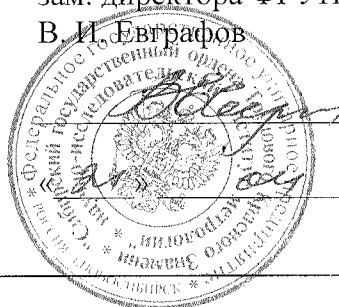


# ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**СОГЛАСОВАНО**

Руководитель ГЦИ СИ СНИИМ –  
зам. директора ФГУП «СНИИМ»

В. И. Евграфов



2006г.

<p><b>Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электрические сети» г.Киселевск</b></p>	<p><b>Внесена в Государственный реестр средств измерений.</b> <b>Регистрационный № 31844-06</b></p>
---	---

Изготовлена по документации ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис», г.Архангельск, зав. №1.

## НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электрические сети» г. Киселевск (далее АИИС) предназначена для измерения количества активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, ведения календаря и измерения времени в координированной шкале времени.

Область применения – коммерческий учет электрической энергии в ОАО «Электрические сети» г. Киселевск.

## ОПИСАНИЕ

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение), измерении и интегрировании мгновенной мощности, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

АИИС выполнена в виде иерархической структуры с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС состоит из информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ).

Измерительные трансформаторы, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ выполняют функции измерения средней мощности и приращений электрической энергии за заданные интервалы времени, а также функции привязки результатов измерений к шкале времени, координированной с UTC. ИИК ТИ, ИВК и каналы связи между ИИК ТИ и ИВК образуют измерительные каналы (ИК). Перечень ИК и состав ИИК ТИ, входящих в АИИС, приведены в таблице 1.

Синхронизация часов, со шкалой UTC, осуществляется модулями коррекции времени ЭНКС-2.01.00 на основе GPS-приемников, установленными на каждой подстанции. Все счетчики электрической энергии, установленные на одной подстанции, связаны с модулем коррекции времени посредством интерфейса RS-485.

Обмен информацией между ИИК ТИ и ИВК осуществляется по каналам сотовой связи стандарта GSM (протокол GPRS), для чего на каждой подстанции и в составе ИВК имеются преобразователи интерфейсов ЭНКС-2.11.8 и GSM-модемы Wavocom Fastrack M1306B-ON.

ИВК выполняет функции сбора, хранения и передачи данных, обеспечивает доступ к результатам измерений, ведет календарь и хранит шкалу времени. Синхронизация шкалы времени ИВК со шкалой UTC, осуществляется модулем коррекции времени на основе GPS-приемника. Доступ к результатам измерений осуществляется с автоматизированных рабочих мест (АРМ), соединенных с ИВК посредством локальной сети стандарта Ethernet. ИВК выполнен на базе аппаратно-программного комплекса (АПК) системы учета и контроля электроэнергии автоматизированной «ES-Энергия» (Г.р. №22466-02). Перечень технических средств ИВК приведен в таблице 2.

Доступ к АИИС со стороны внешних систем осуществляется по основному каналу связи, образованному аппаратурой локальной сети стандарта Ethernet, и резервным каналам связи: телефонным линиям и модемами для коммутируемых линий связи, каналами сотовой связи и модемами стандарта GSM.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС» и ИАСУ КУ НП «АТС».

Структура АИИС допускает изменение количества ИК с ИИК ТИ, аналогичными указанным в таблице 1, а также с ИИК ТИ, отличными по составу от указанных в таблице 1, но совместимыми с ИК АИИС по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Максимально допустимое количество измерительных каналов, подключаемых к АИИС на одной подстанции.....	31.
Количество подстанций, обслуживаемых АИИС.....	12.
Границы допустимой относительной погрешности измерительных каналов АИИС при доверительной вероятности $P=0,95$ при измерении активной и реактивной электрической энергии и активной и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения приведены в таблице 3.	
Предельное значение поправки часов ИВК и счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени, координированной с UTC не более, с $\pm$	5.
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут .....	30.
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут .....	30.
Соотнесение результатов измерений со схемой измерений .....	автоматическое.
Формирование XML-файла для передачи внешним организациям .....	автоматическое.
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием 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 трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, входящих в состав измерительных каналов АИИС:	
температура окружающего воздуха (кроме счетчиков), °С.....	от минус 45 до плюс 40;

температура окружающего воздуха (для счетчиков, кроме счетчиков в ИК №№30, 42, 43, 44), °С ..... от 0 до плюс 40;

температура окружающего воздуха (для счетчиков в ИК №№ 30, 42, 43, 44), °С ..... от минус 10 до плюс 40

частота сети, Гц..... от 49,5 до 50,5;

индукция внешнего магнитного поля, мТл ..... не более 0,05.

Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:

ток, % от  $I_{ном}$  ..... от 5 до 120;

напряжение, % от  $U_{ном}$  ..... от 90 до 110;

коэффициент мощности,  $\cos \varphi$  (при измерении активной электрической энергии и мощности)..... 0,5 инд.-1,0-0,8 емк.;

коэффициент реактивной мощности,  $\sin \varphi$  (при измерении реактивной электрической энергии и мощности)..... 0,5 инд.-1,0-0,5 емк.

Рабочие условия применения технических средств АПК «ES-Энергия»:

температура окружающего воздуха, °С ..... от 0 до плюс 40;

частота сети, Гц..... от 49,5 до 50,5;

напряжение сети питания, В..... от 198 до 242.

Показатели надежности:

Средняя наработка на отказ, часов ..... не менее 28000;

Коэффициент готовности ..... не менее 0,99;

Среднее время восстановления, часов ..... не менее 24.

Таблица 1 – Перечень ИЖ и состав ИЖ ТИ АИЭС

№ ИЖ	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электрической энергии			Подстанции	
		Тип	№ ГрСИ	К-т тр-н	Класс точн.	Тип	№ ГрСИ	К-т тр-н	Класс точн.	Тип	№ ГрСИ	Класс точн.		Класс точн. при измерении электроэнергии и мощности
1	ВЛ 35-К-21 ПС "Киселевская-Заводская" 110/35/6 кВ - ПС "Киселевская подрайонная" 35/6 кВ №1	ТВ-35-П	19720-00	600/5	0,5	НОМ-35-66	187-70	35000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	ПС "Киселевская подрайонная" 35/6 кВ №1
2	ВЛ 35-К-22 ПС "Киселевская-Заводская" 110/35/6 кВ - ПС "Киселевская подрайонная" 35/6 кВ №1	ТВ-35-П	19720-00	600/5	0,5	НОМ-35-66	187-70	35000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	
3	ПС "Киселевская подрайонная" 35/6 кВ №1 ячейка Фидера 6-14-Г	ТПШМ-10	2363-68	200/5	0,5	НОМ-6	159-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	
4	ПС "Киселевская подрайонная" 35/6 кВ №1 ячейка Фидера 6-21-Г	ТПФМ-10	814-53	400/5	0,5	НОМ-6	159-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	
5	ПС "Киселевская подрайонная" 35/6 кВ №1 ячейка Фидера 6-23-Г	ТПФМ-10	814-53	300/5	0,5	НОМ-6	159-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	
6	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ № 2 ячейка фидера 6-3-Г	ТПФМ-10	814-53	400/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	
7	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ № 2 ячейка фидера 6-10-Г	ТПФМ-10	814-53	300/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	
8	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ № 2 ячейка фидера 6-27-Г	ТПФМ-10	814-53	200/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	
9	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ № 2 ячейка фидера 6-29-Г	ТПФМ-10	814-53	100/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	
10	ПС "Тайбинская" 35/6 кВ № 2 ячейка фидера 6-11-Г	ТПЛ-10	1276-59	400/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	
11	ВЛ 6-8-П ПС «Киселевская заводская» – РП «Пивзавод»	ТПОЛ-10	1261-02	600/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	ПС "Киселевская-Заводская" 110/35/6 кВ
12	ВЛ 6-27-С ПС «Вахрушевская» - ООО «Участок Юргинский»	ТПОЛ-10 ТПЦ-10	1261-02 1276-59	200/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	ПС "Вахрушевская" 110/6 кВ
13	Отпайка от ВЛ 35-К-15 ПС "Афонинская" 110/35/6кВ - ПС №10 "р. Киселевский" 35/6 кВ ячейка фидера ввода Т-1 6 кВ	ТПОЛ-10	1261-02	600/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	ПС №10 "р. Киселевский" 35/6 кВ
14	Отпайка от ВЛ 35-К-18 ПС "Афонинская" 110/35/6кВ - ПС №10 "р. Киселевский" 35/6 кВ ячейка фидера ввода Т-2 6 кВ	ТВЛМ-10	1856-63	1500/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	
15	ПС №10 "р. Киселевский" шит учета СН	ТТИ-А-0,66	28139-04	75/5	0,5	бестрансформаторное включение счетчика				Меркурий-230 ART-1-03	23345-03	0,5S	1	ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24
16	отпайка от ВЛ 35-К-24 ПС "Афонинская" 110/35/6 кВ - ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24 яч. Фидера ввода Т-1 6 кВ	ТПОЛ-10	1261-02	1500/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	
17	ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24 ЦУ ТСН-1	ТТИ-А-0,66	28139-04	100/5	0,5	бестрансформаторное включение счетчика				Меркурий-230 ART-1-03	23345-03	0,5S	1	ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24 яч. Фидера ввода Т-2 6 кВ
18	отпайка от ВЛ 35-К-23 ПС "Афонинская" 110/35/6 кВ - ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24 яч. Фидера ввода Т-2 6 кВ	ТПОЛ-10	1261-02	1500/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	

