

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

« 30 » 06 2010 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44852-10</u>
---	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ОАО "Мосгорэнерго", г. Москва, заводской № 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» (в дальнейшем – АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК») предназначена для измерений и коммерческого учета электрической энергии и мощности, а также автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации об энергоснабжении. В частности, АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергетики и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии и мощности.

Область применения: на объектах филиала №4 «Восточный» ОАО «МОЭК» и граничащие с ней по цепям электроснабжения энергосистемы, промышленные и другие энергопотребляющие (энергопоставляющие) предприятия.

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» 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 электроустановки (ИВКЭ), в который входит УСПД типа RTU-325L, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Третий 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 30-ти минутные 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.

АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» измерения и передача данных на верхний уровень происходят 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 Альфа А1141-RAL-BW-4Т 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. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения установленного на УСПД, далее информация поступает на ИВК (сервер), где происходит накопление и отображение собранной информации. Полный перечень информации, передаваемой на ИВК, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков, УСПД и уровнем доступа АРМа к базе данных. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи, GSM-сеть связи (основной канал). В качестве резервного канала связи также применяется спутниковая сеть связи.

АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» 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 УССВ, подключенного к УСПД. Коррекция времени счетчиков производится автоматически при рассогласовании с системным временем более чем на ± 2 с.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» соответствуют техническим требованиям ОРЭМ 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, УСПД и ИВК соответствуют техническим требованиям ОРЭМ к АИИС КУЭ субъекта ОРЭМ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам Альфа А1141-RAL-BW-4Т через оптопорт (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного инженерного пульта на базе NoteBook с последующей передачей данных на верхний уровень.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации со счетчиков. Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти. Предусмотрен самостоятельный старт УСПД после возобновления питания.

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 КТС Филиала № 4 «Восточ-

ный» ОАО «МОЭК» 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...+45 +10...+45
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	0,4
Первичные номинальные токи, кА	0,3; 0,6
Номинальное вторичное напряжение, В	380
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	7
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, %

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении активной электрической энергии					
Номера каналов	Значение $\cos \varphi$	$\pm \delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\pm \delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm \delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm \delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1-7	1	±2,7	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±3,5	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,4	±2,6	±2,6
Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении реактивной электрической энергии					
Номера каналов	Значение $\cos \varphi / \sin \varphi$	$\pm \delta_{1(2)\%I}$ $I_{1(2)\%} \leq I < I_{5\%}$	$\pm \delta_{5\%I}$ $I_{5\%} \leq I < I_{20\%}$	$\pm \delta_{20\%I}$ $I_{20\%} \leq I < I_{100\%}$	$\pm \delta_{100\%I}$ $I_{100\%} \leq I \leq I_{120\%}$
1-7	0,8/0,6	±5,7	±4,4	±4,0	±4,0
	0,5/0,87	±4,4	±3,7	±3,6	±3,6

об утверждении типа средств измерений

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 КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МО-ЭК».

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:

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

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

δ_s – 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 КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» поставки приведена в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3

Измерительные компоненты (трансформаторы тока (ТТ) и счетчики) входящие в состав АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК»

Таблица 3.

Канал учета			Средство измерений		Наименование измеряемой величины
Номер измерит. канала	Код точки измерения	Наименование объекта учета (измерительного канала)	вид СИ	обозначение, тип, метрологические характеристики	
1	2	3	4	5	6
1		ТП 11592 ВРУ Ввод 43912	ТН трансформатор напряжения	---	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	Т-0,66М У3 300/5 Кл. т 0,5 S Зав № 059244 Зав № 059245 Зав № 059246 Госреестр № 36382-07	Первичный ток, I_1
			Счетчик	Альфа А1141-RAL-BW-4Т Кл. т 0,5 S/1,0 Зав № 05010530 Госреестр № 33786-07	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q
2		ТП 11591 ВРУ Ввод 35222А	ТН трансформатор напряжения	---	Первичное напряжение, U_1
			ТТ трансформаторы тока	Т-0,66М У3 300/5 Кл. т 0,5 S Зав № 028842 Зав № 028843 Зав № 028844 Госреестр № 36382-07	Первичный ток, I_1
			Счетчик	Альфа А1141-RAL-BW-4Т Кл. т 0,5 S/1,0 Зав № 05010537 Госреестр № 33786-07	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q

