



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.022.A № 50103

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО "Невские пороги"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 001

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО "Энергоучет-Автоматизация", г. Санкт-Петербург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52943-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МИ 3000-2006

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от 12 марта 2013 г. № 211

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2013 г.

Серия СИ

№ 008947

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «Невские пороги»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «Невские пороги» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ООО «Невские пороги» по адресу: г. Санкт-Петербург, Ленинградская область, Всеволожский район, поселок им. Свердлова, мкр. № 1, уч.15/4), сбора, обработки, хранения полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин., 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений данных о состоянии средств измерений со стороны организаций-участников розничного рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) типа ТМ-0,66М УЗ, 1000/5, Госреестр СИ № 36382-07 и ТТЭ-85,1000/5, Госреестр СИ № 32501-08, класс точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001 и счётчики электрической энергии трехфазные многофункциональные типа Альфа А1805RAL-P4GB-DW-4, Госреестр СИ № 31857-11, класс точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электрической энергии и класс точности 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электрической энергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (3 точки измерения);

2-й уровень – каналобразующая аппаратура (преобразователи интерфейсов, модемы), центр сбора и обработки данных (ЦСОД) совмещенный с автоматизированным рабочим местом (АРМ) энергетика с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии типа Альфа А1805RAL-P4GB-DW-4.

Счетчики производят измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения и тока и рассчитывают полную мощность.

Измерения активной мощности (Р) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (р) по периоду основной частоты сигналов.

Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность  $S = U \cdot I$ .

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму  $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$ .

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений Р и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям поступает на верхний уровень системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача данных в ЦСОД АРМ потребителя осуществляется по локальной сети предприятия. Передача данных в ЦСОД гарантирующего поставщика (сбытовой компании) осуществляется по каналу телефонной сети общего пользования (ТФОП) или каналу передачи данных стандарта GSM.

Коррекция часов счетчиков производится от часов ЦСОД гарантирующего поставщика (сбытовой компании) в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера БД и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит  $\pm 2$  с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и передается в ЦСОД АИИС КУЭ. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков, сервера БД) не превышает  $\pm 5$  с.

Журнал событий счетчиков электрической энергии отражает: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

| №<br>ИК | Наименование<br>объекта | Состав измерительного канала   |  |  |
|---------|-------------------------|--|--|--|
|         |                         | Трансформатор тока   | Счетчик электрической энергии  | Оборудование (2-й уровень)                       |
| 1       | ТП-1 Т1                 | Т-0,66 М У3;<br>1000/5; 0,5S;<br>ГОСТ 7746-2001;<br>Госреестр СИ<br>№ 36382-07<br>зав.№ 887685;<br>зав. № 887684;<br>зав. № 887683 | Альфа А1805<br>RAL-P4GB-DW-4 ;<br>$I_{ном} (I_{макс}) = 5 (10) A$ ;<br>$U_{ном} = 3 \times 220/380 B$ ;<br>класс точности:<br>по активной энергии - 0,5S;<br>ГОСТ Р 52323-2005<br>по реактивной - 1,0;<br>ГОСТ Р 52425-2005;<br>Госреестр СИ № 31857-11;<br>зав. №: 01248280 | Каналообразующая<br>аппаратура,<br>ПО АльфаЦентр |
| 2       | ТП-1 Т2                 | Т-0,66 М У3;<br>1000/5; 0,5S;<br>ГОСТ 7746-2001;<br>Госреестр СИ<br>№ 36382-07<br>зав.№ 887733;<br>зав. № 887732;<br>зав. № 887731 | Альфа А1805<br>RAL-P4GB-DW-4;<br>$I_{ном} (I_{макс}) = 5 (10) A$ ;<br>$U_{ном} = 3 \times 220/380 B$ ;<br>класс точности:<br>по активной энергии – 0,5S;<br>ГОСТ Р 52323-2005<br>по реактивной – 1,0;<br>ГОСТ Р 52425-2005;<br>Госреестр СИ № 31857-11;<br>зав. № 01248281   |  |



| № ИК | Наименование объекта | Состав измерительного канала   |  |                            |
|------|----------------------|--|--|----------------------------|
|      |                      | Трансформатор тока   | Счетчик электрической энергии  | Оборудование (2-й уровень) |
| 3    | ТП-2 ТЗ              | ТТЭ-85;<br>1000/5; 0,5S;<br>ГОСТ 7746-2001;<br>Госреестр СИ № 32501-08<br>зав. № 24847;<br>зав. № 24852;<br>зав. № 24824 | Альфа А1805<br>RAL-P4GB-DW-4;<br>$I_{\text{ном}} (I_{\text{макс}}) = 5 (10) \text{ A};$<br>$U_{\text{ном}} = 3 \times 220/380 \text{ В};$<br>класс точности:<br>по активной энергии – 0,5S;<br>ГОСТ Р 52323-2005<br>по реактивной – 1,0;<br>ГОСТ Р 52425-2005;<br>Госреестр СИ № 31857-11;<br>зав. №: 01212058 |                            |

Примечание: Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

ПО «АльфаЦЕНТР» внесено в Государственный реестр средств измерений РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» под № 44595-10.

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – С.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 2.

