

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Волосовские электрические сети

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Волосовские электрические сети (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ выполненная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трёх уровней:

1-ый уровень – измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 (Госреестр № 28822-05), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-1 (Госреестр № 28716-05), технические средства приема-передачи данных, каналы связи, для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя серверы ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго», УССВ УСВ-1, автоматизированные рабочие места (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (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);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- 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 системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);

**Принцип действия:**

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

На РТП-9 Кикерино и ПС-189 Волосово установлены УСПД СИКОН С70, которые один раз в 30 минут по проводным линиям связи опрашивают счетчики ИИК 1 – 18, также в них осуществляется вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН (в счетчиках коэффициенты трансформации выбраны равными единице, так как это позволяет производить замену вышедших из строя приборов учета без их предварительного конфигурирования) и хранение измерительной информации.

Сервер ОАО «Ленэнерго» с периодичностью один раз в сутки по GSM-каналу опрашивает УСПД СИКОН С70 и считывает с них 30-минутный профиль мощности для каждого канала учета за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных (под управлением СУБД MS SQL Server).

Сервер ОАО «ЛОЭСК» по радиотелефонной связи стандарта GSM в режиме пакетной передачи данных с использованием технологии GPRS или в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD опрашивает счетчики ИИК 19 – 21 и считывает с них 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, параметры электросети, а также журналы событий. Далее сервер ОАО «ЛОЭСК» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов.

Серверы ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК» в автоматическом режиме 1 раз в сутки формируют отчеты в формате XML (макет электронного документа 80020) и отправляют данные коммерческого учета на электронный ящик сервера ООО «РКС-энерго». Сервер ООО «РКС-энерго» сохраняет вложения электронных сообщений, получаемых от серверов ОАО «ЛОЭСК», ОАО «Ленэнерго», на жесткий диск с последующим импортом информации в БД (под управлением СУБД MS SQL Server). Сервер ООО «РКС-энерго» при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации всем заинтересованным субъектам (ОАО «АТС») в рамках согласованного регламента.

Доступ к информации, хранящейся в базе данных серверов, осуществляется с АРМ операторов АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УССВ, счетчиков, УСПД, сервера. В качестве УССВ используются устройства УСВ-1, к которым подключены GPS-приемники. УСВ-1 осуществляют прием сигналов точного времени системы GPS-приемника один раз в сутки.

Сравнение показаний часов серверов ОАО «Ленэнерго», ОАО «ЛОЭСК», ООО «РКС-Энерго» и УСВ-1 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов серверов и УСВ-1.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-1 происходит один раз в 60 секунд. Синхронизация осуществляется независимо от показаний часов УСПД и УСВ-1, т.е. УСПД входит в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливает время с УСВ-1.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 1 – 18 и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем  $\pm 1$  с.

Сравнение показаний часов счетчиков ИИК 19 – 21 и сервера ОАО «ЛОЭСК» происходит один раз в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера на величину более чем  $\pm 2$  с.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1

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
1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 8	58a40087ad0713aaa6668df25428eff7	MD5
	драйвер кэширования ввода данных	cachect.dll		7542c987fb7603c9853c9a1110f6009d	
	драйвер опроса счетчика СЭТ 4ТМ	Re-gEvSet4tm.dll		3f0d215fc617e3d8898099991c59d967	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров	cache1.dll		b436dfc978711f46db31bdb33f88e2bb	
		cacheS10.dll		6802cbdeda81efea2b17145ff122ef00	
		sicons10.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908fc785cb45	
		sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc075e73fd1b72118	
	драйвер работы с СОМ-портом	comrs232.dll		bec2e3615b5f50f2f945abc858f54aaf	
	драйвер работы с БД	dbd.dll		fe05715defeeca25e062245268ea0916a	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Пирамида 2000»	библиотеки доступа к серверу событий	ESClient_ex.dll	Версия 8	27c46d43bllca3920cf2434381239d5d	MD5
		filemap.dll		C8b9bb71f9faf2077464df5bbd2fc8e	
	библиотека проверки прав пользователя при	plogin.dll		40cl0e827a64895c327e018dl2f75181	

