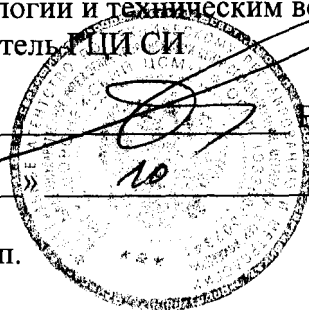


СОГЛАСОВАНО

Зам. директора ФГУ «Воронежский ЦСМ»
по метрологии и техническим вопросам,
руководитель ЦИ СИ

« 15 » 10 2007 г.

М.П.



Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВАСО»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер <u>36311-07</u>
---	--

Изготовлена ООО «Энергоучёт», г. Воронеж для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «ВАСО» по проектной документации ООО «Энергоучет», согласованной с НП «АТС», заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВАСО» (ОАО «Воронежское акционерное самолетостроительное общество») (далее – АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «ВАСО», сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

ОПИСАНИЕ

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

АИИС решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматизированный учет потерь в соответствии с алгоритмом расчета потерь;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных (глубина хранения не менее 3,5 лет), отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- ведение системы единого времени в АИИС (коррекция времени).

АИИС включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – уровень 8 измерительно-информационных точек учета (ИИК ТУ) содержит в своем составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001 типов ТФМ-110-II-1- У1, класс точности (КТ) 0,2s; ТПОЛ-10УЗ, ТПОФ, ТВЛМ-10, ТЛМ-10 КТ 0,5; ТВ-35-1 КТ 1,0;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 типов НКФ-110-57-У1, НТМИ-6-66УЗ, НАМИ-35УХЛ1, НТМК-6-48 КТ 0,5;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с по ГОСТ 30206-94(активная энергия); ГОСТ 26035-83 (реактивная энергия); типов СЭТ 4ТМ.03 КТ 0,2s/0,5 и СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5s/1,0 с двумя цифровыми выходными интерфейсами RS-485 и СЭТ-4ТМ.02 КТ 0,5s/1,0 с одним цифровым выходным интерфейсом RS-485; КТ 0,5S/1,0;
- Оптопорт;
- интерфейсы передачи/приема информации RS-232C и RS-485;
- преобразователь-коммутатор согласования интерфейсов ПР-2-2;
- модемы сотовой связи GSM MC35i
- модемы телефонной ГТС связи OMNI 56k NEO.

2-й уровень – ИВК с функциями ИВКЭ содержит в своем составе:

- сервер опроса и сервер баз данных, реализованные на основе промышленного компьютера с IBM PC - совместимой платформой в серверном исполнении на основе аппаратных средств типа Сервер Proliant VL 150T03 5110 Hot plug SATA (Tower XeonDC 1.6Ghz(4Mb) 512Mb/6ch SATA RAID1/0/160GbHDD/DVD-CDRW/noFDD/GigEth)(основной);
- локальную вычислительную сеть (ЛВС) ОАО «ВАСО»;
- АРМы диспетчера, пользователей;
- линии связи - витая пара для организации компьютерной сети;
- модемы сотовой связи GSM MC35i;
- модемы телефонной ГТС связи OMNI 56k NEO;
- источники бесперебойного питания Smart-UPS RT, 3000VA.

Программные средства:

- ОС Microsoft Windows NT, XP;
- специализированное программное обеспечение (ПО) «Энфорс АСКУЭ» (шифр документа НСЛГ.466645.012), содержащее программные модули: администратор; администратор отчетов; ручная обработка данных; диспетчерский контроль информации; ручное редактирование данных; экспорт-импорт данных в формате АСКП; формирование и отправка макета 51070 в ЗАО «ЦДР ФОРЭМ» и макета 80020 в НП «АТС»; генерация отчетных форм; загрузка данных из ПО «Конфигуратор».
- ПО счетчика «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. 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, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин.

