

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО:



Руководитель ФЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

М.П. _____ » 09 2009 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>41377-09</u></p>
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ОАО «Мосгорэнерго», г. Москва, заводской № 1.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (мощности) ОАО «Мосгорэнерго» (в дальнейшем – АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго») предназначена для измерений коммерческого учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Область применения: ОАО «Мосгорэнерго» и граничащие с ней по цепям электроснабжения энергосистемы, промышленные и другие энергопотребляющие (энергопоставляющие) предприятия.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» представляет собой информационно-измерительную двухуровневую систему.

Первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений. В состав ИИК входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, счетчики электрической энергии.

Второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: сервер сбора данных; технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура). ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерения, диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их смежным субъектам, ИАСУ КУ ОАО «АТС», Филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Московское РДУ.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров энергопотребления:

активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом, с учетом временных (тарифных) зон, включая прием и отдачу энергии;

средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета, группам каналов учета и объекту в целом;

календарного времени и интервалов времени.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках, в ИВК может храниться служебная информация: параметры качества электроэнергии в точке учета, регистрация различных событий, данные о корректировках параметров, данные о работоспособности устройств,

перерывы питания и другая информация. Эта информация может по запросу пользователя передаваться на АРМ.

В АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-5ТМ.05 производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. Подключение счётчиков к модему осуществляется с помощью интерфейса RS-232 или по интерфейсу RS-485 через преобразователь интерфейсов. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в ИВК ОАО «Мосгорэнерго». Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИВК.

Для передачи данных от ИИК на уровень ИВК используются сотовый канал связи (GSM900/1800). Данные хранятся в сервере базы данных по сети. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени УСВ, подключенного к ИВК АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго». Коррекция времени счетчиков производится автоматически при рассогласовании с системным временем более чем на ± 2 с.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной и реактивной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и ИВК соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам СЭТ-4ТМ.03, ПСЧ-5ТМ.05М через оптопорт (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного инженерного пульта на базе NoteBook с последующей передачей данных на верхний уровень.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 60 суток;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3 лет;

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» являются средствами измерений и зарегистрированы в Государственном реестре. Устройства связи, модемы различных типов, дополнительные средства вычислительной техники (персональные компьютеры) отнесены к вспомогательным техническим компонентам и выполняют только функции передачи и отображения данных, получаемых от основных технических компонентов.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности АИИС КУЭ при измерении электрической энергии.	Вычисляются по методике поверки в зависимости от состава ИИК. Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 2
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В частота, Гц	220 ± 22 50 ± 1
Температурный диапазон окружающей среды для: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	+10 + 30 -40 + 55
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТН, % от номинального значения	25 – 100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	10; 6; 0,4
Первичные номинальные токи, кА	100; 150; 200; 400; 600
Номинальное вторичное напряжение, В	100; 380
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	10
Интервал задания границ тарифных зон, минут	30
Абсолютная погрешность при измерении текущего времени в системе и ее компонентах, не более, секунд	±5
Средний срок службы системы, лет	15

Таблица 2:

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %

№ ИК	Состав ИИК	cos φ (sin φ)	±δ %I			
			I _{1%} ≤ I < I _{5%}	I _{5%} ≤ I < I _{20%}	I _{20%} ≤ I < I _{100%}	I _{100%} ≤ I ≤ I _{120%}
1-3, 7, 8	ТТ класс точности 0,5	1	–	±2,2	±1,7	±1,5
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	–	±3,3	±2,2	±1,9
	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5 (инд.)	–	±5,7	±3,3	±2,6
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,6)	–	±5,5	±4,0	±3,7
	Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,86)	–	±4,0	±3,4	±3,3
4-6	ТТ класс точности 0,5	1	–	±2,1	±1,5	±1,4
	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	0,8 (инд.)	–	±3,2	±2,0	±1,7
		0,5 (инд.)	–	±5,5	±3,0	±2,3
	ТТ класс точности 0,5	0,8 (0,6)	–	±5,4	±3,9	±3,5
	Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,86)	–	±3,9	±3,4	±3,3

