БД и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит ± 2 с. Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и сервера БД АИИС КУЭ. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков, сервера БД) не превышает ± 5 с.

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

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	Оборудование ИВК (2-й уровень)
1	БРП РУ-10 кВ, ячейка 14	ТЛК-10-9; 300/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 9143-01 зав.№ 00806 зав.№ 00886 зав.№ 01162	НАМИТ-10-2 УХЛ2 10000/100 класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 16687-02 зав.№ 1163	ЦЭ 6850М $I_{\text{ном}} (I_{\text{макс}}) = 5 (10) \text{ А};$ $U_{\text{ном}} = 3 \times 57,7/100 \text{ В};$ класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 20176-06; зав.№ 007251033001404	Каналообразующая аппаратура УСВ-1, сервер БД, ПО «ЛИРАМИДА 2000»
2	БРП РУ-10 кВ, ячейка 35	ТЛК-10-9 ; 300/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 9143-01 зав.№ 00957 зав.№ 01170 зав.№ 00901	НАМИТ-10-2 УХЛ2 10000/100 класс точности 0,5 ГОСТ 1983-2001 Госреестр СИ № 16687-02 зав.№ 1152	ЦЭ 6850М $I_{\text{ном}} (I_{\text{макс}}) = 5 (10) \text{ А};$ $U_{\text{ном}} = 3 \times 57,7/100 \text{ В};$ класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 20176-06; зав.№ 007251035000030	

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 АИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

В АИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000» внесено в Государственный реестр средств измерений РФ в составе системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида» под № 21906-11.

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

Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование ПО	Наименование программного модуля	Наименование файлов	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Версия файлов
Пакет программ программного обеспечения «Пирамида 2000»	Метрологически значимые файлы	CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3cce41b548d2c83 6f557f885b73726132cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	1.0.0.0 1.0.0.0 1.0.0.0 1.0.0.0 1.0.0.0 1.0.0.0 1.0.0.0 1.0.0.0 1.0.0.0 1.0.0.0

Метрологические и технические характеристики

Количество ИК коммерческого учета	2
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	10
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	300
Рабочие условия эксплуатации:	
– напряжение	(0,8 – 1,2) $U_{\text{ном}}$
– ток	(0,01 – 1,2) $I_{\text{ном}}$
– коэффициент мощности, $\cos\phi$	$0,5 \leq \cos\phi \leq 1$
– температура окружающей среды, °C	от 15 до 35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов системы, с	± 5

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

Таблица 3

№ ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos\phi$	$1\% I_{\text{ном}} \leq I < 5\% I_{\text{ном}}$	$5\% I_{\text{ном}} \leq I < 20\% I_{\text{ном}}$	$20\% I_{\text{ном}} \leq I < 100\% I_{\text{ном}}$	$100\% I_{\text{ном}} \leq I \leq 120\% I_{\text{ном}}$
Активная энергия						
1-2	БРП РУ-10 кВ, ячейка 14 БРП РУ-10 кВ, ячейка 35	1,0	$\pm 2,1$	$\pm 1,5$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
		0,8	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
		0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,2$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
Реактивная энергия						
1-2	БРП РУ-10 кВ, ячейка 14 БРП РУ-10 кВ, ячейка 35	0,8	$\pm 4,6$	$\pm 2,9$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
		0,5	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$

Примечание:

В качестве характеристик погрешности указаны пределы допускаемой относительной погрешности измерений при доверительной вероятности 0,95.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии – среднее время наработки на отказ, не менее 160000 ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы тока и напряжения – среднее время наработки на отказ, не менее 219000 ч. Средний срок службы 25 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, приведшим 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;
- сервера БД.

Защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;

- установка пароля на сервер БД;
- 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;
- сервер БД - хранение результатов измерений и информации о состояний 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 АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Кол-во
Трансформаторы тока	ТЛК-10-9	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	2
Счетчики электрической энергии	ЦЭ 6850М	2
Преобразователь интерфейса	МУС Е200-1	1
Сотовый модем	Cinterion MC-35it	2
Сервер базы данных	ПЭВМ (IBM совместимый)	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Методика измерений	АБВШ.723400.87 МИ	1
Паспорт	АБВШ.723400.87 ПС	1

Проверка

осуществляется в соответствии с документом МИ 3000-2006 «Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- средства поверки трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа ЦЭ6850М – в соответствии с документом ИНЕС.411152.034Д1 «Счетчики электрической энергии типа ЦЭ6850.Методика поверки», утвержденным ФГУП ВНИИМ 15.12.2002 г.;
- 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 АБВШ.723400.87МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с помощью системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «ПСК «Уткина Заводь»». Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00200-2011 от 02.11.2011.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «ПСК «Уткина Заводь»

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 «Государственная система обеспечения единства измерений. 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

Общество с ограниченной ответственностью «АНКОМ+» (ООО «АНКОМ+»)

Адрес: 198216, г. Санкт-Петербург, Ленинский пр., д. 139, пом. 216.

Факс (812) 603-29-40.

www.ankom99@bk.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.