На уровне ИИК ТУ осуществляются автоматические измерения, хранение, отображение информации, полученной при измерении счетчиками, передача данных по запросу ИВК с функциями ИВКЭ по выделенному каналу связи с П/С ГПП-1 и по коммутируемому каналу

ГТС или GSM с П/С ТЭЦ-1 филиала ТГК-4 «Воронежская региональная генерация».

На уровне ИВК с функциями ИВКЭ осуществляются автоматизированный сбор и хранение результатов измерений; автоматическая диагностика состояния средств измерений (СИ); автоматические вычисления величин энергопотребления и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН; группирование и гарантированное хранение собираемых данных; формирование учетной информации; формирование информации о состоянии средств измерений для передачи на вышестоящий уровень; вывод на отображение по запросам пользователей и передача по каналам связи вышестоящим потребителям, собранной в ИВК с функциями ИВКЭ измерительной, расчетной и служебной информации о состоянии средств измерений.

Основной канал связи с потребителями информации АИИС (ИАСУ КУ НП «АТС», ОАО «Воронежская энергосбытовая компания», ОАО «Воронежэнерго», «СО-ЦДУ ЕЭС» Воронежское РДУ; сбытовая компания – поставщик электроэнергии) - выделенный канал связи до сети провайдера Интернет (On Line Internet канал) в автоматическом режиме и резервный канал телефонной ГТС связи.

Мониторинг состояния АИИС со стороны ИАСУ КУ НП «АТС» обеспечивается удаленным доступом к счетчикам посредством модемов сотовой связи.

Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точкам учета. Передача данных из АИИС в сбытовую компанию осуществляется по коммутируемому каналу связи непосредственно со счетчиков или посредством передачи электронных документов в виде макета 80020 в формате XML с сервера АИИС на сервер сбытовой компании по электронной почте.

ПО АИИС позволяет решать прикладные задачи: сбор информации, графическое представление информации, расход и потребление количества электроэнергии, формирование линий и объектов учета, ведение сводного архива, измерение потребления электроэнергии и мощности за 30-ти минутные интервалы времени, ведение журнала опроса счетчиков, проведение расчета стоимости потребленной электроэнергии с использованием многоставочного тарифа; хранение данных в памяти; поддержка заданного протокола обмена; поддержка аппаратного интерфейса и т.п.

АИИС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ на П/С ТЭЦ-1 включает в состав блок синхронизации времени БСЧРВ-011 и спутниковый приемник BR-355; на П/С ГПП-1 филиала ТГК-4 «Воронежская региональная генерация» – блок синхронизации и связи КСС-11 и спутниковый приемник BR-355.

СОЕВ обеспечивает непрерывный прием сигналов точного времени системой GPS и коррекцию времени в счетчиках один раз в сутки, а в ИВК с функциями ИВКЭ и АРМах каждые полчаса. Источником точного времени для ИВК является GPS приемник, а для АРМ – сервер. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.

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

Для защиты информационных и измерительных каналов АИИС от несанкционированных вмешательств предусмотрена механическая и программная защита – установка паролей на счетчики, сервер.

Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика. Все электронные компоненты сервера установлены в пломбируемом отсеке. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Состав измерительных каналов АИИС и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 Перечень измерительных каналов коммерческого учета АИИС