9, 10	ТТ класс точности 0,2S	1	±2,0	±1,5	±1,6	±1,6
	ТН класс точности 0,5	0,8 (инд.)	±2,2	±2,0	±1,7	±1,7
	Счетчик класс точности 0,5S (активная энергия)	0,5 (инд.)	±2,8	±2,3	±2,0	±2,0
	ТТ класс точности 0,2S	0,8 (0,6)	±3,9	±3,7	±3,5	±3,5
	ТН класс точности 0,5 Счетчик класс точности 1,0 (реактивная энергия)	0,5 (0,86)	±3,6	±3,3	±3,3	±3,3

Примечание:

*) Погрешность измерений для ТТ класса точности 0,5 и 1,0 нормируется только для тока в диапазоне 5-120% от номинального значения.

*) В процессе эксплуатации системы возможны замены отдельных измерительных компонентов без переоформления свидетельства об утверждении типа АИИС КУЭ: стандартизированных компонентов - измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов, класс точности которых должен быть не хуже класса точности первоначально указанных в таблице. Замена оформляется актом, согласно требованиям ст. 4.2 МИ 2999-2006. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Для разных сочетаний классов точности измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении энергии и мощности в рабочих условиях эксплуатации рассчитываются согласно алгоритмам, приведенным в методике поверки АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго».

Пределы допускаемой относительной погрешности по средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах:

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении средней получасовой мощности и энергии, в процентах;

δ – пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.2 при измерении электроэнергии, в процентах;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт·ч);

T_{cp} – интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P – величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности по средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$\delta_{p, \text{корр.}} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

Δt – величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах); T_{cp} – величина интервала усреднения мощности (в часах).

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» поставки приведена в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3

Канал измерений		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
№ ИИК	Наименование объекта учета, точка измерений по документации энергообъекта	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, заводской номер, номер в Госреестре СИ	
1	2	3	4	5
ЗАО «КПТФ»				
1	ПС «Кинешма», Ф. 617 6КВ	ТТ	ТПОЛ-10 класс точности 0,5 К _{тт} = 600/5 Зав.№ 18848, 14512 Госреестр № 1261-02	Ток первичный
		ТН	НТМИ-6 класс точности 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав.№ 2797 Госреестр № 831-53	Напряжение первичное
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№ 0808090985 Госреестр 27524-04	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени
2	ПС «Кинешма», Ф. 608 6КВ	ТТ	ТПОЛ-10 класс точности 0,5 К _{тт} = 600/5 Зав.№ 14416, 330066 Госреестр № 1261-02	Ток первичный
		ТН	НТМИ-6 класс точности 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав.№ 2797 Госреестр № 831-53	Напряжение первичное
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№ 0808090275 Госреестр 27524-04	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени

3	ПС «Кинешма», Ф. 619 6КВ	ТТ	ТПЛ-10 класс точности 0,5 К _{тт} = 400/5 Зав.№ 43693, 54800 Госреестр 1276-59	Ток первичный
		ТН	НТМИ-6 класс точности 0,5 К _{тн} = 6000/100 Зав.№ 3937 Госреестр № 831-53	Напряжение пер- вичное
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№ 0808090745 Госреестр 27524-04	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интерва- лы времени
4	ЗАО «КПТФ» Ф. 15 управдом	ТТ	ТТИ-А класс точности 0,5 К _{тт} = 100/5 Зав.№ Е5607, Е5587, Е5597 Госреестр 28139-06	Ток первичный
		ТН	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 класс точности 0,5/1,0 Зав.№ 0318087996 Госреестр 27779-04	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интерва- лы времени
5	ЗАО «КПТФ» ПС №4, ф. 14	ТТ	ТТИ-А класс точности 0,5 К _{тт} = 200/5 Зав.№ R43471, R38271, M23447 Госреестр 28139-06	Ток первичный
		ТН	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 класс точности 0,5/1,0 Зав.№ 0318086553 Госреестр 27779-04	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интерва- лы времени

