

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1 с Изменением №1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1 с Изменением №1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1, Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.033.A, регистрационный № 49203 и включает описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 30 и 31.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1 с Изменением №1 (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ является трехуровневой системой с иерархической распределенной обработкой информации:

- первый – уровень измерительных каналов (далее - ИК);
- второй – уровень информационно-вычислительного комплекса электроустановки;
- третий – уровень информационно-вычислительного комплекса.

В состав АИИС КУЭ входит система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), формируемая на всех уровнях иерархии.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- осуществление эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля выработки и потребления электрической энергии и мощности по точкам поставки;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин), привязанных к шкале UTC;
- автоматическое выполнение измерений;
- автоматическое ведение системы единого времени;
- регистрация параметров электропотребления;
- формирование отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «Фортум» и другим смежным субъектам оптового рынка электрической энергии (ОРЭ).

АИИС КУЭ включает следующие уровни:

1-й уровень включает в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0.2S;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0.5;
- счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные класса точности 0.2S/0.5;
- вторичные измерительные цепи;

2-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- УСПД;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень ИВКЭ включает в себя:

- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);
- сервер базы данных «Альфа ЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0.02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия вычисляется для интервалов времени 30 мин суммированием результатов измерений средней мощности, полученной путём интегрирования за интервал времени 0,02 с.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электрической энергии.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 и через сегменты локальной вычислительной сети (ЛВС) поступает в УСПД, расположенный в шкафу сервера АИИС КУЭ. В УСПД осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) по сети Ethernet на уровень сервер БД уровня ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации.

Синхронизация времени осуществляется при помощи устройства синхронизации системного времени (УССВ), подключенного к УСПД и обеспечивающего прием сигналов точного времени спутниковой навигационной системы GPS. УСПД при каждом сеансе опроса счетчиков (1 раз в 30 минут) осуществляет синхронизацию времени встроенных часов счетчика со встроенными часами УСПД при расхождении времени между ними более чем на 2 с.

Регламентированный доступ к информации сервера БД АИИС КУЭ с АРМ операторов осуществляется через сегмент локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия по интерфейсу Ethernet.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- испытательной коробки (специализированного клеммника);
- крышки клеммных отсеков счетчиков;
- Сервера;
- УСПД.

## **Программное обеспечение**

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;

- использование средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));
  - конфигурирование и параметрирование технических средств программного обеспечения;
  - предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
  - сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
  - передача в автоматизированном режиме в ИАСУ КУ (КО), Региональное диспетчерское управление «Системный оператор – центральное диспетчерское управление Единой электрической сети» (РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС») и другим заинтересованным субъектам ОРЭ результатов измерений;
  - автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
  - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.д.);
  - диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ, событий в АИИС КУЭ;
  - конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ.
- Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):
- обработка результатов измерений в соответствии с параметрированием УСПД;
  - автоматическая синхронизация времени (внутренних часов).
- Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

| Наименование программного обеспечения   | Идентификационное наименование программного обеспечения  | Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---|--|---|---|---|
| Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-ЦЕНТР» | ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Программа планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей, Amrserver.exe) | АС_UE   | 24dc80532f6d9391<br>dc47f5dd7aa5df37  | MD5   |
|   | ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер ручного опроса счетчиков, Amrc.exe)  |   | 783e1ab6f99a5a7c<br>e4c6639bf7ea7d35  |   |
|   | ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер автоматического опроса счетчиков, Amra.exe)  |   | 3408aba7e4f90b8a<br>e22e26cd1b360e98  |   |
|   | ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Драйвер работы с БД, Cdbora2.dll)  |   | 0ad7e99fa26724e6<br>5102e215750c655a  |   |
|   | ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека шифрования пароля счетчиков, Encryptdll.dll)  |   | 0939ce05295fbcbb<br>ba400eeae8d0572c  |   |
|   | ПО «Альфа-ЦЕНТР» (Библиотека сообщений планировщика опросов, Alphamess.dll)  |   | b8c331abb5e34444<br>170eee9317d635cd  |   |

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010 и обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на сервер;
- установкой пароля на УСПД;
- защитой результатов измерений при передаче информации (использованием электронной цифровой подписи).