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

### Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных комплексов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК					Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВКЭ	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	РТП-9 Кикерино, КРУН-10 кВ, ВЛ-10 кВ Л-03	ТОЛ-10-I кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 6960; 6964; 6965; Госреестр № 15128-07	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 855; Госреестр № 11094-87	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160428 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 02154 Госреестр № 28822-05	НР Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
2	РТП-9 Кикерино, КРУН-10 кВ, ВЛ-10 кВ Л-05	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 22748; 22749; Госреестр № 25433-08	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 855; Госреестр № 11094-87	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160371 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
3	РТП-9 Кикерино, КРУН-10 кВ, ВЛ-10 кВ Л-08	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 22753; 22755; Госреестр № 25433-08	НАМИ-10 кл. т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 5344; Госреестр № 11094-87	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160412 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
4	ПС-189 Волово, КРУН-10 кВ, ф. 01	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 25368; 25367; Госреестр № 25433-08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5383; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160595 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 02171 Госреестр № 28822-05		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 04	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 23021; 23016; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5383; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160596 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 02171 Госреестр № 28822-05	HP Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
6	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 05	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1070; 0026; Госреестр № 2473- 69	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5383; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160160 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
7	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 06	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 25113; 23998; Госреестр № 1856- 63	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5383; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160503 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
8	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 07	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 0930; 0922; Госреестр № 2473- 69	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 5383; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160610 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
9	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 08	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 27759; 27756; Госреестр № 1856- 63	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2498; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160314 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
10	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 09	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 24068; 22927; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2498; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160570 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
11	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 13	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 50/5 Зав. № 22896; 22894; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2498; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160280 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 15	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 22752; 22745; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2498; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160406 Госреестр № 31857-06	СИКОН С70 Зав. № 02171 Госреестр № 28822-05	HP Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
13	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 19	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 22854; 22862; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № БЕА; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160381 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
14	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 20	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 22774; 22811; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № БЕА; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160520 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
15	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 22	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 22801; 22793; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № БЕА; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160299 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
16	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 23	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 22756; 22747; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № БЕА; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160375 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
17	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 25	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 22799; 22796; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 37; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160500 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная
18	ПС-189 Воло- сово, КРУН-10 кВ, ф. 27	ТЛО-10 кл. т 0,5S Ктт = 200/5 Зав. № 22781; 22807; Госреестр № 25433- 08	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 37; Госреестр № 831-69	A1805 RALQ- P4GB-DW-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 01160613 Госреестр № 31857-06			Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
19	КТП-377, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 960450; 960452; 960451; Госреестр № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0605111783 Госреестр № 36355-07	-	HP Proliant ML350 G5 Зав. № 246784-003	Активная Реактивная
20	КТП-356, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 959011; 636221; 620042; Госреестр № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0605111818 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная
21	КТП-357, РУ-0,4 кВ, Т-1 ввод 0,4 кВ	Т-0,66 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 633221 633225; 633226; Госреестр № 36382-07	-	ПСЧ-4ТМ.05М.04 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0605110968 Госреестр № 36355-07			Активная Реактивная

Таблица 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1 – 3 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,8	±1,9	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,8	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,6	±3,3	±2,5	±2,5
4, 5, 10 – 18 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,7	±3,4	±2,7	±2,7
19 – 21 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,3	±1,6	±1,5	±1,5
	0,9	±2,7	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±3,2	±2,1	±1,7	±1,7
	0,7	±3,8	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±5,5	±3,2	±2,4	±2,4
6 – 9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счет- чик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 3 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Счетчик 1,0)	0,9	±12,0	±4,6	±3,0	±2,9
	0,8	±10,1	±3,6	±2,5	±2,4
	0,7	±9,3	±3,2	±2,3	±2,2
	0,5	±8,6	±2,8	±2,1	±2,1
4, 5, 10 – 18 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±12,1	±4,8	±3,3	±3,1
	0,8	±10,1	±3,7	±2,6	±2,6
	0,7	±9,4	±3,3	±2,4	±2,3
	0,5	±8,7	±2,9	±2,2	±2,1
19 – 21 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	0,9	±6,5	±4,8	±4,0	±4,0
	0,8	±6,5	±4,1	±3,6	±3,6
	0,7	±6,4	±3,9	±3,5	±3,5
	0,5	±6,4	±3,7	±3,3	±3,3
6 – 9 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счет- чик 1,0)	1,0	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,9	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,8	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,7	-	±3,5	±2,3	±2,1

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.

