

# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА



СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГЦИ СИ ВНИИМС

В.Н. Яншин

« 25 » МЦ 2005 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «КМЗ»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>29402-05</u> Взамен _____
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документацией ООО «Энерготестсистема», г.Москва, заводской № 01.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «КМЗ» (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «КМЗ») предназначена для измерений и коммерческого (технического) учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергопотреблении на ОАО «Ковровский механический завод» и для передачи измеренных (учтённых) значений в энергосбытовые компании.

## ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «КМЗ» сконпонована на объекте эксплуатации из серийно выпускаемых средств измерений и технических средств и представляет собой территориально распределенную информационно-измерительную систему, состоящую из первичных измерительных преобразователей – измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии, устройств сбора и передачи данных - УСПД (контроллеров), центрального компьютера и автоматизированных рабочих мест (АРМ) на базе ЭВМ типа IBM PC и специализированного программного обеспечения (ПО).

Многофункциональные счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485 и аналогичные) измеряют энергию, мощность, время и другие параметры и сохраняют эту информацию в энергонезависимой памяти с датой и меткой времени.

УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображение первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на центральный компьютер и на АРМ.

АРМ предназначен для сбора, обработки и хранения информации, полученной по различным каналам, и для формирования учетно-отчетных документов в компьютере и выводе этих документов на принтер.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом.

Полный перечень параметров энергопотребления определяется типами применяемых электросчетчиков и УСПД и приводится в руководстве пользователя программного обеспечения системы.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках и УСПД может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, различные регистраторы событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств, перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ. Синхронизацию по сигналам точного времени в системе обеспечивает измеритель текущего значения времени ИВЧ-1. Все измерительные компоненты системы, имеющие часы реального времени, синхронизируются при опросе с верхнего уровня, тем самым обеспечивая систему единого времени.

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрена аппаратная блокировка, пломбирование средств учета, кроссовых и клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы (электронные ключи, индивидуальные пароли, коды оператора и программные средства для защиты файлов и баз данных).

Средства связи, контроллеры приема-передачи данных, пульта оператора, средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам, поскольку выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

Все основные технические компоненты являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений как комплексы в целом или поэлементно (когда в Госреестр СИ внесены отдельно измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии и УСПД).

*Перечень составных частей системы АИИС КУЭ ОАО «КМЗ»*

Таблица 1

№	Наименование	Номер в Госреестре средств измерений	Примечание
<i>Основные технические компоненты</i>			
<b>1</b>	<b>Технические средства учета электрической энергии и мощности</b>		
1.1	Измерительные трансформаторы тока	Внесены в Госреестр по ГОСТ 7746	Класс точности 0,5
1.2	Измерительные трансформаторы напряжения	Внесены в Госреестр по ГОСТ 1983	Класс точности 0,5
1.3	Многофункциональные счетчики электрической энергии (имеющие цифровой интерфейс) СЭТ-4ТМ.02.2	Г.р. № 20175-00	Класс точности 0,5S по активной энергии и 1 реактивной энергии
1.4	УСПД: - контроллер сетевой промышленный СИКОН С1; - контроллер сетевой промышленный СИКОН С10	Г.р. № 15236-01 Г.р. № 21741-01	Обеспечивают сбор измерительной информации от счетчиков.
1.5	Измеритель текущего значения времени ИВЧ-1	Г.р. № 18041-04	Обеспечивает синхронизацию по времени компонентов системы

№	Наименование	Номер в Госреестре средств измерений	Примечание
<i>Вспомогательные технические компоненты</i>			
2	<b>Средства вычислительной техники и связи</b>		
2.1	Компьютер типа IBM PC, используемый для хранения и визуализации данных измерений.	-----	Компьютеров может быть более 1 экз.
2.2	ИКМ – интеллектуальный кэширующий маршрутизатор	-----	Обеспечивают дополнительную связь и опрос данных с УСПД
2.3	UPS - устройство бесперебойного питания	-----	Обеспечивает питание компьютеров и УСПД
2.4	Стойка ВЧ-связи с модемами	-----	Обеспечивают связь между удалёнными УСПД
2.5	Сотовые терминалы (GSM - модемы)	-----	Обеспечивают основные и резервные каналы сотовой связи между УСПД и передачу данных в энергосбытовые компании
2.6	Принтер	-----	1 экз.
<i>Программные компоненты</i>			
3	Программное обеспечение «Клиент», установленное на центральном компьютере АИИС КУЭ ОАО «КМЗ»	-----	Операционная система: Microsoft Windows 95/98/NT/2000/ME

### ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Критерии устойчивости к воздействию внешних факторов (температуры, влажности окружающего воздуха, атмосферного давления) составных частей системы АИИС КУЭ (счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов и пр.) - согласно эксплуатационной документации на эти приборы.

Таблица 2

1	Предел основной относительной погрешности при измерениях электрической энергии, %	Вычисляется по методике поверки в зависимости от состава ИК. Значения погрешностей приведены в таблице 3
2	Номинальные параметры первичных цепей измерительных каналов: Напряжение, кВ Ток, А	6; 0,4 1000; 600; 400; 200
3	Номинальные параметры вторичных цепей измерительных каналов: Напряжение, В Ток, А	100 5
4	Параметры питающей сети для вторичных приборов: - напряжение, В - частота, Гц	100± 10% и 220 ± 10% 50 ± 1
5	Диапазон измерения электрической энергии, кВт·ч (квар·ч) или МВт·ч (Мвар·ч)	0 ... 999999999
6	Диапазон измерения электрической мощности, кВт (квар) или МВт (Мвар)	0 ... 999999999
7	Потребляемая мощность, В·А	В соответствии с документацией на составные части
8	Количество точек учёта электроэнергии	16
9	Предел допускаемой абсолютной погрешности по времени, секунды в сутки	± 3

10	Интервал задания границ тарифных зон, мин.	30
11	Максимальное удаление электросчетчиков с цифровым выходом от УСПД, км	5 и более (определяется каналом связи)
12	Средняя наработка на отказ, ч	40000
13	Средний срок службы, лет, не менее	12

Номинальная функция преобразования для измерений и учета электроэнергии по временным тарифным зонам и направлениям.

