

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская» (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, измерения времени в координированной шкале времени UTC.

### Описание средства измерений

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

АИИС выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и 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;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- 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;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- измерение времени.

АИИС имеет двухуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) с функцией сбора информации от ИИК ТИ.

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии типа МТ.

ИВК включает в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» со встроенным приемником меток времени GPS;
- сервер баз данных (БД) на базе промышленного компьютера DEPO Storm 2300Q1;
- автоматизированные рабочие места.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения, в которых они используются.

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. Мгно-

венные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Приращения активной (реактивной) электрической энергии вычисляются как интеграл по времени от значений активной (реактивной) мощности и далее сохраняются в регистрах долговременной памяти.

Счетчик электрической энергии по истечении каждого получасового интервала осуществляет привязку результатов измерения к времени в шкале UTC с учетом поясного времени. Результаты измерений электроэнергии за получасовой интервал передаются по цифровому интерфейсу.

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики электрической энергии и собирает результаты измерений, хранит результаты измерений в регистрах собственной памяти и передает их в сервер БД. Сервер БД осуществляет сбор результатов измерений с УСПД, их обработку, заключающуюся в умножении на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, хранение в базе данных SQL.

На уровне ИВК обеспечивается визуальный просмотр результатов измерений из базы данных и автоматическая передача результатов измерений во внешние системы по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0, в:

- ОАО «АТС»;
- филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго - РЭС»;
- филиал ОАО «СО ЕЭС» Кузбасское РДУ;
- другим заинтересованным лицам.

Связь между ИИК ТИ и ИВК осуществляется по каналу передачи данных сотового оператора, образованному GSM/GPRS-модемами.

Связь между ИВК и внешними по отношению к АИИС системами осуществляется по основному и резервному каналам связи. В качестве основного канала связи используется глобальная сеть передачи данных Интернет, в качестве резервного канала связи используется технология GPRS сети мобильной радиосвязи посредством GSM/GPRS-модемов Siemens ES75.

ИИК ТИ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК), перечень и состав ИК АИИС представлен в таблице 1.

АИИС выполняет измерение времени в шкале UTC. Синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени UTC осуществляется с помощью GPS приемника, входящего в состав УСПД. Проверка поправки часов счетчиков производится каждый раз при их опросе. В случае если поправка часов счетчика превышает величину 1 с, то происходит синхронизация шкалы времени счетчика.

Таблица 1 – Перечень и состав ИК АИИС

№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии		
		Тип, № Г. р.	K <sub>тр</sub>	Кл. т.	Тип, № Г. р.	K <sub>тр</sub>	Кл. т.	Тип, № Г. р.	Класс точн. при измерении электроэнергии	
									акт.	реакт.
1	ЗРУ 6 кВ "Распад- ская-1, ф. 27	ТЛО-10 Г. р. № 25433-03	1000/5	0,5	ЗНОЛП.4-6 Г. р. № 23544-07	6000/100	0,5	МТ Г. р. № 32930-08	0,5S	1
2	ЗРУ 6 кВ "Распад- ская-1, ф. 19	ТВЛМ-10 Г. р. № 1856-63	200/5	0,5	ЗНОЛП.4-6 Г. р. № 23544-07	6000/100	0,5	МТ Г. р. № 32930-08	0,5S	1
3	ЗРУ 6 кВ "Распад- ская-1, ф. 16	ТВЛМ-10 Г. р. № 1856-63	300/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 2611-70	6000:√3/100:√3	0,5	МТ Г. р. № 32930-08	0,5S	1
4	ЗРУ 6 кВ "Распад- ская-1, ф. 28	ТЛО-10 Г. р. № 25433-03	1000/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 2611-70	6000:√3/100:√3	0,5	МТ Г. р. № 32930-08	0,5S	1
5	ЗРУ 6,3 кВ "Распад- ская - 5, ф. 1-14	ТЛО-10 Г. р. № 25433-11	400/5	0,5S	ЗНОЛП.4-6 Г. р. № 23544-07	6300:√3/100:√3	0,5	МТ Г. р. № 32930-08	0,5S	1
6	ЗРУ 6,3 кВ "Распад- ская - 5, ф. 2-14	ТЛО-10 Г. р. № 25433-11	400/5	0,5S	ЗНОЛП.4-6 Г. р. № 23544-07	6300:√3/100:√3	0,5	МТ Г. р. № 32930-08	0,5S	1

Примечание. В ИВК для сбора данных от ИИК ТИ используется УСПД типа ЭКОМ-3000, Г. р. № 17049-09.

В АИИС допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, не худшими, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется в порядке, установленном МИ 2999-2011

## Программное обеспечение

В ИВК АИИС используется программное обеспечение «Энергосфера» (разработка ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург). Метрологически значимая часть программного комплекса «Энергосфера» и ее идентификационные признаки приведены в таблице 2.

Серверная часть программного комплекса «Энергосфера» включает в себя базу данных «ЭКОМ», функционирующую под управлением системы управления базами данных MS SQL Server и обеспечивающую хранение результатов измерений, конфигурации АИИС и расчетных алгоритмов.

В качестве средства сбора данных используется программное обеспечение «Сервер опроса», обеспечивающее сбор результатов измерений и служебной информации, хранящейся в УСПД.

Клиентское программное обеспечение представлено программами «АРМ Энергосфера», обеспечивающей визуальное представление результатов измерений, и «Центр импорта/экспорта», обеспечивающей автоматический прием и рассылку результатов измерений.

Служебные программы представлены программами «Редактор расчетных схем», обеспечивающей создание структуры объекта учета и редактирование ее параметров; «Консоль администратора», обеспечивающей выполнение задач администрирования базы данных «ЭКОМ».