6	ЗАО «КПТФ» ПС №1, ф. 17	ТТ	ТТИ-А класс точности 0,5 К _{тт} = 100/5 Зав.№ Е5600, Е5601, Е5603 Госреестр 28139-06	Ток первичный
		ТН	-	-
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05 класс точности 0,5/1,0 Зав.№ 0318088011 Госреестр 27779-04	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени
ОАО «Птицефабрика «Кинешемская»				
7	ПС «Луговая» ф. 117	ТТ	ТВК-10 класс точности 0,5 К _{тт} = 150/5 Зав.№ 11353, 29934 Госреестр 8913-82	Ток первичный
		ТН	НАМИ-10 класс точности 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав.№ 4848 Госреестр 11094-87	Напряжение первичное
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№ 080708280 Госреестр 27524-04	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени
8	ПС «Луговая» ф. 119	ТТ	ТВЛМ-10 класс точности 0,5 К _{тт} = 200/5 не читаются Госреестр 1856-63	Ток первичный
		ТН	НАМИ-10 класс точности 0,5 К _{тн} = 10000/100 Зав.№ 1146 Госреестр 11094-87	Напряжение первичное
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03.01 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№ 0808090212 Госреестр 27524-04	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени

ООО «МЕТРО Кэш Энд Кэрри»

9	ПС «Черная» яч. 24 ф. 24	ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 класс точности 0,2S Ктт = 150/5 Зав.№ 07441-09; 07440-09 Госреестр 32139-06	Ток первичный
		ТН	НТМИ-6-66 класс точности 0,5 Ктн = 6000/100 Зав.№ 1906 Госреестр № 2611-70	Напряжение пер- вичное
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№ 0106081936 Госреестр 27524-04	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интерва- лы времени
10	ПС «Черная» яч. 6, ф. 15	ТТ	ТОЛ-СЭЩ-10-11 класс точности 0,2S Ктт = 150/5 Зав.№ 07518-09; 07449-09 Госреестр 32139-06	Ток первичный
		ТН	НТМИ-6-66 класс точности 0,5 Ктн = 6000/100 Зав.№ 441 Госреестр № 2611-70	Напряжение пер- вичное
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,5S/1,0 Зав.№ 011040087 Госреестр 27524-04	Количество актив- ной и реактивной энергии, календар- ное время, интерва- лы времени

Наименование средств измерений	Количество приборов в АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго»	Номер в Госреестре средств измерений
1	2	3
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746 ТПОЛ-10; ТВК-10; ТТИ-А; ТПЛМ-10; ТВЛМ-10; ТОЛ-СЭЦ-10-11	Согласно схеме объекта учета	№ 1261-02; № 8913-82; № 28139-06; № 2363-68; № 1856-63; № 32139-06
Измерительные трансформаторы напряжения ГОСТ 1983 НТМИ-6; НАМИ-10; НТМИ-6-66	Согласно схеме объекта учета	№ 831-53; № 11094-87; № 2611-70
СЭТ-4ТМ.03.01; ПСЧ-4ТМ.05;	По количеству то-чек учета 10(двенадцать)	№ 27524-04; № 27779-04;
ИВК Комплекс информационно-вычислительный (сервер) на базе ПО «Альфа-Центр»	Один	№ 20481-00
Устройство синхронизации времени УСВ-1	Один	№28716-05

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго»
ПО Microsoft Windows 2003 Server R2 Std. Edit.	1(один)
Модем SIEMENSMS 35iT	2(два)
ПО АльфаЦентр AC_SE_5 Многопользовательская версия	1(один)
Модем Siemens MC-35it в комплекте с блоком питания	7(семь)
Формуляр на систему	1(один) экземпляр
Методика поверки	1(один) экземпляр
Руководство по эксплуатации	1(один) экземпляр

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 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.03.01, в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, согласованной с ФГУ «Нижегородским ЦСМ»;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05, в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.126 РЭ1, согласованной с ФГУ «Нижегородским ЦСМ»;

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

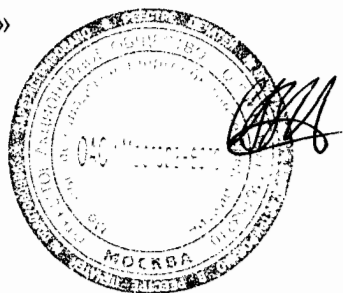
- ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- ГОСТ 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92) Межгосударственный стандарт «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 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- МИ 3000-2006 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

Изготовитель: ОАО «Мосгорэнерго»

Первый заместитель
Генерального директора



С.В. Никологорский