



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.022.A № 46148

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО НПК
"Северная Заря"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество "Научно-производственное объединение
имени Кузнецова" (ЗАО "НПО им.Кузнецова"), г. Санкт-Петербург**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **49600-12**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

432-073-2012 МП

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **18 апреля 2012 г. № 240**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 004275

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО НПК «Северная Заря»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО НПК «Северная Заря» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО НПК «Северная Заря», 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 электрической энергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии 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 электрической энергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг 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 – измерительно-информационный комплекс точек измерения, включающий:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ),
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН),
- счетчики электрической энергии многофункциональные.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU325T-E2-M4-B-IN120-D20, приемник сигналов спутникового времени (устройство синхронизации системного времени 16 HVS).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий:

- автоматизированное рабочее место АИИС КУЭ ОАО НПК «Северная Заря» (далее АРМ),
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура),
- программное обеспечение 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.

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

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.

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 проводной линии связи поступает на входы УСПД. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение полученной информации и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (уровень ИВК), а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах и обеспечение доступа организациям-участникам розничного рынка электрической энергии к накопленной информации по коммутируемой телефонной линии.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники розничного рынка электрической энергии осуществляется от УСПД по коммутируемым линиям телефонной сети общего пользования (ТФОП) и сети стандарта GSM.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УСПД и приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы компонентов системы (сервер, УСПД, счетчики) синхронизированы с часами приемника. Сличение часов УСПД, сервера и счетчиков с часами приемника не реже одного раза в 30 минут, корректировка происходит при расхождении ± 2 с. Погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с. Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

№ ИК	Наименование присоединения	Тип, технические и метрологические характеристики, стандарт, номер Государственного реестра СИ и заводской номер				Наименование измеряемой величины
		ТТ	ТН	счетчик	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№6	ТПЛ-10-М У2, 300/5; ГОСТ 7746-2001 класс точности 0,5S; Госреестр СИ № 22192-07 зав.№ 6245 зав.№ 6309 зав.№ 6311	ЗНОЛ.06-6 У3, 6000/ $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$; ГОСТ 1983, класс точности 0,5; Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 897 зав.№ 1870 зав.№ 1881	Альфа А1800, А1805RAL-P4G-DW-4; Iном (Iмакс) = 5(10) А; Uном = 3x57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; Заводской номер: 01175376	RTU 325T-E2-M4-B-IN120-D20 Госреестр СИ № 44626-10 зав.№ 005233	Активная и реактивная электрическая энергия и мощность