3	ТП 11591 ВРУ Ввод 35222Б	ТН трансформатор напряжения	---	Первичное напряжение, U_1
		ТТ трансформаторы тока	Т-0,66М У3 300/5 Кл. т 0,5 S Зав № 028839 Зав № 028840 Зав № 028841 Госреестр № 36382-07	Первичный ток, I_1
		Счетчик	Альфа А1141-RAL-BW-4Т Кл. т 0,5 S/1,0 Зав № 05010540 Госреестр № 33786-07	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
4	ТП 11378 ВРУ Ввод 32697	ТН трансформатор напряжения	---	Первичное напряжение, U_1
		ТТ трансформаторы тока	Т-0,66М У3 300/5 Кл. т 0,5 S Зав № 039852 Зав № 039853 Зав № 039854 Госреестр № 36382-07	Первичный ток, I_1
		Счетчик	Альфа А1141-RAL-BW-4Т Кл. т 0,5 S/1,0 Зав № 05010532 Госреестр № 33786-07	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
5	ТП 11378 ВРУ Ввод 32696	ТН трансформатор напряжения	---	Первичное напряжение, U_1
		ТТ трансформаторы тока	Т-0,66М У3 300/5 Кл. т 0,5 S Зав № 039849 Зав № 039850 Зав № 039851 Госреестр № 36382-07	Первичный ток, I_1
		Счетчик	Альфа А1141-RAL-BW-4Т Кл. т 0,5 S/1,0 Зав № 05010538 Госреестр № 33786-07	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

6	ТП 24364 ВРУ Абонент А	ТН трансформатор напряжения	---	Первичное напряжение, U_1
		ТТ трансформаторы тока	Т-0,66М У3 600/5 Кл. т 0,5 S Зав № 058953 Зав № 058954 Зав № 058955 Госреестр № 36382-07	Первичный ток, I_1
		Счетчик	Альфа А1141-RAL-BW-4Т Кл. т 0,5 S/1,0 Зав № 05010526 Госреестр № 33786-07	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q
7	ТП 24364 ВРУ Абонент Б	ТН трансформатор напряжения	---	Первичное напряжение, U_1
		ТТ трансформаторы тока	Т-0,66М У3 600/5 Кл. т 0,5 S Зав № 058956 Зав № 058957 Зав № 058958 Госреестр № 36382-07	Первичный ток, I_1
		Счетчик	Альфа А1141-RAL-BW-4Т Кл. т 0,5 S/1,0 Зав № 05010524 Госреестр № 33786-07	Энергия активная, W_P Энергия реактивная, W_Q

Таблица 5

Наименование средств измерений	Количество приборов, заводской номер в АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК»	Номер в Госреестре средств измерений
1	2	3
Измерительные трансформаторы тока ГОСТ 7746: Т-0,66М У3	21	36382-07
Альфа А1141-RAL-BW-4Т	7	33786-07
ИВК «Альфа-Центр»	Зав. №5992	20481-00
УСПД RTU-325	Зав. №5357 Зав. №5346 Зав. №5340	19495-03

Таблица 6

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации.	Необходимое количество для АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК»
Сервер HP Proliant ML370R05	Один
ПО Microsoft Windows 2003 Server R2 Std. Edit.	Одно
ПО АльфаЦентр AC_SE_5 Многопользовательская версия	Одно
Модем Siemens MC-35it в комплекте с антенной и блоком питания	Три
Устройство синхронизации времени Шкаф УССВ (16HVS/LVS) Метроника MC-225	Одно
Многопортовый терминальный сервер MOXA NP6650-16	Один
Модем Zyxel 56K	Один
Коммутатор Cisco Catalist 2960-24	Один
Формуляр на систему КНМУ.411711.055.ФО	Одно
Методика поверки КНМУ.411711.055.ПМ	Одно
Руководство по эксплуатации КНМУ.411711.055.ИЗ	Одно

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии Альфа А1140 в соответствии с методикой поверки утвержденной ФГУ «РОСТЕСТ-МОСКВА» в 2006 году.

- Радиочасы МИР РЧ-01.

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 Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Национальный стандарт Российской Федерации «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S».

ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 7746 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ КТС Филиала № 4 «Восточный» ОАО «МОЭК» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ОАО "Мосгорэнерго"

Адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, 34

Генеральный директор ОАО "Мосгорэнерго"



Д.В. Углов