

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии «Дунайский 3»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии «Дунайский 3» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения и учета потребленной активной электрической энергии в сетях бытовых потребителей, автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации о параметрах энергопотребления объектов жилого дома по адресу: г. Санкт-Петербург, Дунайский пр., д. 3 с целью коммерческого и статистического учета.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение суточных приращений активной электрической энергии;
- периодический (1 раз в сутки) автоматический и/или по запросу сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (1 сутки);
- 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, включающий:
- трансформаторы тока (ТТ) типа Т-0,66 МУ3, 75/5, 300/5, Госреестр СИ № 36382-07, класс точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001;
 - счетчики электрической энергии, оснащенные радиомодулями ZigBee, СЕ303 S31 543 JR2VZ, Госреестр СИ № 33446-08, класс точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005; СЕ303 S31 746 JR2VZ, Госреестр СИ № 33446-08 и СЕ102 S7 145 OKR1SVZ, Госреестр СИ № 33820-07, класс точности 1,0 по ГОСТ Р 52322-2005 для активной электрической энергии;
 - ретрансляторы РТ-01 и коммуникационный шлюз ШЛ-ЗВ-02).

- 2-й уровень: информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:
- сервер центра сбора и обработки данных (далее Сервер ЦСОД) ЗАО «Петроэлектросбыт»;
 - технические средства приемопередачи данных (каналообразующая аппаратура);
 - 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

измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения и тока и рассчитывают полную мощность.

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.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U*I$.

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.

Результаты измерений электрической энергии передаются в цифровом формате на сервер гарантировавшего поставщика (ЗАО «Петроэлектросбыт») с целью обеспечения коммерческих расчетов.

Передача информации на верхний уровень АИИС КУЭ организована на базе встроенных в счетчики радиомодемов и коммуникационного шлюза ШЛ- ZB-02 (сертификат соответствия № РОСС RU.XP28.H00917), обеспечивающего ретрансляцию измерительной информации передаваемой счетчиками по ZigBee сети на сервер ИВК по GPRS/ TCP-IP протоколу. Для повышения надежности передачи данных по сети ZigBee применяются дополнительные маршрутизаторы – ретрансляторы РТ-01 (сертификат №РОСС RU.AB75.H01173).

На втором уровне системы выполняется дешифрование поступающей измерительной информации в соответствии с протоколом SSL128, идентификация поступивших данных в соответствии с протоколом обмена счетчиков, обработка и хранение измерительной информации с возможностью последующего оформления справочных и отчетных документов.

Коррекция часов счетчиков производится от часов сервера ЦСОД гарантировавшего поставщика в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера ЦСОД и часов счетчиков превосходит ± 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и ЦСОД АИИС КУЭ. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков, сервера ЦСОД) 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	Наимено-вание присоединения	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Счетчик	Каналообразующая аппаратура	Оборудование ИВК (2-й уровень)
1	2	3	4	5	6
1-200	Квартира 1-200	–	СЕ102 S7 145 OKR1SVZ; Iб (Imax) = 5 (60) А; Uном = 230 В; КТ: по активной энергии – 1,0; ГОСТ Р 52322-2005; Госреестр СИ № 33820-07;	коммуникационный шлюз ШЛ- ZB -02, ретрансляторы РТ-01	каналообразующая аппаратура, ЦСОД, ПО «Пирамида 2000», Госреестр СИ № 21906-11

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
201	ГРЩ к/o	–	СЕ303 S31 746 JR2VZ; Иб (Imакс) = 5 (100) А; Уном = 3 x 230/400 В; КТ: по активной энергии – 1,0; ГОСТ Р 52322-2005; Госреестр СИ № 33446-08		
202	ГРЩ ввод 2	Т-0,66 МУ3, 300/5, КТ 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36382-07	СЕ303 S31 543 JR2VZ; Ином (Imакс) = 5 (10) А; Уном = 3 x 230/400 В; КТ: по активной энергии – 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; Госреестр СИ № 33446-08	коммуника- ционный шлюз ШЛ-ZB-02, ретрансляторы РТ-01	каналообразующая аппаратура, сервер ЦСОД, ПО «Пирамида 2000», Госреестр СИ № 21906-11
203	ГРЩ ввод 1	Т-0,66 МУ3; 300/5; КТ 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36382-07	СЕ303 S31 543 JR2VZ; Ином (Imакс) = 5 (10) А; Уном = 3 x 230/400 В; КТ: по активной энергии – 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; Госреестр СИ № 33446-08		
204	ГРЩ тех. цели – лифты	Т-0,66 МУ3; 75/5; КТ: 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 36382-07	СЕ303 S31 543 JR2VZ; Ином (Imакс) = 5 (10) А; Уном = Уном = 3 x 230/400B; КТ: по активной энергии – 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; Госреестр СИ № 33446-08		

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

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в табл. 2

Таблица 2

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d6 3da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f 7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fd c27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3cc ea41b548d2c83	MD5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

ПО «Пирамида 2000» внесено в Государственный реестр средств измерений РФ в составе системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида» под № 21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26.10.2011 г., выданное ФГУП « ВНИИМС».

Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» соответствует уровню «С».

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики АИС КУЭ приведены в табл. 3.

Таблица 3

Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	204
Номинальное напряжение на присоединениях, В	230; 400
Допускаемое отклонение напряжения от номинального, %	±10
Максимальный ток (Imax), А	60 (ИК № 1 – 200) 100 (ИК № 201)
Базовый ток счетчиков с непосредственным включением (Iб), А	5
Диапазон изменения тока в % от базового значения тока	от 5 до 1200 (ИК № 1 – 200); от 5 до 2000 (ИК № 201)
Номинальный первичный ток счетчиков, включаемых через трансформаторы тока (Inom), А	5

Продолжение таблицы 3

Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120 (ИК № 202 – 204)
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	75 (ИК № 204); 300 (ИК № 202 – 203)
Номинальная частота, Гц	50
Допускаемое отклонение частоты от номинальной, %	$\pm 2,5$
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 – 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С: – трансформаторов тока, счетчиков	от 15 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	± 5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее	160000

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерение активной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ «Дунайский 3» приведены в табл. 4. и табл.5

Таблица 4

Номер ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$1 \% I_6 \leq I < 5 \% I_6$	$5 \% I_6 \leq I < 20 \% I_6$	$20 \% I_6 \leq I < 100 \% I_6$	$100 \% I_6 \leq I \leq I_{\max}$
1-200	Квартирные присоединения	1	$\pm 3,0$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
		0,8	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$
		0,5	$\pm 3,2$	$\pm 3,2$	$\pm 2,9$	$\pm 2,9$
201	Коммунальное освещение ГРЩ к/o	1	$\pm 3,0$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$	$\pm 2,7$
		0,8	$\pm 3,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,8$	$\pm 2,8$
		0,5	$\pm 3,2$	$\pm 3,2$	$\pm 2,9$	$\pm 2,9$

Таблица 5

Номер ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$1 \% I_{\text{ном}} \leq I < 5 \% I_{\text{ном}}$	$5 \% I_{\text{ном}} \leq I < 20 \% I_{\text{ном}}$	$20 \% I_{\text{ном}} \leq I < 100 \% I_{\text{ном}}$	$100 \% I_{\text{ном}} \leq I \leq 120 \% I_{\text{ном}}$
202 203 204	ГРЩ ввод 2, ГРЩ ввод 1, ГРЩ тех.цели – лифты	1,0	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
		0,8	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,7$	$\pm 1,7$
		0,5	$\pm 5,5$	$\pm 3,1$	$\pm 2,3$	$\pm 2,3$

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии однофазный – среднее время наработки на отказ не менее $T = 160000$ ч, средний срок службы не менее 30 лет;
- счетчик электрической энергии трехфазный – среднее время наработки на отказ не менее $T = 160 000$ ч, средний срок службы не менее 30 лет

– трансформатор тока – средняя наработка до отказа 400000 часов;

Надежность системных решений:

§ резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электрической энергии по телефонной радиосети стандарта GSM 900/1800 в соответствии с протоколом GPRS/TCP-IP;

§ регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- испытательной колодки;

§ защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервер ЦСОД.

Глубина хранения информации:

§ трехфазный счетчик – суточные показания электрической энергии не менее 35 суток;

§ однофазный счетчик – суточные показания электрической энергии не менее 35 суток;

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

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии «Дунайский 3».

Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Количество
Трансформатор тока	T-0,66МУ3	9
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	CE303 S31 543 JR2VZ	3
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	CE303 S31 746 JR2VZ	1
Счетчик электрической энергии однофазный многофункциональный	CE102 S7145 OKR1SVZ	200

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Количество
Коммуникационный шлюз	ШЛ-ZB-02	1
Ретранслятор цифровой беспроводной	РТ-01	4
Сервер центра сбора и обработки данных	ПЭВМ (ПВМ совместимый)	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт	ТПГК.411711.001 ПС	1
Руководство по эксплуатации	ТПГК.411711.001 РЭ	1
Методика измерений	ТПГК.411711.001 МИ	1

Проверка

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 таблице 2 МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе ТПГК.411711.001МИ «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии «Дунайский З». Свидетельство об аттестации МИ № 01.00292.432.00209-2012 от 01 марта 2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ «Дунайский З»

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. 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 «ТелеПозиционный Проект» (ООО «ТПП»)
Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Арсенальная, д. 1, корп. 2
тел.: (812) 329-56-73, факс: (812) 331-41-80.
<http://www.telemetria.ru> E-mail: info@telemetria.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

Ф.В. Булыгин

М.П.

«____»_____ 2013 г.

От Испытателя

подпись

Рагулин А.И.

От Заявителя
Генеральный директор

подпись

Зинин Д.В.

расшифровка подписи

От ФГУП «ВНИИМС»

подпись

расшифровка подписи

От Управления метрологии

подпись

расшифровка подписи