На основании данных профиля нагрузки

$$\Delta E = \sum E_i ,$$

где  $\Delta E$  – электроэнергия за расчетный период;

$\sum E_i$  - сумма измеренных значений энергии за полчаса (считанных из профиля нагрузки электросчетчика или УСПД / контроллера/ за расчетный период) в кВт·ч, (МВт·ч).

Номинальная функция преобразования для измерений средней мощности.

На основании показаний счетчика или УСПД (контроллера) о мощности в именованных единицах в общем случае

$$P = P_{сч} \times K ,$$

где:  $P$  – значение средней получасовой мощности за расчетный период для каждого получаса и для каждого направления энергии, в кВт (МВт);

$P_{сч}$  – показания счетчика или сумматора по средней получасовой мощности в именованных единицах;

$K$  – масштабный множитель (коэффициент трансформации).

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации в цифровом виде и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов. Значения метрологических характеристик для этих измерительных каналов (ИК) приведены в таблице 3 и 4.

Таблица 3

Классы точности счетчиков			
Классы точности измерительных трансформаторов (6 кВ)		Класс 0,5 ГОСТ 30206	Класс 1,0 ГОСТ 26035
	ТрТ кл. 0,5 ГОСТ 7746		Диапазон токов от 5% до 120%
ТрН кл. 0,5 ГОСТ 1983		Коэффициент мощности 1 $\delta_3 = (2,1 \div 1,3) \%$ Коэффициент мощности 0,5 $\delta_3 = (4,3 \div 2,1) \%$	Коэффициент мощности 1 $\delta_3 = (2,1 \div 1,7) \%$ Коэффициент мощности 0,5 $\delta_3 = (4,7 \div 2,2) \%$

Таблица 4

Классы точности счетчиков			
Классы точности измерительных трансформаторов (0,4 кВ)		Класс 0,5 ГОСТ 30206	Класс 1,0 ГОСТ 26035
	ТрТ кл. 0,5 ГОСТ 7746		Диапазон токов от 5% до 120%
		Коэффициент мощности 1 $\delta_3 = (1,6 \div 1,1) \%$ Коэффициент мощности 0,5 $\delta_3 = (3,4 \div 1,7) \%$	Коэффициент мощности 1 $\delta_3 = (2,2 \div 1,6) \%$ Коэффициент мощности 0,5 $\delta_3 = (3,9 \div 1,8) \%$

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых погрешностей по электрической энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки.

Пределы допускаемых дополнительных погрешностей от влияний внешних воздействий на ИК по электроэнергии определяются классами точности применяемых счетчиков.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Предел допускаемой относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала на интервалах усреднения мощности, на которых не производилась корректировка времени, рассчитывают по следующей формуле:

$$\delta_p = \delta_3 + \frac{\Pi \times 100 \%}{t_{\text{инт}} \times P} + \frac{D \times 100 \%}{P},$$

где

$\delta_p$  – предел допускаемой относительной погрешности по мощности;

$\delta_3$  – предел допускаемой относительной погрешности измерительных каналов по электроэнергии (см. табл. 1);

$\Pi$  – постоянная счетчика (количество кВт·ч на один импульс);

$P$  – величина измеренной средней мощности (в кВт);

$t_{\text{инт}}$  – интервал усреднения мощности (в часах);

$D$  – единица младшего разряда измеренной средней мощности (в кВт).

Предел допускаемой дополнительной погрешности по средней мощности на интервале усреднения, на котором производилась корректировка времени, рассчитывается по формуле:

$$\delta_{p \text{ корр}} = \frac{\Delta t \times 100 \%}{60 \times t_{\text{инт}}},$$

где  $\Delta t$  – величина произведенной корректировки текущего времени в счетчике (в секундах);

$t_{\text{инт}}$  – величина интервала усреднения мощности (в минутах).

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Таблица 5

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «КМЗ»	Согласно схеме объекта учета
Программное обеспечение «Клиент»	В соответствии с эксплуатационной документацией на комплект программ
Эксплуатационная документация (руководство по эксплуатации)	Один комплект
Методика поверки ВЛСТ 150.00.000 И1	Один экземпляр

## ПОВЕРКА

Поверка производится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «КМЗ». Методика поверки», утвержденной ВНИИМС в 2005 году.

Перечень основного оборудования, необходимого для поверки: генератор импульсов класс точности 0,1 или счетчики электрической энергии с действующим клеймом поверки; секундомер; радиоприемник любого типа, принимающий сигналы точного времени.

Поверка составных частей системы АИИС КУЭ ОАО «КМЗ» (измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии, и контроллеров «СИКОН С1» и «СИКОН С10») осуществляется по своим методикам поверки.

Для автоматизации расчетов метрологических характеристик систем допускается использование программы «Электрометрика», выполняющей расчет по тем же алгоритмам, которые приведены в методике поверки.

Межповерочный интервал – 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

ГОСТ 30206-94 «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 7746-89 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-89 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

РЭ «Система автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ОАО «КМЗ». Руководство по эксплуатации»

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) АИИС КУЭ ОАО «КМЗ» утверждена с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа и метрологически обеспечена при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ООО «Энерготестсистема»  
121099, г. Москва, Новинский б-р, д.11.  
Тел.: (095) 543-61-58.

Генеральный директор  
ООО «Энерготестсистема»



В.И. Мещеряков