

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ГИИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

\*М.П. 14 » 09 2009 г.

|   |   |
|---|---|
| <p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Курская ЭСК» для ООО «ГОТЭК-ЦПУ»</p> | <p>Внесена в Государственный реестр средств измерений<br/>Регистрационный № <u>41378-09</u></p> |
|---|---|

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации ООО «Инженерный центр «Прогресс», г. Москва, заводской № 1.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Курская ЭСК» для ООО «ГОТЭК-ЦПУ» (в дальнейшем – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной, реактивной энергии и мощности, а также для автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ предназначена для использования на оптовом и розничном рынках электрической энергии (мощности).

Область применения: АИИС КУЭ применяется в ОАО «Курская энергосбытовая компания» для энергоснабжения ООО «ГОТЭК-ЦПУ» (Курская область, г. Железногорск, промзона) и граничащих с ним по цепям электроснабжения энергосистемах, промышленных и других энергопотребляющих (энергопоставляющих) предприятиях.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой информационно-измерительную систему, в состав которой входят следующие уровни:

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 электронно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок. В состав ИВКЭ входит контроллер (УСПД), обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приема-передачи данных (каналообразующей аппаратуры).

Третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК). В состав ИВК входят: сервер сбора данных и 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» - Курское РДУ и другим смежным субъектам оптового рынка электрической энергии.

Система обеспечивает измерение следующих основных параметров:

- 1) активной (реактивной) энергии за определенные интервалы времени по каналам учета;
- 2) средних значений активной (реактивной) мощности за определенные интервалы времени по каналам учета;
- 3) календарного времени и интервалов времени.

Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных счетчиков электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М, УСПД ЭКОМ-3000.

Кроме параметров энергопотребления (измерительной информации) в счетчиках, УСПД, сервере сбора данных хранится информация: регистрация различных событий, данные о работоспособности устройств, перемены питания и другая информация.

В АИИС КУЭ 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 ПСЧ-4ТМ.05М производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) и рассчитывают активную мощность ( $P=U \cdot I \cdot \cos\phi$ ) 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 и в автоматическом режиме измерительная информация направляется в устройство сбора и передачи данных (УСПД). В УСПД происходят косвенные измерения электрической энергии при помощи программного обеспечения программно-технического комплекса ЭНЕРГОСФЕРА, установленного в УСПД, далее информация поступает на сервер, где происходит накопление и отображение собранной информации. Для передачи данных, несущих информацию об измеряемой величине от одного компонента АИИС КУЭ к другому, используются проводные линии связи.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, УСПД, сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится, не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени (УССВ), типа УСВ-1 на основе GPS-приемника, подключенного к серверу (ИВК).

Для защиты метрологических характеристик системы от несанкционированных изменений (корректировок) предусмотрено пломбирование средств измерений и учета, клеммных коробок, а также многоуровневый доступ к текущим данным и параметрам настройки системы.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ соответствуют критериям качества АИИС КУЭ, определенным согласно техническим требованиям ОАО «АТС» к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной (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, соответствуют техническим требованиям к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ.

Глубина хранения информации в системе не менее 35 суток. (Для счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М глубина хранения каждого массива профиля мощности при времени интегрирования 30 мин составляет 113 суток; для УСПД ЭКОМ-3000 глубина хранения графика средних мощностей за интервал 30 мин – 50 суток; для ИВК – 3,5 года). При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергонезависимой памяти.

Для защиты информации и измерительных каналов АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства предусмотрена механическая и программная защита. Все кабели, приходящие на счетчик от измерительных трансформаторов и сигнальные кабели от счетчика, крессируются в пломбируемом отсеке счетчика.

Все основные технические компоненты, используемые АИИС КУЭ, 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:<br>Напряжение, В<br>частота, Гц  | 220 ± 22<br>50 ± 1   |
| Температурный диапазон окружающей среды для:<br>- счетчиков электрической энергии, °С<br>- трансформаторов тока и напряжения, °С | -10 + 35<br>-10 + 35   |
| 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   | 6  |
| Первичные номинальные токи, А  | 400; 600   |
| Номинальное вторичное напряжение, В  | 100  |
| Номинальный вторичный ток, А   | 5  |
| Количество точек учета, шт.  | 4  |
| 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   | 20   |