№ п/п	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока						Трансформаторы напряжения						Счетчики электрической энергии			Подстанция
		Тип	№ ГрСЦ	К-т гр-н	Класс точн.	Тип	№ ГрСЦ	К-т гр-н	Класс точн.	Тип	№ ГрСЦ	Тип	№ ГрСЦ	Класс точн. при измерении электроэнергии и мощности			
														асг.	реакт.		
19	ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24 ЩУ ТСН-2	ТТИ-А-0,66	28139-04	100/5	0,5	бестрансформаторное включение счетчика					Меркурий-230 ART-1-03	23345-03	0,5S	1	ПС "Афонинская" 110/35/6 кВ		
20	ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24 ЗРУ 6 кВ яч. 6-7-Г	ТТД-10	1276-59	400/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1				
21	ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24 ЗРУ 6 кВ яч. 6-25-Г	ТТД-10	1276-59	300/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1				
22	ПС "ш. Дальние горы" 35/6 кВ №24 ЗРУ 6 кВ яч. 6-34-Г	ТТД-10	1276-59	300/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1				
23	ВЛ 35-АК-1 АРП-ПС-13	ТВ-35-П	19720-00	600/5	0,5	ЗНОМ-35-65	912-70	35000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	ПС "ш. Краснокаменская" 35/6 кВ №13			
24	ВЛ 35-АК-2 АРП-ПС-13	ТВ-35-П	19720-00	600/5	0,5	ЗНОМ-35-65	912-70	35000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1				
25	ПС "ш. Краснокаменская" 35/6 кВ №13 яч. 6-23-Г	ТТДМ-10	2363-68	75/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1	ПС "ш. Краснокаменская" 35/6 кВ №13			
26	ВЛ 6-2-К АРП-РП-6	ТТФ-10	814-53	400/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1				
27	ВЛ 6-20-К АРП-РП-6	ТТФ-10	518-50	600/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	ПС "Афонинская" 110/35/6 кВ			
28	ВЛ 6-6-А АРП-РП-17	ТТФ-10	1261-02	400/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1				
29	ВЛ 6-18-А АРП-РП-17	ТТФ-10	518-50	600/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	РП-17			
30	РП №17 ячейка фидера 6-5-Г	ТТД-10	1276-59	200/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1				
31	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ВЛЭП 35 кВ К-51	ТФЗМ-35Б-1У1	3689-73	75/5	0,5	ЗНОМ-35-65	912-70	35000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19			
32	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ЗРУ 10 кВ яч. ввода 6 кВ Т-1	ТТФ-10	1261-02	1500/5	0,5	НТМИ-10-66У	831-53	10000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1				
33	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ТСН-1	Т-0,66	22656-02	300/5	0,5	бестрансформаторное включение счетчика				Меркурий-230 ART-1-03	23345-03	0,5S	1	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19			
34	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ВЛЭП 35 кВ К-52	ТФЗМ-35Б-1У1	3689-73	150/5	0,5	ЗНОМ-35-65	912-70	35000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1				
35	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ЗРУ 10 кВ яч. ввода 10 кВ Т-2	ТТФ-10	1261-02	1500/5	0,5	НТМИ-10-66У	831-53	10000/100	0,5	Меркурий-230 ART-2-00	23345-03	0,5S	1	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19			
36	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ТСН-2	Т-0,66	22656-02	300/5	0,5	бестрансформаторное включение счетчика				Меркурий-230 ART-1-03	23345-03	0,5S	1				

