СОГЛАСОВАНО

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

_____ В.Т. Лепехин

«25» 12 2008 г.

м.п.

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ОАО фирма «Молоко»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер 40083-08

Изготовлена ООО «Энергоучет», г. Воронеж для коммерческого учета электроэнергии на объекте ОАО фирма «Молоко» по проектной документации ООО «Энергоучет», заводской номер 01.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ОАО фирма «Молоко» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени технологическими объектами ОАО фирма «Молоко» г. Россошь, Воронежской области, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

ОПИСАНИЕ

Функции АИИС КУЭ. 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 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 КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Метод измерения электроэнергии (мощности). Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по ГТС связи поступает на вход сервера опроса и сервера баз данных (IBM PC совместимый компьютер), где осуществляется автоматизированный сбор, обработка (вычисление электроэнергии и мощности), накопление, формирование и хранение, оформление справочных и отчетных документов, отображение результатов измерений и передача накопленных данных по каналам связи (основной – Internet; резервный – ГТС коммутируемый) вышестоящим и внешним пользователям (НП «Совет рынка», СО-СДУ ЕЭС, РДУ, ФСК). Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета. Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макета 80020 в формате XML.

Умножение на коэффициенты трансформации – в сервере

Состав измерительных каналов. АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

АИИС состоит из 2 уровней.

1-й уровень – уровень измерительно-информационной точки учета (ИИК ТУ) ОАО фирма «Молоко» (2 экз.) содержит в своем составе:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) типа ТПЛ-10 (4 экз.) по ГОСТ 7746-2001 класса точности (КТ) 0,5;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) типа НТМИ-6-66 (2 экз.) по ГОСТ 1983-2001 КТ 0,5;
- многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (2 экз.) (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS485 и оптическими портами по ГОСТ Р 52323-2005 (активная энергия) и ГОСТ Р 52425-2005 (реактивная энергия) типа ПСЧ-4ТМ.05М; КТ 0,5S/1,0;
- вторичные цепи;
- преобразователь-коммутатор ПР-4-4 для интерфейсов RS232-RS485;
- систему обеспечения единого времени (СОЕВ): блок синхронизации времени счетчика БСЧРВ-011 в комплекте с GPS приемником BR-355;
- технические средства приёма-передачи данных на 2 уровень: коммутируемый канал связи ГТС (модем ZyXEL OMNI);
- автоматизированное рабочее место (АРМ).

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс с функциями комплекса электроустановки (ИВК с функциями ИВКЭ) ОАО «Воронежатомэнергосбыт» содержит в своем составе:

- сервер, реализованный на основе промышленного компьютера с IBM PC - совместимой платформой в серверном исполнении на основе аппаратных средств – сервер HEWLETT PACKARD Proliant VL 570 2x3.OCPU/2GbRAM/8HDD/2Power Supplies;
- СОЕВ: GPS приемник Garmin 35-HVS;
- источник бесперебойного питания Smart UPS RT 3000 VA;
- технические средства приёма-передачи данных (модемы ZyXEL U-336R, ZyXEL OMNI, GSM модем SIEMENS MC 35i) внешним пользователям (субъектам ОРЭ, НП «Совет рынка»,

СО-ЦДУ «ЕЭС»): основной канал - выделенный канал связи до сети провайдера Интернет и резервный - телефонная сеть общего пользования;

- АРМы диспетчера, пользователей (3 экз.);
- технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа.

Программные средства:

- ОС Microsoft Windows NT/2000/XP/2003 server;
- специализированное программное обеспечение (ПО) «Энфорс АСКУЭ», содержащее программные модули: администратор; администратор отчетов; ручная обработка данных; диспетчерский контроль информации; контроль коррекции времени; ручное редактирование данных; формирование отчетных документов и информационного обмена с субъектами ОРЭ, НП «Совет рынка», СО-ЦДУ «ЕЭС»;
- ПО «Альфа-Центр» (программа «Сервер опроса» для опроса счетчика);
- ПО счетчика «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Организация системного времени. СОЕВ корректирует все системные встроенные таймеры по единому образцовому средству. В данной системе эталоном является сигнал точного времени, принимаемый от глобальной спутниковой системы GPS с помощью блока синхронизации времени счетчика БСЧРВ-011 в комплекте с GPS приемником BR-355, расположенного в помещении диспетчерской ОАО фирма «Молоко». Синхронизация времени в счетчике осуществляется один раз в сутки. В сервере синхронизация производится от спутникового GPS приемника Garmin 35 HVS, расположенного в офисном здании ОАО «Воронежатомэнергосбыт», каждые 30 минут. От таймера сервера в автоматическом режиме производится периодическая подстройка таймеров АРМ АИИС. Периодичность и алгоритм коррекции выбраны таким образом, чтобы не вносить дополнительных неучтённых погрешностей в первичные измерения и обеспечить при этом погрешность измерения времени в электросчётчиках не более ±5 с.