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
2	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№17	ТПЛ-10-М У2, 300/5; ГОСТ 7746-2001 класс точности 0,5S; Госреестр СИ № 22192-07 зав.№ 6246 зав.№ 6244 зав.№ 6308	ЗНОЛ.06-6 У3, 6000/√3/100√3; ГОСТ 1983, класс точности 0,5; Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1828 зав.№ 1818 зав.№ 1879	Альфа А1800, А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5(10) А; Уном =3х57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; Заводской номер: 01177392	RTU 325T-E2- M4-B-IN120- D20 Госреестр СИ № 44626-10 зав.№ 005233	Активная и реактивная электриче- ская энергия и мощность
3	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№1	ТПЛ-10-М У2, 200/5; ГОСТ 7746-2001 класс точности 0,5S; Госреестр СИ № 22192-07 зав.№ 6239 зав.№ 6237 зав.№ 6243	ЗНОЛ.06-6 У3, 6000/√3/100√3; ГОСТ 1983, класс точности 0,5; Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 22221 зав.№ 18751 зав.№ 18756	Альфа А1800, А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5(10) А; Уном =3х57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; Заводской номер: 01175369		
4	ГРЩ-0,4кВ	ТШП-0.66 У3, 400/5 ГОСТ 7746-2001 класс точности 0,5S; Госреестр СИ № 15173-06 зав.№ 8174820 зав.№ 8174867 зав.№ 8174847	-	Альфа А1800, А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5(10) А; Уном =3х220/380 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; Заводской номер: 01193106		
5	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№2	ТПЛ-10-М У2, 200/5; ГОСТ 7746-2001 класс точности 0,5S; Госреестр СИ № 22192-07 зав.№ 6240 зав.№ 6241 зав.№ 6242	ЗНОЛ.06-6 У3, 6000/√3/100√3; ГОСТ 1983, класс точности 0,5; Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1738 зав.№ 1764 зав.№ 1873	Альфа А1800, А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5(10) А; Уном =3х57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; Заводской номер: 01177392		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
6	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№3	ТПЛ-10-М У2, 75/5; ГОСТ 7746-2001 класс точности 0,5S; Госреестр СИ № 22192-07 зав.№ 6136 зав.№ 6135 зав.№ 5061	ЗНОЛ.06-6 У3, 6000/ $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$; ГОСТ 1983, класс точности 0,5; Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 22223 зав.№ 21342 зав.№ 18758	Альфа А1800, А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5(10) А; Уном = 3х57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; Заводской номер: 01175390	RTU 325T-E2- M4-B-IN120- D20 Госреестр СИ № 44626-10 зав.№ 005233	Активная и реактивная электриче- ская энергия и мощность
7	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№6	ТПЛ-10-М У2, 75/5; ГОСТ 7746-2001 класс точности 0,5S; Госреестр СИ № 22192-07 зав.№ 6106 зав.№ 4938 зав.№ 6137	ЗНОЛ.06-6 У3, 6000/ $\sqrt{3}$ /100 $\sqrt{3}$; ГОСТ 1983, класс точности 0,5; Госреестр СИ № 3344-08 зав.№ 1885 зав.№ 1834 зав.№ 1872	Альфа А1800, А1805RAL-P4G-DW-4; Ином (Имакс) = 5(10) А; Уном = 3х57,7/100 В; класс точности: по активной энергии - 0,5S ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной - 1,0 ГОСТ 26035-83; Госреестр СИ № 31857-06; Заводской номер: 01175368		

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов и 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» осуществляет автоматический параллельный опрос счетчиков электрической энергии с использованием различных типов каналов связи и коммуникационного оборудования, расчет электрической энергии с учетом временных зон, нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны, представление данных для анализа в табличном и графическом виде.

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 «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР»	программа-планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	3.19.0.0	1EDC36B87CD0C1415A6E2E5118520E65	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	3.19.1.0	070383BE8A5BC641666103C81C1ADAD E	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	3.19.1.0	1F8DF0CBE93D632B7C6BDEA100B00867	
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll	3.19.0.0	32F0D6904C39F9F48936D1BB9822EC83	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll	2.0.0.0	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll	Нет данных	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Метрологические и технические характеристики

Количество ИК коммерческого учета	7
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	0,4 (ИК4) 6 (ИК 1 – ИК 3, ИК 5 – ИК 7)
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	75 (ИК 6 – ИК 7) 200 (ИК 3 – ИК 5) 300 (ИК 1 – ИК 2) 400 (ИК 4)
Рабочие условия эксплуатации:	
– напряжение	(0,80 – 1,20) $U_{ном}$
– ток	(0,01 – 1,2) $I_{ном}$
– коэффициент мощности, $\cos\varphi$	$0,5 \leq \cos\varphi \leq 1$
– температура окружающей среды, °С	от 5 до 35
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	± 5

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерение активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ ОАО НПК «Северная Заря» приведены в табл. 3.