№ П/Э	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока					Трансформаторы напряжения					Счетчики электрической энергии				Подстанции
		Тип	№ ГрСИ	К-т гр-н	Класс точн.	Тип	№ ГрСИ	К-т гр-н	Класс точн.	Тип	№ ГрСИ	Класс точн. при измерении электроэнергии и мощности	реакт.			
													агт.	0,5S		
37	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ЗРУ 10 кВ яч. фидера 10-8-Г	ТПЛ-10	1276-59	200/5	0,5	НТМИ-10-66У	831-53	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1			
38	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ЗРУ 10 кВ яч. фидера 10-9-Г	ТПЛ-10	1276-59	300/5	0,5	НТМИ-10-66У	831-53	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1			
39	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ЗРУ 10 кВ яч. фидера 10-20-Г	ТПЛ-10	1276-59	200/5	0,5	НТМИ-10-66У	831-53	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1			
40	ПС "Краснокаменская" 110/35/10 кВ №19 ЗРУ 10 кВ яч. фидера 10-23-Г	ТПЛ-10	1276-59	300/5	0,5	НТМИ-10-66У	831-53	10000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1			
42	РП № 22 6 кВ ЗРУ 6 кВ яч. Фидера 6-2-К	ТПЛ-10	1276-59	75/5	0,5	НОМ-6	159-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1			
43	РП № 22 6 кВ ЗРУ 6 кВ яч. фидера 6-4-С	ТПЛ-10	1276-59	50/5	0,5	НОМ-6	159-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1		РП-22	
44	РП № 22 6 кВ ЗРУ 6 кВ яч. Фидера 6-6-М	ТПЛ-10	1276-59	100/5	0,5	НОМ-6	159-49	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1			
45	ВЛ 35-кВ-29 ПС "Зенковская" 110/35/6 кВ - ПС "Электромашина" 35/6 кВ ячейка ввода Т-1 6 кВ	ТВЛМ-10	1856-63 69	1500/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Ртутный-230 АРТ-2-00	23345-03	0,5S	1			
46	ПС "Электромашина" 35/6 кВ ТСН-1	ТТИ-30-0,66	28139-04	200/5	0,5	бестрансформаторное включение счетчика				Ртутный-230 АРТ-1-03	23345-03	0,5S	1			
47	ВЛ 35-кВ-30 ПС "Зенковская" 110/35/6 кВ - ПС "Электромашина" 35/6 кВ ячейка ввода Т-2 6 кВ	ТВЛМ-10	1856-63	1500/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	Ртутный-230 АРТ-2-00	23345-03	0,5S	1		ПС "Электромашина" 35/6 кВ	
48	ПС "Электромашина" 35/6 кВ ТСН-2	ТТИ-30-0,66	28139-04	200/5	0,5	бестрансформаторное включение счетчика				Ртутный-230 АРТ-1-03	23345-03	0,5S	1			
49	ПС "Электромашина" 35/6 кВ - РП - 1 ячейка 0,4 кВ № 4	ТПЛМ-10	2363-68	200/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1			
50	ПС "Электромашина" 35/6 кВ - РП - 1 6 кВ ячейка 0,4 кВ № 8	ТПЛ-10	1276-59	100/5	0,5	НТМИ-6-66	2611-70	6000/100	0,5	СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	0,5S	1			

Таблица 2 – Технические средства ИВК

Наименование технического средства ИВК	Назначение	Тип
Сервер БД	Хранение данных (результатов измерений и служебной информации) в БД, обеспечение санкционированного доступа к данным	HP ProLiant DL380R04
Сервер сбора данных	Сбор данных со счетчиков электрической энергии и сохранение их в БД	ES-Энергия (на базе промышленного компьютера ROBO-2000-2473)
Концентратор Ethernet	Обеспечение доступа технических средств ИВК к локальной сети Ethernet	3Com OfficeConnect Switch 5
Модем GSM	Обеспечение доступа к счетчикам электрической энергии (канала связи с ИВКЭ) и резервного канала связи с ИАСУ КУ НП «АТС»	Wavecom Fastrack M1306B-ON
Модем для коммутируемой линии связи	Обеспечение резервного канала связи по телефонной линии с ИВК Энергосбыта ОАО «Кузбассэнерго»	Zyxel U336E Plus
Переключатель KVM («клавиатура/мышь/монитор»)	Обеспечение доступа к серверу БД при его администрировании	LKM-9268A
Модуль коррекции времени	Синхронизация системного времени технических средств ИВК	ЭНКС-2.01.00
Преобразователь Ethernet/RS-232	Преобразование сигналов интерфейсов при обмене данными с модемом GSM	MOXA DE-304
Преобразователь RS-232/RS-485/RS-422	Преобразование сигналов интерфейсов при обмене данными с модулем коррекции времени	ADAM-4520
АРМ	Обеспечение оперативного доступа к результатам измерений и служебной информации и их визуализация	ПЭВМ с установленным ПО «ES-Энергия», подключенные к локальной сети Ethernet

Таблица 3 – Границы допустимой относительной погрешности ИК АИИС рабочих условиях