Наименование объекта учета, точка измерений по документации энергообъекта.	Средство измерений		Наименование измеряемой величины
	Вид СИ	Обозначение, тип, стандарт (ТУ), метрологические характеристики, № Госреестра	
1	2	3	4
1. ГПП-1 ОАО «ВАСО» ВЛ-110кВ №41	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5, № 106072123, Г.Р. 27524-04 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время
	Трансформатор тока (А)	ТФМ-110-II-1-У1 K _I =300/1; КТ 0,2s № 5806, Г.Р. 16023-97	Ток
	Трансформатор тока (В)	ТФМ-110-II-1-У1 K _I =300/1; КТ 0,2s; № 5807, Г.Р. 16023-97	Ток
	Трансформатор тока (С)	ТФМ-110-II-1-У1 K _I =300/1; КТ 0,2s; № 5809, Г.Р. 16023-97	Ток
	Трансформатор напряжения (А)	НКФ-110-57-У1 K _I =110000/100; КТ 0,5; № 1509584, Г.Р. 26452-04	Напряжение
	Трансформатор напряжения (В)	НКФ-110-57-У1 K _I =110000/100; КТ 0,5; № 1509581, Г.Р. 26452-04	Напряжение
	Трансформатор напряжения (С)	НКФ-110-57-У1 K _I =110000/100; КТ 0,5; № 1509583, Г.Р. 26452-04	Напряжение
2. ГПП-1 ОАО «ВАСО» ВЛ-110кВ №42	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5, № 106070089, Г.Р. 27524-04 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время
	Трансформатор тока (А)	ТФМ-110-II-1-У1 K _I =300/1; КТ 0,2s; № 5808, Г.Р. 16023-97	Ток
	Трансформатор тока (В)	ТФМ-110-II-1-У1 K _I =300/1; 0,2s; № 5810, Г.Р. 16023-97	Ток
	Трансформатор тока (С)	ТФМ-110-II-1-У1 K _I =300/1; КТ 0,2s; № 5811, Г.Р. 16023-97	Ток
	Трансформатор напряжения (А)	НКФ-110-57-У1 K _I =110000/100; КТ 0,5; № 15099415, Г.Р. 26452-04	Напряжение
	Трансформатор напряжения (В)	НКФ-110-57-У1 K _I =110000/100; КТ 0,5; № 1509582, Г.Р. 26452-04	Напряжение
	Трансформатор напряжения (С)	НКФ-110-57-У1 K _I =110000/100; КТ 0,5; № 1509414, Г.Р. 26452-04	Напряжение
3. ГПП-1 ОАО «ВАСО» РУ-6кВ яч.29	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.02-02 КТ 0,5S/1,0, № 06030066, Г.Р. 20175-01 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время
	Трансформатор тока (А)	ТПОЛ-10У3 K _I =1000/5; КТ 0,5; № 18725, Г.Р. 1261-59	Ток
	Трансформатор тока (С)	ТПОЛ-10У3 K _I =1000/5; КТ 0,5; № 26058, Г.Р. 1261-59	Ток
	Трансформатор напряжения (А), (В)	НТМИ-6-66У3 K _I =6000/100; КТ 0,5; № 8591, Г.Р. 2611-70	Напряжение
4. ТЭЦ-1, ГРУ-6 кВ секция 1, яч.108	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0, № 11043029, Г.Р. 27524-04 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время
	Трансформатор тока (А)	ТПОФ K _I =600/5; КТ 0,5; № 19079, Г.Р. 518-50	Ток
	Трансформатор тока (В)	ТПОФ K _I =600/5; КТ 0,5; № 10307, Г.Р. 518-50	Ток
	Трансформатор тока (С)	ТПОФ K _I =600/5; КТ 0,5; № 19064, Г.Р. 518-50	Ток
	Трансформатор напряжения (А), (В), (С)	НТМИ-6-66У3 K _I =6000/100; КТ 0,5; № устр, Г.Р. 2611-70	Напряжение
5. ТЭЦ-1 ОРУ 35кВ КЛ-35-5	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0, № 10046025, Г.Р. 27524-04 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время
	Трансформатор тока (А)	ТВ-35-1 K _I =300/5; КТ 1,0; № 825А, Г.Р. 3195-72	Ток
	Трансформатор тока (А)	ТВ-35-1 K _I =300/5; КТ 1,0; № 825В, Г.Р. 3195-72	Ток

