

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

Р. В. Яншин / В.Н. Яншин

В.Н. Яншин

» 09 2007 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «ПЗРА»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>35958-07</u>
---	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ЗАО ПКФ «Энергоинформ», г. Нижний Новгород, заводской № 1.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «ПЗРА» (в дальнейшем – АИИС КУЭ «ПЗРА») предназначена для измерений активной, реактивной энергии и мощности, позволяющая определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах: на оптовом рынке электроэнергии (мощности), а также для автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации.

Область применения: АИИС КУЭ «ПЗРА» применяется в ОАО «Правдинский завод радиорелейной аппаратуры» (г. Балахна Нижегородской области) и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ «ПЗРА» представляет собой многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ «ПЗРА» решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодически (1 раз в сутки) и /или по запросу происходит автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений и приращений электроэнергии 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;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений, в том числе по контрольному запросу;
- обеспечение защиты системы и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств;
- обеспечение единого времени в системе.

АИИС КУЭ «ПЗРА» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ 4ТМ.02.2 класса точности 0,5S для активной электроэнергии и 1,0 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (3 точки измерения).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «ЭКОМ 3000» со встроенным устройством синхронизации системного времени.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя модемы Zuxel U-336S – резервный канал передачи данных; GSM терминал Siemens TC 35i – основной канал передачи данных, сервер баз данных (БД) Fujitsu-Siemens Primergy TX200, автоматизированные рабочие места (АРМ) и программно технический комплекс ПТК «Энергосфера ES++».

Программно технический комплекс «Энергосфера ES++» включает следующие модули: «Сервер опроса», АРМ «Control Age», «Консоль администратора ПТК ЭКОМ», «AdmTool», «Конфигуратор 3000», «Конфигуратор АСКП», «Просмотр данных в УСПД» и обеспечивает визуализацию измеренных счетчиками электрической энергии параметров и состояний компонентов системы, задание режимов автоматического опроса счетчиков, конфигурирование и настройку отдельных счетчиков по точкам учета, формирование групп точек учета, введение протоколов и архивирование данных, экспорт информации в базы данных, а также вывод на устройство печати отчетов с коммерческой информацией.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами во вторичные токи и напряжения, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на GSM терминал Siemens TC 35i, далее по беспроводной линии связи поступает на вход УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем уровне – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, по коммутируемым телефонным линиям связи.

АИИС КУЭ «ПЗРА» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от ЭКОМ-3000, снабженного модулем GPS, который обеспечивает прием сигналов точного времени и синхронизацию времени по системе GPS.

Питание сервера БД, УСПД, АРМ, модема Zuxel U-336S, GSM терминала Siemens TC 35i осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 В, частотой  $(50 \pm 1)$  Гц.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1	ВЛ 110 кВ №100 (ГЭС-ЦБК) с отпайками на ГПП 110/6 «Береза», ПС «Малаховская», отпайка на ГПП 110/6 кВ «Береза» ввод 1	ТЛМ-10- IУ3 1000/5 Кл. т. 0,5S зав. № 02053 зав. №	НАМИТ-10- 2 УХЛ 2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 0674	СЭТ- 4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 06061227	ЭКОМ- 3000 Зав.№ 080614 25	Активная          реактив-

ная

		02056			
2	ВЛ 110 кВ №103 (НиГ-РЭС-«Чистое») с отпайками на ГПП 110/6 «Береза», ПС «Бурцевская», отпайка на ГПП 110/6 кВ «Береза» ввод 2	ТПОЛ-10-У3 1000/5 Кл. т. 0,5S зав. № 5776 зав. № 5777	НАМИТ-10-2 УХЛ 2 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. № 1351	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 06062447	Активная реактивная
3	ВЛ 110 кВ №100 (ГЭС-ЦБК) с отпайками на ГПП 110/6 «Береза», ПС «Малаховская», отпайка на ГПП 110/6 кВ «Береза» ТСН-1, 2	Т-0,66 У3 100/5 Кл. т. 0,5S зав. № 106288 зав. № 106291 зав. № 106416	Прямое включение	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №04061044	Активная реактивная

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %.