Таблица 2 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Программа «Сервер опроса»	pso.exe	6.4.69.1954	31f6a8bc	CRC32
Программа «АРМ Энергосфера»	controlage.exe	6.4.131.1477	c5ba4209	CRC32

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения в соответствии с МИ 3286-2010 соответствует уровню «С».

## Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов.....	6
Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95^1$ в рабочих условиях применения .....	приведены в таблице 3
Границы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической энергии .....	приведены в таблице 4
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с .....	$\pm 5$
Период измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, минут .....	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут .....	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам.....	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с ука-	

<sup>1</sup> Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

занием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных ..... автоматическое  
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет ..... 3,5  
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ ..... автоматическое  
Рабочие условия применения компонентов АИИС:  
температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С..... от 0 до плюс 40  
температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С..... от минус 40 до плюс 40  
частота сети, Гц ..... от 49,5 до 50,5  
напряжение сети питания, В ..... от 198 до 242  
индукция внешнего магнитного поля, мТл ..... не более 0,05  
Допускаемые значения информативных параметров:  
ток, % от  $I_{ном}$  для ИК №1, 2, 3, 4 ..... от 5 до 120  
ток, % от  $I_{ном}$  для ИК №5, 6 ..... от 2 до 120  
напряжение, % от  $U_{ном}$  ..... от 90 до 110  
коэффициент мощности  $\cos \varphi$  ..... 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.  
коэффициент реактивной мощности,  $\sin \varphi$  ..... 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

Таблица 3 - Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС при измерении активной ( $\delta_W^A$ ) и реактивной ( $\delta_W^P$ ) энергии в рабочих условиях применения

$I, \% \text{ от } I_{ном}$	Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	ИК № с 1 по 4		ИК № 5, 6	
		$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$	$\delta_W^A, \pm\%$	$\delta_W^P, \pm\%$
2	0,5	–	–	4,9	2,6
2	0,8	–	–	2,7	4,0
2	0,865	–	–	2,4	4,9
2	1	–	–	1,9	–
5	0,5	5,5	2,8	3,1	1,9
5	0,8	3,0	4,5	1,9	2,7
5	0,865	2,6	5,5	1,7	3,2
5	1	2,0	–	1,4	–
20	0,5	3,1	1,9	2,4	1,7
20	0,8	1,9	2,7	1,6	2,2
20	0,865	1,7	3,2	1,5	2,5
20	1	1,4	–	1,3	–
100, 120	0,5	2,4	1,7	2,4	1,7
100, 120	0,8	1,6	2,2	1,6	2,2
100, 120	0,865	1,5	2,5	1,5	2,5
100, 120	1	1,3	–	1,3	–

Таблица 4 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК АИИС при измерении активной ( $\delta_{W_0}^A$ ) энергии

$I, \% \text{ от } I_{ном}$	Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	ИК № с 1 по 4	ИК № 5, 6
		$\delta_{W_0}^A, \pm\%$	$\delta_{W_0}^A, \pm\%$
2	0,5	–	4,8
2	0,8	–	2,6
2	1	–	1,7
5	0,5	5,4	3,0
5	0,8	2,9	1,7
5	1	1,8	1,2
20	0,5	3,0	2,2

I, % от I <sub>ном</sub>	Коэффициент мощности (cos φ)	ИК № с 1 по 4	ИК № 5, 6
		$\delta_{W_0}^A, \pm\%$	$\delta_{W_0}^A, \pm\%$
20	0,8	1,7	1,3
20	1	1,2	0,99
100, 120	0,5	2,2	2,2
100, 120	0,8	1,3	1,3
100, 120	1	0,99	0,99

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа «СЦЭ.425210.012 ФО. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская». Формуляр».

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС

Наименование	Тип, обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТЛО-10	10 шт.
	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП.4-6	9 шт.
	НТМИ-6	1 шт.
Счетчики	МТ	6 шт.
УСПД ИВК	ЭКОМ-3000	1 шт.
Сервер БД	DEPO Storm 2300Q1	1 шт.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская». Формуляр	СЦЭ.425210.012 ФО	1 шт.
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская». Методика поверки	СЦЭ.425210.012 Д1	1 шт.

### Поверка

осуществляется в соответствии с документом «СЦЭ.425210.012 Д1. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская». Методика поверки», утвержденным ФГУП «СНИИМ» 08 ноября 2012 г.

Основное поверочное оборудование: мультиметр АРРА-109, клещи токовые АТК-1001, измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», тайм-серверы НТР, входящие в состав эталонов времени и частоты ВНИИФТРИ.

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке:

- измерительные трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- счетчики электрической энергии – в соответствии с документом «Счетчики статические трехфазные переменного тока активной и реактивной энергии МТ. Методика поверки», утвержденным ФГУП «СНИИМ» в 2008 г.
- УСПД «ЭКОМ-3000М»- в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в мае 2009 г.

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

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская». Свидетельство об аттестации методики измерений №143-01.00249-2012 от 31.10.2012 г.

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская»**

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
2. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
3. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
4. ГОСТ Р 52323-05 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;
5. ГОСТ Р 52425-05 Статические счетчики реактивной энергии;
6. СЦЭ.425210.012 Автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЗАО «ОФ «Распадская». Технорабочий проект.

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Сервисный центр Энергия».  
Адрес: 630058, г. Новосибирск, ул. Русская, д. 41. оф.9.

### **Испытательный центр**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Аттестат аккредитации №30007-09.

Адрес: 630004 г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383)210-08-14, факс (383)210-1360, E-mail: [director@sniim.nsk.ru](mailto:director@sniim.nsk.ru)

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_\_»\_\_\_\_\_ 2012 г.