1	2	3	4
	Трансформатор тока (А)	ТВ-35-1 K _I =300/5; КТ 1,0; № 825С, Г.Р. 3195-72	Ток
	Трансформатор напряжения (А), (В), (С)	НАМИ-35УХЛ1 K _I =35000/100; КТ 0,5; № 20, Г.Р. 19813-00	Напряжение
6. ТЭЦ-1 ОРУ 35кВ КЛ-35-15	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0. № 11042239, Г.Р. 27524-04 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время
	Трансформатор тока (А)	ТВ-35-1 K _I =300/5; КТ 1,0; № 1762А, Г.Р. 3195-72	Ток
	Трансформатор тока (В)	ТВ-35-1 K _I =300/5; КТ 1,0; № 1762В, Г.Р. 3195-72	Ток
	Трансформатор тока (С)	ТВ-35-1 K _I =300/5; КТ 1,0; № 1762С, Г.Р. 3195-72	Ток
	Трансформатор напряжения (А), (В), (С)	НАМИ-35УХЛ1 K _I =35000/100; КТ 0,5; № 20, Г.Р. 19813-00	Напряжение
	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0. № 11043030, Г.Р. 27524-04 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время
7. ТЭЦ-1 Береговая насосная, секция II, яч. 1А	Трансформатор тока (А)	ТВЛМ-10 K _I =100/5; КТ 0,5; № 771, Г.Р. 1856-63	Ток
	Трансформатор тока (С)	ТВЛМ-10 K _I =100/5; КТ 0,5; № 700, Г.Р. 1856-63	Ток
	Трансформатор напряжения (А), (В), (С)	НТМК-6-48 K _I =6000/100; КТ 0,5; № 766, Г.Р. 323-49	Напряжение
	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0. № 112065009, Г.Р. 27524-04 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время
8. ТЭЦ-1 Береговая насосная, секция I, яч. 1Б	Трансформатор тока (А)	ТЛМ-10-1 K _I =100/5; КТ 0,5; № 2071, Г.Р. 2473-69	Ток
	Трансформатор тока (С)	ТЛМ-10-1 K _I =100/5; КТ 0,5; № 2074, Г.Р. 2473-69	Ток
	Трансформатор напряжения (А), (В), (С)	НТМК-6-48 K _I =6000/100; КТ 0,5; № 517, Г.Р. 323-49	Напряжение
	Электросчетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0. № 112065009, Г.Р. 27524-04 Передаточное число 5000 имп./кВт·ч	Активная (реактивная) энергия, время

Примечание - Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном в МУП «Борисоглебская горэлектросеть» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС как его неотъемлемая часть.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество ИК коммерческого учета

8

Основные технические и метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Основные технические характеристики АИИС

№ ИК	Наименование характеристики	Значение	
	2	3	
1, 2	Номинальный ток:	первичный (I ₁) вторичный (I ₂)	300 А 1 А
	Диапазон тока:	первичного (I ₁) вторичного (I ₂)	6...360 А 0,02...1,2 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U _{н1}) вторичное (U _{н2})	110000/√3 В 100/√3 В
	Диапазон напряжения:	первичного (U ₁) вторичного (U ₂)	99000/√3...121000/√3 В 90/√3...110/√3 В
	Коэффициент мощности cos φ		0,5...1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		20 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		5... 20 ВА
	Допустимое значение cos φ ₂ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0
	Номинальная нагрузка ТН		400 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		100...400 ВА

