

СОГЛАСОВАНО
Руководитель ГЦИ СИ
ФГУ «Нижегородский ЦСМ»



Решетник И.И.
2006 г.

Система автоматизированная информационно - измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетка»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>33033-06</u> Взамен №
---	---

Изготовлена по технической документации фирмы «ISKRAEMECO», Словения и ОАО «Сетка», Нижегородская обл., Володарский район, п. Решетиха. Заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно - измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетка» (в дальнейшем система), предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Область применения – коммерческий учёт электрической энергии и мощности, поставленной на ОАО «Сетка», Нижегородская обл., Володарский район, п. Решетиха.

ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 15-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 (15 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;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов 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 и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Система построена на базе системы коммерческого учёта энергопотребления автоматизированной типа SEP2 фирмы «ISKRAEMECO», Словения (Госреестр № 17564-98) и подключенных к её измерительным каналам трансформаторов тока и напряжения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

- 1-й уровень:

трансформаторы тока класса точности 0,5 по ГОСТ 7746: ТПЛ-10 (Госреестр № 1276-59) или ТПЛМ-10 (Госреестр № 2363-68) или ТПОЛ 10 (Госреестр № 1261-02) или ТК-40 (Госреестр № 2361-68) и трансформаторы напряжения класса точности 0,5 по ГОСТ 1983: НТМИ-6 (Госреестр № 380-49) или прямое подключение счетчика к цепям напряжения; счетчики статические трехфазные переменного тока активной и реактивной энергии МТ 851 (Госреестр № 23306-02) класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (11 точек измерений);

- 2-й уровень - устройство сбора и передачи данных терминал POREG (Госреестр № 17563-03) с преобразователем интерфейсов ISKRA RS232/RS485 Converter;

- 3-й уровень (ИБК) – автоматизированное рабочее место (АРМ) (установлено в ОГЭ), осуществляющий сбор данных с устройства сбора и передачи данных терминала POREG, обработку, архивирование в базе данных и отображение полученной информации; модемы Zyxel U-336S, GSM терминал SIEMENS TC 35 (основной и резервный каналы связи с НП «АТС», ОАО «Нижновэнерго»).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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 15 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 15 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через преобразователь интерфейсов ISKRA RS232/RS485 Converter поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через плату «Ethernet» на АРМ, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. АРМ осуществляет формирование справочных и отчетных документов. Передача информации в организации - участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от УСПД через АРМ по сети Internet или от УСПД через модем Zyxel U-336E Plus или каналы сотовой связи.

Синхронизация времени УСПД с астрономическим временем осуществляется автоматически с помощью GPS – приёмника Garmin GPS 35-HVS (011), встроенного в УСПД. УСПД в свою очередь осуществляет коррекцию времени во всех счетчиках системы. В качестве стандартного программного обеспечения используются операционные системы WINDOWS 2000 Professional, WINDOWS SQL Server.

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 корректровке.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Количество измерительных каналов системы (по точкам учета): 11

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Метрологические характеристики ИК

Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
ОПУ ТСН-1	ТК-40 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 72534 Зав.№ 72487 Зав.№ 10351	-	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051756	терминал POREG №01	Активная	± 1,0	± 2,9
					Реактивная	± 1,4	± 3,4
ОПУ ТСН-2	ТК-40 150/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 10294 Зав.№ 00188 Зав.№ 72484	-	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051753		Активная	± 1,0	± 2,9
					Реактивная	± 1,4	± 3,4
РУ 6 кВ Ввод №1 6 кВ	ТПОЛ 10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 24905 Зав.№ 24843 Зав.№ 22248	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 2008	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051648		Активная	± 1,2	± 3,0
					Реактивная	± 1,5	± 3,5
РУ 6 кВ Ввод №2 6 кВ	ТПОЛ 10 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 16811 Зав.№ 24931 Зав.№ 24257	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ ВУТЕ	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051668		Активная	± 1,2	± 3,0
					Реактивная	± 1,5	± 3,5
РУ 6 кВ Фидер 604 Ячейка № -4	ТПЛМ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 77042 Зав.№ 76665	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 2008	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051666		Активная	± 1,2	± 3,0
					Реактивная	± 1,5	± 3,5
РУ 6 кВ Фидер 606 Ячейка № -6	ТПЛМ-10 75/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 40502 Зав.№ 43102	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 2008	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051649	Активная	± 1,2	± 3,0	
				Реактивная	± 1,5	± 3,5	
РУ 6 кВ Фидер 614 Ячейка № -14	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 42727 Зав.№ 42902	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ ВУТЕ	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051667	Активная	± 1,2	± 3,0	
				Реактивная	± 1,5	± 3,5	
РУ 6 кВ Фидер 621 Ячейка № -21	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 54109 Зав.№ 21159	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ ВУТЕ	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051665	Активная	± 1,2	± 3,0	
				Реактивная	± 1,5	± 3,5	

РУ 6 кВ Фидер 626 Ячейка № -26	ТПЛМ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 35694 Зав.№ 35018	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ ВУТЕ	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31126891	Активная	± 1,2	± 3,0
РУ 6 кВ Фидер 630 Ячейка № -30	ТПЛМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 83595 Зав.№ 84374	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 2008	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051669	Активная	± 1,2	± 3,0
РУ 6 кВ Фидер 607 Ячейка № -07	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 40026 Зав.№ 09749	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 2008	МТ 851 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 31051664	Активная	± 1,2	± 3,0
				Реактивная	± 1,5	± 3,5
				Активная	± 1,2	± 3,0
				Реактивная	± 1,5	± 3,5

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (пятнадцатиминутная).