Таблица 3

№ ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$1\% I_{ном} \leq I < 5\% I_{ном}$	$5\% I_{ном} \leq I < 20\% I_{ном}$	$20\% I_{ном} \leq I < 100\% I_{ном}$	$100\% I_{ном} \leq I \leq 120\% I_{ном}$
Активная энергия						
1	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№6	1,0	$\pm 2,4$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$	$\pm 1,6$
2	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№17					
3	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№1					
5	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№2					
6	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№3					
7	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№6					
4	ГРЩ-0,4кВ					

№ ИК	Наименование присоединения	Значение $\cos\varphi$	$1\% I_{ном} \leq I < 5\% I_{ном}$	$5\% I_{ном} \leq I < 20\% I_{ном}$	$20\% I_{ном} \leq I < 100\% I_{ном}$	$100\% I_{ном} \leq I \leq 120\% I_{ном}$
1	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№6	0,8	±3,3	±2,3	±1,9	±1,9
2	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№17					
3	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№1					
5	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№2					
6	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№3					
7	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№6					
4	ГРЩ-0,4кВ					
1	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№6	0,5	±5,7	±3,4	±2,7	±2,7
2	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№17					
3	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№1					
5	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№2					
6	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№3					
7	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№6					
4	ГРЩ-0,4кВ					
Реактивная энергия						
1	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№6	0,8	±9,0	±3,7	±2,6	±2,5
2	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№17					
3	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№1					
5	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№2					
6	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№3					
7	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№6					
4	ГРЩ-0,4кВ					
1	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№6	0,5	±6,4	±2,9	±2,1	±2,1
2	ТП-2057, РУ6кВ, яч.№17					
3	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№1					
5	ТП-7956, РУ6кВ, сек.№2					
6	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№3					
7	ТП-2134, РУ6кВ, яч.№6					
4	ГРЩ-0,4кВ					

Примечание: В качестве характеристик погрешности указаны пределы относительной погрешности измерений (приписанные характеристики погрешности) при доверительной вероятности 0,95.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии - среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ ч, средний срок службы 30 лет;
- ТТ, ТН - средний срок службы не менее 30 лет;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, средний срок службы 30 лет.

Надежность системных решений:

- резервирование питания компонентов АИИС КУЭ с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи.

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

- счетчиками электрической энергии:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - коррекции текущих значений времени и даты;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывов питания;
 - самодиагностики (с записью результатов);
- УСПД:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связи с УСПД, приведшие к каким-либо изменениям данных;
 - перезапуска УСПД;

- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- АРМ.

Защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передачи данных.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; сохранность данных в памяти при отключении питания – 30 лет;
- УСПД – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях по каждому ИК не менее 35 суток, сохранность данных в памяти при отключении питания - не менее 5 лет;
- сервер АРМ - хранение результатов измерений и информации о состоянии 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 ОАО НПК «Северная Заря».

Комплектность средства измерений

Наименование	Кол-во
Трансформатор тока ТПЛ-10-М У2	18
Трансформатор тока ТШП-0,66 У3	6
Трансформатор напряжения ЗНОЛ.06.-6У3	18
Счетчик электрической энергии электронный «АЛЬФА А1800» А1805RAL-P4G-DW-4	7
Устройство синхронизации системного времени (УССВ) 16 HVS	1
Сотовый модем Siemens TC35	1
Модем US Robotics Courier	1
Методика измерений Арх. № 27-03-2007-315-МВИ	1
Методика поверки 432-073-2012	1
Паспорт	1
ПО «АльфаЦЕНТР»	1

Поверка

осуществляется по документу 432-073-2012 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО НПК «Северная Заря». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» 27.02.2012 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- средства поверки трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- средства поверки трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- средства поверки счетчиков электрической энергии типа Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки»;
- радиочасы МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе 27-03-2007-315-МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО НПК «Северная Заря». Свидетельство об аттестации МИ № 01.00292.432.00139-2010 от 27.12.2010.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО НПК «Северная Заря»

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. 432-073-2012 МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ОАО НПК «Северная Заря». Методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Научно-производственное объединение имени Кузнецова» (ЗАО «НПО им.Кузнецова»)
Адрес: 196105, г. Санкт-Петербург, пр. Юрия Гагарина, д. 1, лит. А, пом. 12Н, 13Н.
Тел./факс (812) 528-06-10.
E-mail: Ozonpv@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

Е.Р. Петросян

М.П.

«_____» _____ 2012 г.