Таблица 2

| Наименование программного обеспечения | Наименование файла | Номер версии программного обеспечения | Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) | Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения |
|---------------------------------------|--------------------|---------------------------------------|---|---|
| ПО «АльфаЦЕНТР» PE                    | Ac_metrology.dll   | 12.01                                 | 3E736B7F380863F44<br>CC8E6F7BD211C54  | MD5   |

- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет  $\pm 1$  единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;

### Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ приведены в табл. 3.

Таблица 3

|  |             |
|--|-------------|
| Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета        | 3           |
| Номинальное напряжение на вводах системы, кВ                     | 0,4         |
| Отклонение напряжения от номинального, %                         | $\pm 10$    |
| Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А | 1000        |
| Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока        | от 1 до 120 |

|   |            |
|---|------------|
| Коэффициент мощности, $\cos \varphi$  | 0,5–1      |
| Диапазон рабочих температур для компонентов системы:<br>– трансформаторов тока, счетчиков, °C | от 5 до 35 |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех<br>компонентов системы, с               | $\pm 5$    |
| Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее   | 120000     |

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ ООО «Невские пороги» приведены в табл. 4.

Таблица 4

| № ИК               | Наименование присоединения    | Значение $\cos \varphi$ | $1\% I_{\text{ном}} \leq I < 5\% I_{\text{ном}}$ | $5\% I_{\text{ном}} \leq I < 20\% I_{\text{ном}}$ | $20\% I_{\text{ном}} \leq I < 100\% I_{\text{ном}}$ | $100\% I_{\text{ном}} \leq I \leq 120\% I_{\text{ном}}$ |
|--------------------|-------------------------------|-------------------------|--|---|---|---|
| Активная энергия   |                               |                         |  |   |   |   |
| 1<br>2<br>3        | ТП-1 Т1<br>ТП-1 Т2<br>ТП-2 Т3 | 1,0                     | $\pm 2,1$  | $\pm 1,2$   | $\pm 1,0$   | $\pm 1,0$   |
| 1<br>2<br>3        | ТП-1 Т1<br>ТП-1 Т2<br>ТП-2 Т3 | 0,8                     | $\pm 3,0$  | $\pm 1,9$   | $\pm 1,3$   | $\pm 1,3$   |
| 1<br>2<br>3        | ТП-1 Т1<br>ТП-1 Т2<br>ТП-2 Т3 | 0,5                     | $\pm 5,4$  | $\pm 3,0$   | $\pm 2,1$   | $\pm 2,1$   |
| Реактивная энергия |                               |                         |  |   |   |   |
| 1<br>2<br>3        | ТП-1 Т1<br>ТП-1 Т2<br>ТП-2 Т3 | 0,8                     | $\pm 5,0$  | $\pm 3,5$   | $\pm 2,9$   | $\pm 2,9$   |
| 1<br>2<br>3        | ТП-1 Т1<br>ТП-1 Т2<br>ТП-2 Т3 | 0,5                     | $\pm 3,5$  | $\pm 2,8$   | $\pm 2,4$   | $\pm 2,4$   |

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120000$  ч., средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы тока типа Т-0,66 М УЗ – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 400000$  ч., средний срок службы 25 лет;
- трансформаторы тока типа ТТЭ-85 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 30000$  ч., средний срок службы 25 лет

Надежность системных решений:

§ резервирование каналов связи и баз данных: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники рынка электроэнергетики по основному и резервному каналам передачи данных. Данные результатов измерений сохраняются в резервируемых базах данных потребителя и гарантирующего поставщика.

§ регистрация событий:

- в журнале событий счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;

Защищённость применяемых компонентов:

§ механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика, трансформатора тока;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной колодки;
- § защита информации на программном уровне:
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на ПО ЦСОД АРМ.

Глубина хранения информации:

- § счетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 120 суток;
- § ЦСОД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### **Знак утверждения типа**

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности ООО «Невские пороги».

### **Комплектность средства измерений**

| Наименование   | Кол-во |
|--|--------|
| Трансформатор тока Т-О,66 МУЗ  | 6      |
| Трансформатор тока ТТЭ-85  | 3      |
| Счетчик электрической энергии многофункциональный типа Альфа А1805 RAL-P4GB-DW-4 | 3      |
| Аналоговый модем ZyXEL U336Eplus   | 1      |
| GSM-модем Novacom RRUS-MC-52iT   | 1      |
| Преобразователь интерфейсов MOXA NPort 6450                                      | 1      |
| Методика измерений ЭУАВ.031204.006-МИ  | 1      |
| Паспорт ЭУАВ.031204.006-МИ -ПС   | 1      |

### **Поверка**

осуществляется по МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

– средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2 МИ 3000-2006.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методика измерений приведена в документе ЭУАВ.031204.006-МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ООО «Невские пороги». Свидетельство об аттестации МИ 01.00292.432.00254-2012 от 12.12.2012.

### **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «Невские пороги»**

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».
3. МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ПОВЕРКИ».

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

– осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель** ООО «Энергоучет-Автоматизация»  
Адрес: 195197, г. Санкт-Петербург, ул. Жукова, д.19.  
Тел./факс (812) 540-14-84.  
E-mail: [energouchet@mail.ru](mailto:energouchet@mail.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» зарегистрирован в Государственном реестре под № 30022-10.  
190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д.1.  
Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.  
E-mail: [letter@rustest.spb.ru](mailto:letter@rustest.spb.ru)

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства по  
техническому регулированию  
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«\_\_\_\_»\_\_\_\_\_2013г.