



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 (P) счетчиками выполняется путём перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (u) и тока (i) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (p) 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 P 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 ± 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 ± 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

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

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала		
		Трансформатор тока	Счетчик электрической энергии	Оборудование (2-й уровень)
3	ТП-2 ТЗ	ТТЭ-85; 1000/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 32501-08 зав.№ 24847; зав. № 24852; зав. № 24824	Альфа А1805 RAL-P4GB-DW-4; $I_{ном} (I_{макс}) = 5 (10) A$; $U_{ном} = 3 \times 220/380 V$; класс точности: по активной энергии – 0,5S; ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной – 1,0; ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-11; 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 CC8E6F7BD211C54	MD5

- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 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, %	± 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: – трансформаторов тока, счетчиков, °С	от 5 до 35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±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 2 3	ТП-1 Т1 ТП-1 Т2 ТП-2 Т3	1,0	±2,1	±1,2	±1,0	±1,0
1 2 3	ТП-1 Т1 ТП-1 Т2 ТП-2 Т3	0,8	±3,0	±1,9	±1,3	±1,3
1 2 3	ТП-1 Т1 ТП-1 Т2 ТП-2 Т3	0,5	±5,4	±3,0	±2,1	±2,1
Реактивная энергия						
1 2 3	ТП-1 Т1 ТП-1 Т2 ТП-2 Т3	0,8	±5,0	±3,5	±2,9	±2,9
1 2 3	ТП-1 Т1 ТП-1 Т2 ТП-2 Т3	0,5	±3,5	±2,8	±2,4	±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 У3 – 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 электроэнергии 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
Счётчик электрической энергии многофункциональный типа Альфа А1805 RAL-P4GB-DW-4	3
Аналоговый модем ZyXEL U336Eplus	1
GSM-модем Novacom RRUS-МС-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

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

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

«____»_____2013г.