Примечания:

- Погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi=1,0$  нормируется от  $I_{1\%}$ , а погрешность измерений  $\delta_{1(2)\%P}$  и  $\delta_{1(2)\%Q}$  для  $\cos\varphi<1,0$  нормируется от  $I_{2\%}$ .
- Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение от  $0,98 \cdot U_{ном}$  до  $1,02 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $I_{ном}$  до  $1,2 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\varphi=0,9$  инд;
  - температура окружающей среды: от плюс 15 до плюс 25 °С.
- Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
  - напряжение питающей сети  $0,9 \cdot U_{ном}$  до  $1,1 \cdot U_{ном}$ ;
  - сила тока от  $0,01 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИИК № 1 – 5, 10 – 21, от  $0,05 I_{ном}$  до  $1,2 I_{ном}$  для ИИК № 6 – 9;
  - температура окружающей среды:
    - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С до плюс 35 °С;
    - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
    - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 52425-2005, ГОСТ 26035-83;



7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- счетчик электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика  $T_v \leq 2$  часа;
- для УСПД  $T_v \leq 2$  часа;
- для сервера  $T_v \leq 1$  час;
- для компьютера АРМ  $T_v \leq 1$  час;
- для модема  $T_v \leq 1$  час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

в журнале УСПД:

- – параметрирования;
- – пропадания напряжения;
- – коррекции времени в счетчике и УСПД;
- – пропадание и восстановление связи со счетчиком

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД(функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии Альфа А1800 тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 172 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;

- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Тип	Кол.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	3
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4
Трансформатор тока	ТЛЮ-10	26
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Электросчетчик	A1805 RALQ-P4GB-DW-4	18
Электросчетчик	ПСЧ-4ТМ.05М.04	3
УСПД	СИКОН С70	2
Контроллер	СИКОН ТС65	5
Факс-модем	Zyxel U-336E	2
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	5
Сервер ОАО «ЛОЭСК»	HP ProLiant ML350 G5	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart - UPS 1000 RMXL 3U	1
GSM модем	Siemens MC35i	1
Сервер БД ООО «РКС-Энерго»	Intel Xeon	1
Информационно-вычислительный комплекс	«ИКМ-Пирамида»	1
Коммутатор	D-Link DES-3028	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS RM 1000	1
Сервер ОАО «Ленэнерго»	HP ProLiant ML370G5	1
Сервер портов RS-232	Moxa NPort 5610	1
Коммутатор	D-Link DES-1005D	1
Источник бесперебойного питания	Rittal DK 7857.403	1
GSM модем	Siemens MC35i	1
Шлюз передачи данных от 2-х портов RS-232/422/485	ADAM-4570	1
Модемный блок	Zyxel RS-1612	1
Методика поверки	МП 1639/550-2013	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.302 ПФ	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП 1639/550-2013 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Волосовские электрические сети. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в августе 2013 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков электроэнергии Альфа А1800 – по методике поверки МП-2203-0042-2006, утвержденной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Менделеева» в 2006 г.;
- ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки 221 00.000МП» утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2004 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

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

Методика измерений приведена в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РКС-энерго» по ГТП Волосовские электрические сети». Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0125/2013-01.00324-2011 от 29.05.2013 г.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «РКС-энерго» по ГТП Волосовские электрические сети**

1 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем.

Основные положения.

2 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

3 ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»

Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул. Мира, д.4а, офис № 3

Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

**Заместитель**

Руководителя Федерального агентства  
по техническому регулирова-  
нию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.