2. В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 ÷ 1,2) Iном; cosφ = 0,8 инд.;

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от 10 до 40 °С; для АРМ от 10 до 30 °С; для УСПД от минус 10 до плюс 50 °С.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Сетка» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения времени УСПД ± 3 секунды в сутки.

Максимальное время рассогласования между счетчиками из состава системы и УСПД в пределах ± 5 секунд в сутки.

Питание АРМ, УСПД, преобразователя интерфейсов RS-485/RS-232, GSM терминала SIEMENS TC 35, модема Zyxel U-336S, осуществляется от сети переменного тока напряжением 220^{+10%}_{-15%} В, частотой (50±1) Гц.

Мощность, потребляемая компонентами системы, при номинальном напряжении питания от сети переменного тока, не более:

- преобразователем интерфейсов ISKRA RS232/RS485 Convertor 3 ВА;
- модемом Zyxel U-336S 15 ВА;
- GSM терминалом SIEMENS TC 35 2 ВА;
- устройством сбора и передачи данных терминалом POREG 80 ВА;
- автоматизированным рабочим местом 500 ВА.

Средняя наработка на отказ системы не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления не более 24 часов.

Средний срок службы системы не менее 10 лет.

Габаритные размеры автоматизированного рабочего места, устройства сбора и передачи данных терминала POREG, преобразователя интерфейсов, модема, GSM терминала приведены в технической документации на них.

Масса компонентов системы, не более:

- счетчика статический трехфазный переменного тока активной и

реактивной энергии МТ 851	1,75 кг.;
- модема Zyxel U-336S	1 кг.;
- GSM терминала SIEMENS TC 35	0,15 кг.;
- устройства сбора и передачи данных терминала POREG	7 кг.;
- автоматизированного рабочего места	30 кг.

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 счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

журнал УСПД:

параметрирования;

пропадания напряжения;

коррекции времени в УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

электросчётчика;

промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

испытательной коробки;

УСПД;

автоматизированного рабочего места;

защита информации на программном уровне:

результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)

установка пароля на счетчик;

установка пароля на УСПД;

установка пароля на АРМ.

Глубина хранения информации:

электросчетчик - пятнадцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 40 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;

УСПД, ИВК - суточные данные о пятнадцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу (функция автоматизирована) не менее 3,5 лет, а также сохранение информации при отключении питания не менее 10 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации в правом верхнем углу.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Трансформаторы тока ТПЛ-10	4 шт.;
Трансформаторы тока ТПОЛ 10	6 шт.;
Трансформаторы тока ТК-40	6 шт.;
Трансформаторы тока ТПЛМ-10	10 шт.;
Трансформаторы напряжения НТМИ-6	2шт.;
Счетчик статический трехфазный переменного тока активной и реактивной энергии МТ 851	11 шт.;
Преобразователь интерфейса ISKRA RS232/RS485 Convertor	1 шт.;
Модем Zyxel U-336S	2 шт.;

GSM терминал SIEMENS TC 35	2 шт.;
Устройство сбора и передачи данных терминал POREG	1 шт.;
Автоматизированное рабочее место	1 шт.;
Комплект эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ОАО «Сетка»	1 комп.;
Методика поверки	1 экз.

ПОВЕРКА

Поверка системы проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно - измерительная для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетка». Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в сентябре 2006 г.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики статические трехфазные переменного тока активной и реактивной энергии МТ 851 – по ГОСТ 8.584-2004.

- УСПД терминал POREG – по методике поверки на устройства сбора и передачи данных терминалы POREG.

Вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А».

Секундомер СДСпр-1 ТУ 25-1810.0021-90.

Компьютер типа IBM с установленным ПО «MeterView Lite» и устройством связи оптическим УСО-2.

Радиоприемник, принимающий сигналы службы точного времени радиостанции "Маяк".

Межповерочный интервал - 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».

Техническая документация ОАО «Сетка».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно - измерительной для коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетка» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель:

ОАО «Сетка»

Адрес: 606093, Нижегородская обл., Володарский район, п. Решетиха,
ул.Затылкова, д.2а.

Тел. (83136) 4-72-34, 4-72-22

Факс (83136) 4-71-08

Генеральный директор ОАО «Сетка»



Г. И. Семин