№ ИИК	Состав ИИК <sup>3)</sup>	cos φ (sin φ)	$\delta$ 1(2)%I <sup>1)</sup>			
			I <sub>1(2)%</sub> < I ≤ I <sub>5%</sub>	I <sub>5%</sub> < I ≤ I <sub>20%</sub>	I <sub>20%</sub> < I ≤ I <sub>100%</sub>	I <sub>100%</sub> < I ≤ I <sub>120%</sub>
1, 2	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,4	±1,4	±1,3	±1,3
		0,8 (инд.)	±2,9	±2,0	±1,7	±1,7
		0,5 (инд.)	±4,3	±2,6	±2,1	±2,1
	ТТ класс точности 0,5S ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±5,6	±2,7	±2,0	±2,0
		0,5 (0,86)	±5,0	±2,3	±1,8	±1,8
3	ТТ класс точности 0,5S Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	1	±2,4	±1,3	±1,2	±1,2
		0,8 (инд.)	±2,9	±1,9	±1,6	±1,6
		0,5 (инд.)	±4,2	±2,4	±1,9	±1,9
	ТТ класс точности 0,5S Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±5,5	±2,6	±1,9	±1,9
		0,5 (0,86)	±5,0	±2,3	±1,7	±1,7

Примечания:

1. Погрешность нормируется для тока I от 2% до 5% номинального значения при  $\cos\varphi < 1$ .
2. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденный тип. Замена оформляется актом в установленном порядке согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Температурный диапазон окружающей среды для:

- счетчиков электрической энергии -10...+40°C;

- трансформаторов тока и напряжения -40...+55°C;  
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более 0,5 мТл;  
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более 0,25%;  
Первичные номинальные напряжения - 6; 0,4 кВ;  
Первичные номинальные токи - 1000; 100 А;  
Номинальное вторичное напряжение - 100; 380В;  
Номинальный вторичный ток, 5 А.  
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, ±3 секунд.

Средняя наработка на отказ системы не менее 21929,8 часов.

Среднее время восстановления системы не более 24 часов.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

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

Защищенность применяемых компонентов:

- Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчетчика;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера.
- Защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутной профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 100 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

### **ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА**

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ «ПЗРА»

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ «ПЗРА» приведена в таблице 3.

Таблица 3.

Комплектность АИИС КУЭ «ПЗРА»	Количество комплектов в АИИС КУЭ «ПЗРА»	Номер в Госреестре средств измерений
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746: - ТЛМ-10 - ТПОЛ-10 - Т-0,66	2 (два) 2 (два) 3 (три)	№ 2473-05; № 1261-02; № 22656-02
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НАМИТ-10	2 (два)	№ 16687-02
СЭТ-4ТМ.02.2	3 (три)	№ 20175-01
УСПД ЭКОМ-3000	1 (один)	№ 17049-04
Модем Zyxel U-336S	2(два)	
GSM-модем Siemens TC35i	4(четыре)	
Устройство грозозащиты ГЗЛ-1	1(один)	
Источник бесперебойного питания APC Back-UPS CS 650 VA 230V	1(один)	
Устройство бесперебойного питания для сервера БД PowerMAN BackPRO 1000 Plus	1(один)	
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	1(один)	
Программное обеспечение «Конфигуратор ЭКОМ-3000»	1(один)	
ПТК «Энергосфера» ES++	1(один)	
Формуляр на систему	1(один) экземпляр	
Методика поверки	1(один) экземпляр	
Руководство по эксплуатации	1(один) экземпляр	
Сервер Fujitsu-Siemens Primergy TX200	1(один)	
Операционная система Windows-2000 Server	1(один)	
SQL Server	1(один)	

## ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ «ПЗРА» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «ПЗРА». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа СЭТ-4ТМ.02 в соответствии с методикой поверки утвержденной Нижегородским ЦСМ в 2004г.
- средства поверки УСПД ЭКОМ-3000 в соответствии с методикой поверки утвержденной ГЦИ СИ УНИИМ в 2004г

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».

ГОСТ 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) Межгосударственный стандарт «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2 S и 0,5 S)».

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ «ПЗРА» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ЗАО ПКФ «Энергоинформ».

Адрес: 603107, г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, 176-а

Генеральный директор  
ЗАО ПКФ «Энергоинформ»



Д.Г. Амбаров