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

В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: 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.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблицах 1 и 2, которые содержат перечень измерительных каналов с указанием наименования присоединений, измерительных компонентов и их метрологических характеристик.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ. В качестве относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

Таблица 1 – Перечень ИК коммерческого учета АИИС и их состав

Канал измерений		Средство измерений					Ктт ·Ктн ·Ксч	Наименование измеряемой величины
№ ИК, код ОАО АТС	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер		
1	2	3		4		5	6	7
	ОАО фирма «Молоко»	№ _____		Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии ОАО "Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ОАО фирма «Молоко»		№ 01		Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время
1 36207001821410 1 ОАО фирма «Молоко» КЛ 6кВ ф.32		ТТ	КТ=0,5 Ктт=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	2384	4800	Ток первичный, I_1
				С	ТПЛ-10	69915		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А В С	НТМИ-6-66	ХТТР		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ 4ТМ.05М	0608080282		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное время
2 36207001821410 1 ОАО фирма «Молоко» КЛ 6кВ ф.16		ТТ	КТ=0,5 Ктт=400/5 № 1276-59	А	ТПЛ-10	0496	4800	Ток первичный, I_1
				С	ТПЛ-10	52929		
		ТН	КТ=0,5 Ктн=6000/100 № 2611-70	А В С	НТМИ-6-66	ТАК		Напряжение первичное, U_1
		Счетчик	КТ=0,5S/1 Ксч=1 № 36355-07 Передаточное число 5000 имп/кВт(квар)·ч		ПСЧ 4ТМ.05М	0608080317		Ток вторичный, I_2 Напряжение вторичное, U_2 Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q Календарное 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 на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 2- Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение характеристики	Примечания
1	2	3
Количество ИК коммерческого учета.	2	-
Номинальное напряжение на вводах системы, В	6000/100	ИК № 1, 2
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	400/5	ИК № 1, 2
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2$ =0,8 $_{инд}$), В·А	10	ИК № 1, 2
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2$ =0,8 $_{инд}$), В·А	75	ИК № 1, 2

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной (реактивной) электроэнергии (мощности) для реальных условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

δ_{WP}, %							
№ ИК	$КТ_{ТТ}$	$КТ_{ТН}$	$КТ_{СЧ}$	Значение cos φ	для диапазонов 5 %≤I/In<20% $W_{P5\%} \le W_P < W_{P20\%}$	для диапазонов 20%≤I/In<100% $W_{P20\%} \le W_P < W_{P100\%}$	для диапазонов 100%≤ I/In<120% $W_{P100\%} \le W_P \le W_{P120\%}$
1, 2	0,5	0,5	0,5s	1,0	**±2,3**	**±1,5**	**±1,3**
				0,8	**±3,2**	**±2,0**	**±1,7**
				0,5	**±5,7**	**±3,3**	**±2,7**
δ_{WQ}, %							
№ ИК	$КТ_{ТТ}$	$КТ_{ТН}$	$КТ_{СЧ}$	Значение cos φ (sin φ)	для диапазонов 5%≤I/In<20% $W_{Q5\%} \le W_Q < W_{Q20\%}$	для диапазонов 20%≤I/In<100% $W_{Q20\%} \le W_Q < W_{Q100\%}$	для диапазонов 100%≤ I/In<120% $W_{Q100\%} \le W_Q \le W_{Q120\%}$
1, 2	0,5	0,5	1,0	0,8(0,6)	**±4,8**	**±3,2**	**±2,8**
				0,5(0,87)	**±3,1**	**±2,6**	**±2,4**

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

Обозначения: I/In – значение первичного тока в сети в % от номинального
$W_{P5\%}(W_{Q5\%})$, $W_{P20\%}(W_{Q20\%})$, $W_{P100\%}(W_{Q100\%})$, $W_{P120\%}(W_{Q120\%})$ - значения электроэнергии при I/In =5 %, 20%, 100%, 120%

Таблица 4-Условия эксплуатации

Наименование параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	**Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала**		
	Счетчики	**ТТ**	**ТН**
Сила переменного тока, А	$I_{2\,мин} - I_{2\,макс}$	$I_{1мин} - 1{,}2\ I_{1ном}$	–
Напряжение переменного тока, В	$0{,}9U_{2ном} - 1{,}1\ U_{2ном}$	–	$0{,}9U_{1\,ном} - 1{,}1U_{1\,ном}$
Коэффициент мощности (cos φ)	$0{,}5_{инд} - 1{,}0 - 0{,}8_{емк}$	$0{,}8_{инд} - 1{,}0$	$0{,}8_{инд} - 1{,}0$
Частота, Гц	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5	47,5 – 52,5
Температура окружающего воздуха, °С -По ЭД - Реальные	 От минус 40 до плюс 60 От минус 5 до плюс 35	 От минус 50 до плюс 45 От минус 5 до плюс 35	 От минус 50 до плюс 45 От минус 5 до плюс 35
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5	–	–
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos\varphi_2 = 0{,}8_{инд}$)	–	$0{,}25S_{2ном} - 1{,}0S_{2ном}$	–
Мощность нагрузки ТН (при $\cos\varphi_2 = 0{,}8_{инд}$)	–	–	$0{,}25S_{ном} - 1{,}0S_{ном}$

Надежность применяемых в системе компонентов.