	2	3	
3	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН	0,8...1,0	
	Номинальный ток:	первичный (I_{n1}) вторичный (I_{n2})	1000 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	50...1200 А 0,25...6 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{n1}) вторичное (U_{n2})	6000/√3 В 100/√3 В
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1) вторичного (U_2)	5400/√3 ... 6600/√3 В 90/√3 ... 110/√3 В
	Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,5...1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		2,5... 10 ВА
	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА
Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75...75 ВА	
Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0	
4	Номинальный ток:	первичный (I_{n1}) вторичный (I_{n2})	600 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	150...720А 0,25...6 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{n1}) вторичное (U_{n2})	6000/√3 В 100/√3 В
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1) вторичного (U_2)	5400/√3...6600/√3 В 90/√3...110/√3 В
	Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,5...1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		20 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		5... 20 ВА
	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0
	Номинальная нагрузка ТН		75 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		18,75...75 ВА
Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0	
5. 6	Номинальный ток:	первичный (I_{n1}) вторичный (I_{n2})	300 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	75...360 А 0,25...6 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{n1}) вторичное (U_{n2})	35000/√3 В 100/√3 В
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1) вторичного (U_2)	31500/√3 ... 38500/√3 В 90...110 В
	Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,5...1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ		2,5...10 ВА
	Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ		0,8...1,0
	Номинальная нагрузка ТН		360 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН		90...360 ВА
Допустимое значение $\cos\varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН		0,8...1,0	
7. 8	Номинальный ток:	первичный (I_{n1}) вторичный (I_{n2})	100 А 5 А
	Диапазон тока:	первичного (I_1) вторичного (I_2)	25...120 А 0,25...6 А
	Номинальное напряжение:	первичное (U_{n1}) вторичное (U_{n2})	6000/√3 В 100/√3 В
	Диапазон напряжения:	первичного (U_1) вторичного (U_2)	5400/√3...6600/√3 В 90/√3 ... 110/√3 В
	Коэффициент мощности $\cos\varphi$		0,5...1,0
	Номинальная нагрузка ТТ		10 ВА

	2	3
	Допустимый диапазон нагрузки ТТ	2,5.. 10 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТТ	0,8...1,0
	Номинальная нагрузка ТН	75 ВА
	Допустимый диапазон нагрузки ТН	18,75...75 ВА
	Допустимое значение $\cos \varphi_2$ во вторичной цепи нагрузки ТН	0,8...1,0

Срок службы, лет:

Трансформаторы напряжения, тока;	25
Электросчетчики	30
Преобразователя-коммутатора	25
Блок синхронизации	25

Надежность применяемых в системе компонентов:

Для трансформаторов тока	
среднее время наработки на отказ, ч. не менее	4000000
Для трансформаторов напряжения	
среднее время наработки на отказ, ч. не менее	440000
Для счётчиков электроэнергии	
среднее время наработки на отказ, ч. не менее	35000; 90000
среднее время восстановления работоспособности, ч. не более	24
Для сервера	
коэффициент готовности не менее	0,99
среднее время наработки на отказ, не менее ч.	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч. не более	1
Для СОЕВ:	
коэффициент готовности, не менее	0,95
среднее время восстановления работоспособности, ч. не более	48
Для каналообразующей аппаратуры (модемы, мультиплексоры и т.п.):	
коэффициент готовности не менее.	0,95
среднее время наработки на отказ, ч. не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч. не более	1
Для каналов передачи данных:	
коэффициент готовности, не менее	0,95
скорость передачи данных, бит/с	9600
Для преобразователя-коммутатора:	
среднее время наработки на отказ, ч. не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч. не более	0,1

Надежность системных решений:

- резервирование питания счетчика с помощью АВР Т1, Т2 10/0,4 кВ;
- наличие резервного сервера с резервной базой данных;
- резервирование питания сервера 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 счётчика (сервера):
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере)

Контроль полноты и достоверности результатов и состояния средств измерений.

