

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ТРК «Нарва»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ТРК «Нарва» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ООО «Торговый сервис» ТРК «Нарва», 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 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;
 - счетчики электрической энергии.
- 2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:
 - сервер баз данных (АРМ энергетика) коммерческого учета ТРК «Нарва» (далее сервер БД);
 - технические средства приема-передачи 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 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.

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 GSM-связи и резервному каналу телефонных сетей общего пользования (коммутируемая линия).

Коррекция показаний часов счетчиков производится от часов сервера БД гарантирующего поставщика в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение 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 и сервера БД) не превышает ± 5 с.

Журнал событий счетчиков электрической энергии отражает: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Состав измерительных каналов приведен в табл.1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительных каналов		
		Трансформатор тока	Счетчик	Оборудование ИВК (2-й уровень)
1	Ввод № 1	Т-0,66; 500/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22656-07; Зав. № 141276; Зав. № 141271; Зав. № 141270.	А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 380 В; Класс точности: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0. ГОСТ Р 52323-2005; ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06; Зав. № 01212045.	Каналообразующая аппаратура, сервер БД, ПО «Пирамида 2000»
2	Ввод № 2	Т-0,66; 500/5; Класс точности 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22656-07; Зав. № 141291; Зав. № 141281; Зав. № 141301.	А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5 (10) А; Уном = 380 В; Класс точности: по активной энергии – 0,5S; по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52323-2005; ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-06; Зав. № 01212038.	Каналообразующая аппаратура, сервер БД, ПО «Пирамида 2000»

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
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
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	ParsePiramide.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рас-синхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

ПО имеет уровень защиты «С» в соответствии с МИ 3286.

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».

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3

Количество ИК коммерческого учета	2
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	0,4
Отклонение напряжения от номинального, %	±10
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	500 (ИК1-2)
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, счетчиков	от 15 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ электросчетчиков не менее, ч	120000

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

Таблица 4

№ ИК	Наименование присоединения	Значение cosφ	$1\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 5\% I_{\text{НОМ}}$	$5\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 20\% I_{\text{НОМ}}$	$20\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 100\% I_{\text{НОМ}}$	$100\% I_{\text{НОМ}} \leq I < 120\% I_{\text{НОМ}}$
Активная энергия						
1 2	ввод № 1 ввод № 2	1,0	±2,4	±1,5	±1,4	±1,4
1 2	ввод № 1 ввод № 2	0,8	±3,2	±2,0	±1,7	±1,7
1 2	ввод № 1 ввод № 2	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
Реактивная энергия						
1 2	ввод № 1 ввод № 2	0,8	±6,0	±3,3	±2,3	±2,2
1 2	ввод № 1 ввод № 2	0,5	±4,1	±2,5	±1,9	±1,9

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчики электрической энергии – среднее время наработки на отказ, не менее 120000 ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы тока – среднее время наработки на отказ, не менее 21900 ч. Средний срок службы 25 лет.

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:
 - о попыток несанкционированного доступа;
 - о связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - о коррекции текущих значений времени и даты;
 - о отсутствии напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - о перерывов питания;
 - о 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 состоянии средств измерений - за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Кол-во
Трансформаторы тока	Т-0,66	6
Счетчики электрической энергии	A1805RAL-P4G-DW-4	2
Контролер	СИКОН TC65	1
Модем	AnCom STF/D5020C/105	1
Сервер базы данных	ПЭВМ (IBM совместимый)	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Методика измерений	ВЛСТ 758.00.000 МИ	1
Паспорт-формуляр	ВЛСТ 758.00.000 ФО	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 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 ВЛСТ 758.00.000 МИ «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) ТРК «Нарва». Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.00228-2012 от 20.07.2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ТРК «Нарва»

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 «Системы и Технологии Северо-Запад»
Юридический адрес: 196191, г. Санкт-Петербург, пл. Конституции, д.7, пом. 330.
Фактический адрес: 196247, г. Санкт-Петербург, Ленинский пр., д.151, пом. 831.
Тел./факс (812) 676-77-25.
E-mail: sitspb@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

Ф.В. Булыгин

М.П.

«___» _____ 2013 г.