

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «СМ ДОРЗ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности ЗАО «СМ ДОРЗ» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной отдельными технологическими объектами ЗАО «СМ ДОРЗ» (по адресу: г. Санкт-Петербург, Колпино, Ижорский завод, д. б/н, лит. Е, пролет 15–16) 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 – уровень измерительно-информационных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), включающий:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
- вторичные измерительные цепи;
- многофункциональные электронные счетчики электрической энергии.

2-й уровень – уровень информационно-вычислительного комплекса (ИВК), включающий:

- центр сбора и обработки данных энергосбытовой компании ЗАО «Ижора-Энергосбыт» (далее ЦСОД);
- программное обеспечение (далее ПО) «АльфаЦЕНТР»;
- технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Счетчик производит измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиком выполняется путем 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 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 результатов измерений и данных о состоянии средств измерений внешним организациям осуществляется по основному каналу телефонной сети общего пользования и по резервному каналу GSM связи.

Коррекция часов счетчиков производится от часов ЦСОД ЗАО «Ижора-Энергосбыт» в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов ЦСОД и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит ± 2 с.

Факт каждой коррекции регистрируется в журнале событий счетчиков и ЦСОД АИИС КУЭ. Погрешность часов компонентов системы (счетчиков, ЦСОД) 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

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала		
		Трансформатор тока	Счетчик электрической энергии	Оборудование ИВК (2-й уровень)
1	2	3	4	5
1	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 1 от Т1	Т-0,66 У3; 1500/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22656-07; зав. № 078033, зав. № 161327, зав. № 078035	Альфа А1805RAL-P4GB-DW-4; $I_{ном} (I_{макс}) = 5 (10) А$; $U_{ном} = 3 \times 220/380 В$; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-11; зав. № 01241194	Каналообразующая аппаратура, ЦСОД, ПО «АльфаЦЕНТР»
2	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 2 от Т2	Т-0,66 У3; 1500/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 22656-07; зав. № 078030, зав. № 078040, зав. № 078041	Альфа А1805RAL-P4GB-DW-4; $I_{ном} (I_{макс}) = 5 (10) А$; $U_{ном} = 3 \times 220/380 В$; КТ: по активной энергии – 0,5S, ГОСТ Р 52323-2005; по реактивной – 1,0, ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 31857-11; зав. № 01241195	

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» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство о метрологической аттестации № АПО-001-12 от 31 мая 2012 г., выданное ФГУП «ВНИИМС».

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» соответствует уровню «С» в соответствии с разд. 2.6 МИ 3286-2010.

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

Таблица 2

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование ПО	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «АльфаЦЕНТР»	отсутствует	12.01	3E736B7F380863F44CC8 E6F7BD211C54	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3

Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	2
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	0,4
Отклонение напряжения от номинального, %	±10
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	1500
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, не более	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее: – Альфа А1805RAL-P4GB-DW-4	120000

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

Таблица 4

Номер 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						
РИК 1	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 1 от Т1	1,0	±2,1	±1,2	±1,0	±1,0
РИК 2	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 2 от Т2					
РИК 1	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 1 от Т1	0,8	±3,0	±1,9	±1,3	±1,3
РИК 2	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 2 от Т2					
РИК 1	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод1 от Т1	0,5	±5,4	±3,0	±2,1	±2,1
РИК 2	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод2 от Т2					
Реактивная энергия						
РИК 1	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 1 от Т1	0,8	±5,0	±3,5	±2,9	±2,9
РИК 2	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 2 от Т2					
РИК 1	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 1 от Т1	0,5	±3,5	±2,8	±2,4	±2,4
РИК 2	ТП-6/6 РУ-0,4 кВ Ввод 2 от Т2					

Надежность применяемых в системе компонентов:

– счётчик – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120000$ (Альфа А1805), средний срок службы 30 лет;

– трансформаторы тока типа Т-0,66 У3 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 219000$ ч, средний срок службы 25 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).

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.

Защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка пароля на ЦСОД;
- возможность использования цифровой подписи при передаче 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;
- ЦСОД – 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 ЗАО «СМ ДОРЗ».

Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение (марка и/или тип оборудования, версия ПО)	Кол-во
Трансформатор тока	T-0,66 У3	6
Счетчик электрической энергии	A1805RAL-P4GB-DW-4	2
Сотовый модем	Cinterion MC35iT	2
Преобразователь интерфейсов	MOXA NPort 6450	1
ЦСОД с АРМ	ПЭВМ (IBM совместимый)	1
Программное обеспечение «АльфаЦЕНТР»	АС_РЕ	1
Инструкция по эксплуатации	ЭУАВ.121104.042-ИЭ	1
Методика измерений	ЭУАВ.121104.042-МИ	1
Паспорт-формуляр	ЭУАВ.121104.042-ПС	1

Проверка

осуществляется по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные 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 табл. 2 МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе ЭУАВ.121104.042-МИ «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ЗАО «СМ ДОРЗ». Свидетельство об аттестации МИ 01.00292.432.00269-2013 от 12.03.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ЗАО «СМ ДОРЗ»

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. Системы автоматизированные информационно-измерительные 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. «_____» _____ 2013 г.