Для трансформаторов тока:
- среднее время наработки на отказ не менее 300000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Для трансформаторов напряжения:
- среднее время наработки на отказ не менее 300000 ч,
- срок службы, не менее 25 лет

Для счётчиков электроэнергии:
- среднее время наработки на отказ не менее 35000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч;
- срок службы, не менее 30 лет

Для сервера:
- коэффициент готовности не менее 0,99,
- среднее время наработки на отказ не менее 35000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Для СОЕВ:
- коэффициент готовности не менее 0,95,
- среднее время восстановления работоспособности не более 48 ч;
- блок синхронизации срок службы, не менее 25 лет

Для каналообразующей аппаратуры (модемы и т.п.):
- коэффициент готовности не менее 0,95,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.;
- среднее время наработки па отказ не менее 35000 ч.

Для каналов передачи данных:
- коэффициент готовности не менее 0,95,
- скорость передачи данных 9600 бит/с.

Для блока синхронизации часов реального времени (БСЧРВ-011):
- среднее время наработки па отказ не менее 100000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч;
- срок службы, не менее 25 лет

Надежность системных решений:
- резервирование питания счетчика;
- 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 событии: в журнале событий счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике

Регистрация событии: в журнале событий сервера:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в 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:
- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер - суточные данные о 30-ти приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – 3,5 года (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3,5 года;
- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. Рабочий проект «Автоматизированная система информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Воронежатомсбыт» для энергоснабжения ОАО фирма «Молоко» шифр НСЛГ.466645.017. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом: «Система автоматизированная информационно–измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ОАО фирма «Молоко». Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Воронежский ЦСМ» в 2008 г.

Таблица 5 - Перечень эталонов и вспомогательных средств, применяемых при проверке АИИС

Наименование эталонов, вспомогательных СИ	**Тип**	**Основные требования к метрологическим характеристикам (МХ)**		**Цель использования**
1	2	3		4
1.Термометр	ТП 22	ЦД 1 °С в диапазоне от минус 30 до плюс 50 °С		Контроль температуры окружающей среды
2. Барометр-анероид	БАММ 1	Атм. давление 80-106 кПа Отн. погрешность ± 5%		Контроль атмосферного давления
3. Психрометр	М-4М	КТ 2,0		Контроль относительной влажности
4 Миллитесламетр	МПМ-2	ПГ 7,5 %		Измерение напряженности магнитного поля
5. Измеритель показателей качества электрической энергии	Ресурс-UF2M	КТ 0,2 (напряжение гармоник)		Измерение показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109-97
6.Вольтамперфазометр	ПАРМА ВАФ-Т	КТ 0,5 Напряжение 0-460 В Ток 0-6 А Частота 45-65 Гц Фазовый угол от минус180 до 180 град.		Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током
7. Прибор сравнения	КНТ-03	1,999 В·А; 19,99 В·А; 199,9 В·А	ПГ ±0,003 В·А ПГ ±0,03 В·А ПГ ±0,3 В·А	Измерение полной мощности вторичной нагрузки ТТ
8. Радиоприемник	Любой тип			Использование сигнала точного времени
9. Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., ЦД 0,1 с		При определении погрешности хода системных часов
10. Переносной компьютер (ноутбук)				Для непосредственного считывания информации со счетчиков
11. Устройство сопряжения оптическое	УСО-2			Преобразователь сигналов для считывания информации со счетчиков через оптический порт
12 . ПО: «Энфорс АСКУЭ», ПО «КонфигураторСЭТ-4ТМ»				Тестовые файлы, пусконаладочные, настроечные, диагностические работы по проверке функционирования счетчиков, АИИС в целом.

Примечание - Допускается применение других СИ, обладающих требуемыми МХ.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчики ПСЧ 4ТМ.05М– по методике поверке ИЛГШ.411152.146 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»

Межповерочный интервал АИИС КУЭ - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»,
ГОСТ Р 8.596-002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
Технорабочий проект Автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ОАО фирма «Молоко» НСЛГ.466645.017 РП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Воронежатомэнергосбыт» для энергоснабжения ОАО фирма «Молоко», заводской номер 01, 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) 42-89-81

Директор ООО «Энергоучет» С.В. Любкин

М.п.