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выходных клемм трансформаторов тока и напряжения;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера;

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере;

Глубина хранения информации:

Электросчетчики		
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее		100
при отключении питания, лет, не менее		10
Сервер		
суточные данные о 30-ти приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу (функция автоматизирована), лет, не менее		3,5
сохранение информации при отключении питания, лет, не менее		3,5
ИВК		за весь срок эксплуатации системы.
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений		

Таблица 3 Доверительные границы погрешности результата измерений количества активной электрической энергии, $\delta ИК_{Э(А)}$ % при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ	для диапазона (2)5%≤I/In<20	для диапазона 20%≤I/In<100%	для диапазона 100%≤ I/In<120%
1, 2	0,2s	0,5	0,2s	0,999	+1,1	+0,7	+0,7
				0,8	+1,4	+0,9	+0,9
				0,5	+2,2	+1,5	+1,5
3, 4, 7, 8	0,5	0,5	0,5s	0,999	+1,9	+1,3	+1,2
				0,8	+3,0	+1,8	+1,5
				0,5	+5,5	+3,1	+2,5
5, 6	1,0	0,5	0,5s	0,999	+3,5	+1,9	+1,5
				0,8	+5,6	+3,0	+2,2
				0,5	+10,6	+5,5	+3,9

Таблица 4 Доверительные границы погрешности результата измерений количества реактивной электрической энергии, $\delta ИК_{Э(Р)}$ % при доверительной вероятности 0,95

№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение cos φ	для диапазона (2)5%≤I/In<20 %	для диапазона 20%≤I/In<100%	для диапазона 100%≤ I/In<120%
1, 2	0,2s	0,5	0,5	0,8	+2,6	+1,4	+1,4
				0,5	+2,0	+1,1	+1,1
3, 4, 7, 8	0,5	0,5	1,0	0,8	+4,9	+2,8	+2,3
				0,5	+3,2	+2,1	+1,8
5, 6	1,0	0,5	1,0	0,8	+8,7	+4,6	+3,3
				0,5	+5,2	+2,9	+2,3

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов в сутки, с/сут ± 5

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС:

Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и эксплуатационной документации (ЭД)

Трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и ЭД

Счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ЭД

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную для коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВАСО».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС определяется проектной документацией на систему (шифр НСЛГ.466645.012 РП).

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

¹ Погрешность измерений для ТТ КТ_{ТТ} = 0,2 нормируется для тока в диапазоне от 2-120% от номинального значения; для ТТ КТ_{ТТ} = 0,5 нормируется для тока в диапазоне от 5-120% от номинального значения

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВАСО». Методика поверки», утвержденным ФГУ «Воронежский ЦСМ» в октябре 2007 г.

Таблица 5 – Средства измерений, используемые при поверке

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	ТИП	Основные требования к метрологическим характеристикам	Цель использования
1	2	3	4
1. Термометр	ТП 22	Цена деления 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С	Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атмосферное давление 80..106 кПа Относительная погрешность ± 5%	Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0	Контроль относительной влажности
4. Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение 0÷460 В Ток 0÷6 А Частота 45÷65 Гц Фазовый угол от -180 до 180 град.	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
5. Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2М	КТ по МИ 4374	Измерение показателей в соответствии с ГОСТ 13109-97
6. Радиоприемник	Любой тип		Использование сигнала точного времени
7. Секундомер	СОСпр-1	0..30 мин., Ц.Д. 0,1 с	При определении погрешности хода часов
8. Переносной компьютер (ноутбук)			Для обеспечения непосредственного считывания счетчиков через оптический порт
9. Преобразователь	УСО-2		Для обеспечения считывания счетчиков через оптический порт
10. ПО: «Энфорс Энергия»; «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»			Тестовые файлы, пусконаладочные, настроечные, диагностические работы

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ.

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 типов:

- СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с «Методикой поверки» шифр ИЛГШ. 411152.124 РЭ1.
- СЭТ 4ТМ.02 в соответствии с «Методикой поверки» шифр ИЛГШ. 411152.087 РЭ1

Межповерочный интервал АИИС - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

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

Технорабочий проект Автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии ОАО «ВАСО» НСЛГ.466645.012 РП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии ОАО «ВАСО», заводской номер 001, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ООО «Энергоучет»

Юридический адрес: 394007, г. Воронеж, ул. Ленинградская, 26а, 84

Тел. (4732)428981

Директор ООО «Энергоучет»



С.В. Любкин