Таблица 2

Пределы допускаемых относительных погрешностей при измерении электрической энергии, %

| № ИК | Состав ИК  | cos φ<br>(sin φ) | ±δ   |   |   |
|------|--|------------------|--|---|---|
|      |  |                  | ±δ 5%I<br>I <sub>5%</sub> ≤ I < I <sub>20%</sub> | ±δ 20%I<br>I <sub>20%</sub> ≤ I < I <sub>100%</sub> | ±δ 100%I<br>I <sub>100%</sub> ≤ I ≤ I <sub>120%</sub> |
| 1, 3 | ТТ класс точности 0,5<br>ТН класс точности 0,2<br>Счетчик класс точности 0,5S<br>(активная энергия)  | 1                | ±3,0   | ±2,7  | ±2,6  |
|      |  | 0,8 (инд.)       | ±3,9   | ±3,0  | ±2,9  |
|      |  | 0,5 (инд.)       | ±6,1   | ±4,0  | ±3,5  |
|      | ТТ класс точности 0,5<br>ТН класс точности 0,2<br>Счетчик класс точности 1,0<br>(реактивная энергия) | 0,8 (0,6)        | ±5,5   | ±4,2  | ±3,9  |
|      |  | 0,5 (0,87)       | ±4,0   | ±3,5  | ±3,3  |

|     |  |            |      |      |      |
|-----|--|------------|------|------|------|
| 2;4 | ТТ класс точности 0,5                              | 1          | ±3,1 | ±2,7 | ±2,7 |
|     | ТН класс точности 0,5                              | 0,8 (инд.) | ±3,9 | ±3,1 | ±2,9 |
|     | Счетчик класс точности 0,5S<br>(активная энергия)  | 0,5 (инд.) | ±6,2 | ±4,2 | ±3,7 |
|     | ТТ класс точности 0,5                              | 0,8 (0,6)  | ±5,6 | ±4,3 | ±4,0 |
|     | ТН класс точности 0,5                              | 0,5 (0,87) | ±4,1 | ±3,5 | ±3,4 |
|     | Счетчик класс точности 1,0<br>(реактивная энергия) |            |      |      |      |

Примечание: \*) 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, а также УСПД - на однотипный утвержденного типа. 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.

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:

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

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

$\delta$  – 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 ОАО «Курская ЭСК» для ООО «ГОТЭК-ЦПУ» приведена в таблице 3, 4 и 5.

Таблица 3

| Канал учета |   | Средство измерений                                     |  | Наименование измеряемой величины          |
|-------------|---|--|--|---|
| Номер п/п   | Номер ИИК, наименование объекта учета (по документации энергообъекта) | Номер по схеме (по документации энергообъекта), вид СИ | Обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики, заводской номер, № Госреестра |   |
| 1           | ООО «ГОТЭК-ЦПУ»<br>РУ №3 6 кВ, яч. 13                                 | ТТ   | ТОЛ 10 600/5<br>Кл 0,5<br>№9676, №9669<br>№ 7069-07  | Ток, 5 А (номинальный вторичный)          |
|             |   | ТН   | НАМИ-10 6000/100<br>Кл 0,2<br>№ 10910<br>№ 11094-87  | Напряжение, 100 В (номинальное вторичное) |
|             |   | Счетчик  | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл 0,5S/1,0<br>№ 0605090758<br>№ 36355-07   | Ном. ток 5 А, энергия активная/реактивная |
| 2           | ООО «ГОТЭК-ЦПУ»<br>РУ №1 6 кВ, яч. 3                                  | ТТ   | ТПЛ-10-М 400/5<br>Кл 0,5<br>№4752, №5987<br>№ 22192-07   | Ток, 5 А (номинальный вторичный)          |
|             |   | ТН   | НАМИ-10-95 6000/100<br>Кл 0,5<br>№ 5412<br>№ 20186-05  | Напряжение, 100 В (номинальное вторичное) |
|             |   | Счетчик  | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл 0,5S/1,0<br>№ 0605090792<br>№ 36355-07   | Ном. ток 5 А, энергия активная/реактивная |
| 3           | ООО «ГОТЭК-ЦПУ»<br>РУ №3 6 кВ, яч. 7                                  | ТТ   | ТОЛ 10 600/5<br>Кл 0,5<br>№1829, №9655<br>№ 7069-07  | Ток, 5 А (номинальный вторичный)          |
|             |   | ТН   | НАМИ-10 6000/100<br>Кл 0,2<br>№ 926<br>№ 11094-87  | Напряжение, 100 В (номинальное вторичное) |
|             |   | Счетчик  | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл 0,5S/1,0<br>№ 0605090006<br>№ 36355-07   | Ном. ток 5 А, энергия активная/реактивная |