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.  
Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

| Канал измерений |  | Состав измерительного канала   |                                   |             |                              | К <sub>ТТ</sub> · К <sub>ТН</sub> · К <sub>сч</sub> | Вид электрической энергии | Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0.95: |                             |                             |
|-----------------|--|--|-----------------------------------|-------------|------------------------------|---|---------------------------|--|-----------------------------|-----------------------------|
| Номер ИК        | Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения | Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреestra СИ или свидетельства о поверке | Обозначение, тип                  |             | Основная погрешность ИК, ± % |   |                           | Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %  |                             |                             |
|                 |  |  |                                   |             |                              |   |                           |  | cos φ = 0.87<br>sin φ = 0.5 | cos φ = 0.5<br>sin φ = 0.87 |
| 1               | 2  | 3  | 4                                 |             | 5                            | 6   | 7                         | 8  |                             |                             |
| 30              | ТГ-10  | ТТ   | КТ= 0.2S                          | A           | ТЛШ                          | 315000  | Активная<br>Реактивная    | ± 0.8 % ± 1.5 %  | ± 1.7 %<br>± 1.4 %          |                             |
|                 |  |  | КТТ= 3000/1                       | B           | ТЛШ                          |   |                           |  |                             |                             |
|                 |  |  | 47957-11                          | C           | ТЛШ                          |   |                           |  |                             |                             |
|                 |  | ТН   | КТ= 0.5                           | A           | ЗНОЛ                         |   |                           |  |                             |                             |
|                 |  |  | К <sub>ТН</sub> = 10500:√3/100:√3 | B           | ЗНОЛ                         |   |                           |  |                             |                             |
|                 |  |  | 46738-11                          | C           | ЗНОЛ                         |   |                           |  |                             |                             |
|                 |  | Счетчик  | КТ= 0.2S/0.5                      | Альфа А1800 |                              |   |                           |  |                             |                             |
|                 |  |  | К <sub>сч</sub> = 1               |             |                              |   |                           |  |                             |                             |
|                 |  |  | 31857-11                          |             |                              |   |                           |  |                             |                             |

Таблица 2. Продолжение

| 1  | 2     | 3       |                      | 4 |             | 5      | 6                      | 7                  | 8                  |
|----|-------|---------|----------------------|---|-------------|--------|------------------------|--------------------|--------------------|
| 31 | ТГ-11 | ТТ      | КТ= 0.2S             | А | ТЛШ         | 315000 | Активная<br>Реактивная | ± 0.8 %<br>± 1.5 % | ± 1.7 %<br>± 1.4 % |
|    |       |         | КТТ= 3000/1          | В | ТЛШ         |        |                        |                    |                    |
|    |       |         | 47957-11             | С | ТЛШ         |        |                        |                    |                    |
|    |       | ТН      | КТ= 0.5              | А | ЗНОЛ        |        |                        |                    |                    |
|    |       |         | КТН= 10500:√3/100:√3 | В | ЗНОЛ        |        |                        |                    |                    |
|    |       |         | 46738-11             | С | ЗНОЛ        |        |                        |                    |                    |
|    |       | Счетчик | КТ= 0.2S/0.5         |   | Альфа А1800 |        |                        |                    |                    |
|    |       |         | Ксч= 1               |   |             |        |                        |                    |                    |
|    |       |         | 31857-11             |   |             |        |                        |                    |                    |

Примечания:

1. В графе 7 таблицы 2 «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности при доверительной вероятности  $P=0.95$ ;  $\cos\varphi=0.87$  ( $\sin\varphi=0.5$ ) и токе ТТ, равном  $I_{\text{ном}}$ .

2. В графе 8 таблицы 2 «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности измерений электрической энергии и мощности посредством ИК при доверительной вероятности  $P=0.95$ ;  $\cos\varphi=0.5$  ( $\sin\varphi=0.87$ ) и токе ТТ, равном 10 % от  $I_{\text{ном}}$ .

