

## 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  $\pm 2$  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:

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

<sup>\*)</sup> 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:

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

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

$\delta_s$  – 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:

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

$\Delta t$  – 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
ИБК «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».

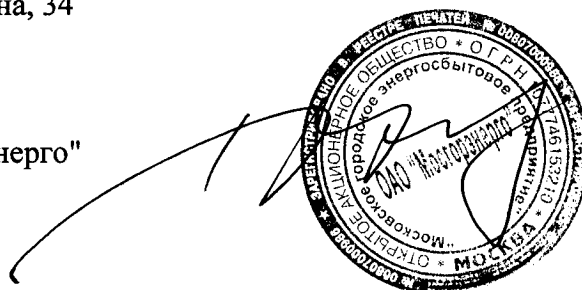
## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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