|   |                                       |         |  |   |
|---|---------------------------------------|---------|--|---|
| 4 | ООО «ГОТЭК-ЦПУ»<br>РУ №2 6 кВ, яч. 10 | ТТ      | ТПЛ-10-М 400/5<br>Кл 0,5<br>№4792, №4791<br>№ 22192-07   | Ток, 5 А (номиналь-<br>ный вторичный)             |
|   |                                       | ТН      | НАМИ-10-95 6000/100<br>Кл 0,5<br>№ 5393<br>№ 20186-05    | Напряжение, 100 В<br>(номинальное вто-<br>ричное) |
|   |                                       | Счетчик | ПСЧ-4ТМ.05М<br>Кл 0,5S/1,0<br>№ 0605090743<br>№ 36355-07 | Ном. ток 5 А,<br>энергия активная/<br>реактивная  |

Таблица 4

| Наименование средств измерений   | Количество прибо-<br>ров в АИИС КУЭ    | Номер в Госреестре средств изме-<br>рений |
|--|--|---|
| 1  | 2                                      | 3   |
| Измерительные трансформаторы то-<br>ка ГОСТ 7746-2001<br>ТОЛ 10; ТПЛ-10-М;         | Согласно схеме<br>объекта учета        | № 7069-07; № 22192-07                     |
| Измерительные трансформаторы на-<br>пряжения ГОСТ 1983-2001<br>НАМИ-10; НАМИ-10-95 | Согласно схеме объ-<br>екта учета      | № 11094-87; №20186-05                     |
| ПСЧ-4ТМ.05М.12   | По количеству точек<br>учета 4(четыре) | №36355-07                                 |
| УСПД ЭКОМ-3000   | Один                                   | №17049-04                                 |
| Устройство синхронизации систем-<br>ного времени УСВ-1                             | Один                                   | №28716-05                                 |

Таблица 5

| Наименование программного обеспечения, вспомога-<br>тельного оборудования и документации. | Необходимое количество для АИИС КУЭ |
|---|-------------------------------------|
| Автоматический выключатель АП 50Б 2МТ 3,5In/4А  | 1(один)                             |
| Автоматический выключатель АП 50Б 2МТ 3,5In/1,6А  | 4 (четыре)                          |
| Автоматический выключатель АП 50Б 3МТ 3,5In/1,6А  | 4 (четыре)                          |
| Модуль преобразователя интерфейса TCC-80I RS-232 to<br>RS-422/485                         | 1(один)                             |
| Фильтр помехоподавляющий ExPro DI-485   | 6(шесть)                            |
| Источник бесперебойного питания Smart-UPS 620VA<br>230V                                   | 1 (один)                            |
| Источник бесперебойного питания APC Smart UPS<br>USB&Serial RM \ 1000VA                   | 1 (один)                            |
| Модем ZyXEL OMNY 56K  | 2(два)                              |
| Модем Siemens MC-35 в комплекте с преобразователем<br>напряжения и антенной               | 4(четыре)                           |
| Межсетевой экран Cisco PIX 501  | 1(один)                             |
| Комплекс информационно-вычислительный (сервер)  | 1(один)                             |
| Программный комплекс «Энергосфера»  | 1(один)                             |
| Формуляр на систему   | 1(один) экземпляр                   |
| Методика поверки  | 1(один) экземпляр                   |
| Руководство по эксплуатации   | 1(один) экземпляр                   |

### ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ОАО «Курская ЭСК» для ООО «ГОТЭК-ЦПУ» проводится по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Курская ЭСК» для ООО «ГОТЭК-ЦПУ» 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 ПСЧ-4ТМ.05М, в соответствии с методикой поверки ИЛГШ411152.146Р1, согласованной с ФГУ «Нижегородским ЦСМ».
- средства поверки устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 в соответствии с методикой поверки «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-262-99», утвержденной УНИИМ.

- 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) «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 ОАО «Курская ЭСК» для ООО «ГОТЭК-ЦПУ» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ООО «Инженерный центр «Прогресс»

Адрес: РФ, 105005, г. Москва, наб. Академика Туполева, д.15, корп. 22.

Заместитель генерального директора  
ООО «Инженерный центр «Прогресс»  
Доверенность №6 от 03.07.2009г.



А.В. Гусев