3. Нормальные условия эксплуатации:

– параметры сети: диапазон напряжения (0.98 ... 1.02)  $U_{\text{ном}}$ ; диапазон силы тока (1.0 ... 1.2)  $I_{\text{ном}}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi=0.9$  инд.

– температура окружающего воздуха для счетчиков электрической энергии: от минус 40°С до 65°С; УСПД – от минус 20°С до 50°С;

– магнитная индукция внешнего происхождения – 0 мТл;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (750±30) мм рт.ст.

4. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения (0.9 ... 1.1)  $U_{\text{ном1}}$ ; диапазон силы первичного тока (0.01 ... 1.2)  $I_{\text{ном1}}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0.5 ... 1.0 (0.6 ... 0.87); частота (50 ± 0.5) Гц;

– температура окружающего воздуха от –30°С до 35°С;

– относительная влажность воздуха (70±5) %;

– атмосферное давление (750±30) мм рт.ст.

Для счетчиков электрической энергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0.9 ... 1.1)  $U_{\text{ном2}}$ ; диапазон силы вторичного тока (0.01 ... 1.2)  $I_{\text{ном2}}$ ; диапазон коэффициента мощности  $\cos\varphi$  ( $\sin\varphi$ ) 0.5 ... 1.0 (0.6 ... 0.87); частота (50 ± 0,5) Гц;

– магнитная индукция внешнего происхождения 0.5 мТл;

– температура окружающего воздуха от 15°С до 30°С;

– относительная влажность воздуха (40 ... 60) %;

– атмосферное давление (750±30) мм рт. ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В, частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от 15 °С до 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (750 ± 30) мм рт. ст.

5. Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик электрической энергии – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120\,000$  ч;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100\,000$  ч.

6. Глубина хранения информации:

– счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, не менее 70 суток; при отключении питания – не менее 30 лет.

– УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 5 лет.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 5 с.

## Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится в левой верхней части титульных листов эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1 с Изменением №1.

## Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС приведена в таблице 3.  
Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ.

| Наименование  | Тип         | Количество |
|---|-------------|------------|
| Измерительный трансформатор тока  | ТЛШ         | 6 шт.      |
| Измерительный трансформатор напряжения  | ЗНОЛ        | 6 шт.      |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный                                     | Альфа А1800 | 2 шт.      |
| Устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов | RTU-327     | 1 шт.      |
| Паспорт-формуляр  |             | 1 шт.      |
| Методика поверки  |             | 1 шт.      |

## Поверка

Поверка осуществляется по документу ДЯИМ.422231.251.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 10 декабря 2012 года.

Рекомендуемые средства поверки:

– мультиметры «Ресурс-ПЭ» – 2 шт. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями  $\pm 0,1^\circ$ . Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения:  $\pm 0,2\%$  (в диапазоне измерений от 15 до 300 В);  $\pm 2,0\%$  (в диапазоне измерений от 15 до 150 мВ). Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока:  $\pm 1,0\%$  (в диапазоне измерений от 0,05 до 0,25 А);  $\pm 0,3\%$  (в диапазоне измерений от 0,25 до 7,5 А). Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты  $\pm 0,02$  Гц;

– радиочасы РЧ-011. Пределы допускаемой погрешности синхронизации времени со шкалой UTC (SU)  $\pm 0,1$  с;

– переносной компьютер с программным обеспечением и оптический преобразователь для работы со счетчиками электрической энергии и с программным обеспечением для работы с радиочасами РЧ-011.

## Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «Методика измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1 в части ТГ-10 и ТГ-11».



**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Фортум» филиал Челябинская ТЭЦ-1 с Изменением №1**

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

2. ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Эльстер Метроника»

111141, Российская Федерация, г. Москва, 1-й проезд Перова Поля д.9, стр.3.

Телефон: (495) 730-0286, (495) 730-0287; Сайт: [www.elster.ru](http://www.elster.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; [www.penzacsm.ru](http://www.penzacsm.ru)

Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: [pcsm@sura.ru](mailto:pcsm@sura.ru)

Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.