№ ИК (по таблице 1)	Ток, % от ном.	cos φ	$\delta_W^A, \%$	$\delta_W^P, \%$
1÷14, 16, 18, 20÷29, 31, 32, 34, 35, 37÷40, 45, 47	5	0,5	5,6	3,4
	20	0,5	3,2	2,2
	100, 120	0,5	2,6	2,0
	5	0,8	3,3	5,1
	20	0,8	2,1	2,9
	100, 120	0,8	1,8	2,4
	5	0,865	2,9	6,1
	20	0,865	1,9	3,4
	100, 120	0,865	1,7	2,7
	5	1	2,0	-
	20	1	1,4	-
	100, 120	1	1,2	-
30, 42÷44	5	0,5	5,8	3,8
	20	0,5	3,4	2,5
	100, 120	0,5	2,8	2,3
	5	0,8	3,5	5,5
	20	0,8	2,4	3,2
	100, 120	0,8	2,2	2,7
	5	0,865	3,2	6,5
	20	0,865	2,3	3,7
	100, 120	0,865	2,1	3,0
	5	1	2,2	-
	20	1	1,6	-
	100, 120	1	1,4	-

№ ИК (по таблице 1)	Ток, % от ном.	$\cos \varphi$	$\delta_{W^A}, \%$	$\delta_{W^P}, \%$
15, 17, 19, 33, 36, 46, 48	5	0,5	5,5	3,3
	20	0,5	3,0	2,1
	100, 120	0,5	2,2	1,8
	5	0,8	3,2	5,0
	20	0,8	2,0	2,8
	100, 120	0,8	1,7	2,2
	5	0,865	2,9	6,0
	20	0,865	1,8	3,2
	100, 120	0,865	1,6	2,4
	5	1	1,9	-
	20	1	1,3	-
	100, 120	1	1,1	-

Примечание: границы допускаемой относительной погрешности рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99;  
 $\delta_{W^A}, \delta_{W^P}$  – границы допускаемой относительной погрешности измерения количества активной и реактивной электрической энергии соответственно, границы допускаемой относительной погрешности измерения средней мощности равны границам допускаемой погрешности измерения количества электрической энергии.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электрические сети» г.Киселевск. Формуляр».

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС соответствует комплектности, приведенной в таблице 4.

Таблица 4

Наименование	Кол-во, шт
Технические средства ИИК ТИ	
Трансформаторы тока:	
ТВ-35-П	8
ТПЛМ-10	4
ТПФМ-10	12
ТПЛ-10	25
ТПОЛ-10	14
ТВЛМ-10	6
ТТИ-А-0,66	7
ТПФ-10	2
ТПОФ-10	4
Т-0,66	3
ТТИ-30-0,66	6
ТФЗМ-35Б-1У1	2
Трансформаторы напряжения:	
НОМ-35-66	4
НОМ-6	6
НТМИ-6-66	14
ЗНОМ-35	12
НТМИ-10-66У	2
Счетчики электрической энергии:	
СЭТ-4ТМ.02.2	22
Меркурий-230-ART2-00	20
Меркурий-230-ART1-03	7
Модули коррекции времени ЭНКС2.01.00	12
Преобразователь сигналов интерфейса RS-422/485/RS-232 ЭНКС-2.11.8	12
Технические средства ИВК	
Технические средства ИВК – в соответствии с таблицей 2, по 1 шт. каждого типа	



Наименование	Кол-во, шт
Документация	
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электрические сети» г.Киселевск. Формуляр	1
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электрические сети» г.Киселевск. Методика поверки	1

### ПОВЕРКА

Поверка измерительных каналов АИИС проводится в соответствии с методикой поверки «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электрические сети» г.Киселевск. Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ СНИИМ «19» апреля 2006 г.

Межповерочный интервал - 4 года.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный МПМ-2, мультиметр АРРА-109, вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», часы «Электроника-5».

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке: измерительные трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217, измерительные трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216, счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.02 - по методике поверки ИЛГШ.411152.087 РЭ1, счетчики электрической энергии Меркурий-230 – по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, ИВК – по методике поверки «Система учета и контроля электроэнергии автоматизированная «ES-Энергия». Методика поверки», утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им.Д.И.Менделеева».

### НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические сети» г.Киселевск. Проектная документация. 1406/05-01 ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис», г.Архангельск .

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Электрические сети» г. Киселевск, зав. №1 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ:** ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис», г.Архангельск, пр. Советских Космонавтов, 178;

Генеральный директор  
ЗАО «Инженерный центр «Энергосервис»



И. Л. Флейшман