

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 181.01, РИМ 181.02, РИМ 181.03, РИМ 181.04, РИМ 181.05, РИМ 181.06, РИМ 181.07, РИМ 181.08

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 181.01, РИМ 181.02, РИМ 181.03, РИМ 181.04, РИМ 181.05, РИМ 181.06, РИМ 181.07, РИМ 181.08 (далее - счетчики) являются многофункциональными приборами, и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности (активной, реактивной, полной) в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения). Счетчики имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

Счетчики измеряют среднеквадратические значения напряжения и тока нагрузки, частоту, коэффициент мощности $\cos \varphi$, удельную энергию потерь в цепи тока.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения при помощи специализированных микросхем с встроенным АЦП. Остальные параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем по измеренным значениям тока, напряжения и частоты сети.

Цифровой сигнал, пропорциональный мгновенной мощности (активной - по модулю, реактивной - с учетом характера нагрузки, емкостного или индуктивного), обрабатывается микроконтроллером. По полученным значениям модуля мгновенной активной мощности формируются накопленные значения количества потребленной активной электрической энергии, в том числе потарифно, учет реактивной энергии ведется с учетом направления - отдельно для 1 и 3 квадрантов (при индуктивном характере нагрузки, далее - индуктивная) и 2 и 4 квадрантов (при емкостном характере нагрузки, далее - емкостная). Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ Р 52425-2005.

Счетчики реализуют дополнительную функцию - отдельный учет потребленной активной электрической энергии при превышении установленного порога активной мощности в соответствии с установленным тарифным расписанием (далее - УПМт).

Счетчики оснащены гальванически развязанными цифровыми интерфейсами RS-485, оптопортом и PLC (по силовой сети) в зависимости от исполнения (см. таблицу 1) для подключения к информационным сетям автоматизированных систем учета электроэнергии и предназначены для эксплуатации как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета энергопотребления (далее - АС).

В качестве устройств АС могут использоваться устройства разработки ЗАО «Радио и Микроэлектроника», использующие для обмена информацией протоколы обмена ВНКЛ.411152.029 ИС и ВНКЛ.411711.004 ИС, например, маршрутизатор каналов связи РИМ 099.02.

При работе счетчиков в автономном режиме для считывания информации и конфигурирования счетчиков по всем вышеназванным интерфейсам (с учетом функциональных возможностей интерфейсов, см. таблицу 3) предназначен терминал мобильный РИМ 099.01 (далее - МТ), представляющий собой персональный компьютер (ноутбук) с комплектом аппаратных средств для подключения к интерфейсам счетчиков и соответствующих программных продуктов. Информация, считанная со счетчиков (значения измеряемых величин, заводские номера, параметры адресации и другие служебные параметры), отображается на мониторе МТ в рабочем окне соответствующей программы.

Интерфейсы RS-485 и PLC предназначены как для считывания информации со счетчиков (измерительной информации - данных о потреблении электроэнергии, в том числе по тарифно, других измеряемых и служебных параметров), так и для конфигурирования счетчика (т.е. задания тарифного расписания, активирования функции отдельного учета при превышении УПМт, задания параметров адресации по интерфейсам PLC, RS-485 и других служебных параметров). Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсу PLC выполняется с использованием программы Crowd_Pk.exe. Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсу RS-485 выполняется с использованием программы Setting_Rm_181.exe.

Интерфейс PLC счетчика соответствует требованиям электромагнитной совместимости ГОСТ Р 51317.3.8-99, пп.5.2, 6.1.2 б.

Оптопорт счетчиков соответствует ГОСТ Р МЭК 61107-2001 в части конструкции, магнитных и оптических характеристик, и предназначен только для считывания информации. Считывание информации по оптопорту выполняется с использованием программы Optoport.exe.

Счетчики, оснащенные интерфейсом PLC (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1) выполняют фиксацию показаний на заданный произвольный момент времени (режим Стоп-кадр, СК). Эти данные доступны для считывания по интерфейсу PLC счетчика.

Счетчики, в зависимости от варианта исполнения (см. таблицу 1) оснащены устройством коммутации нагрузки абонента (далее - УКН).

Отключение абонента от сети выполняется автоматически в случае превышения максимального тока счетчика на 3-5 %, при превышении установленного порога мощности для отключения нагрузки (далее - УПМк), если эта функция задана при конфигурировании счетчика, или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RS-485.

Подключение абонента к сети выполняется дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RS-485.

Подключение абонента возможно также при помощи кнопки управления (далее - КнУ), расположенной на лицевой поверхности счетчика при наличии разрешения, полученного от устройств АС. Если отключение абонента произошло автоматически по превышению УПМк, разрешение на подключение от устройств АС не требуется.

Дисплей счетчиков выполнен на многофункциональном жидкокристаллическом индикаторе, который отображает все измеряемые величины и позволяет идентифицировать каждый применяемый тариф. Вывод данных на электронный дисплей выполняется в автоматическом режиме и ручном режиме с использованием КнУ. При отсутствии сетевого напряжения данные выводятся на дисплей нажатием КнУ. Дисплей счетчиков снабжен подсветкой. Подсветка включается при помощи кнопки КнУ только при наличии сетевого напряжения, отключается автоматически. Информация на дисплее счетчиков отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию - на русском языке.

Счетчики оснащены электрическим испытательным выходом ТМ, предназначенным для проведения поверки счетчиков при измерении активной и реактивной энергии. Конфигурирование испытательного выхода по виду измеряемой энергии (активной или реактивной) или в состояние для контроля технологического параметра ТМ ЧРВ выполняется программно. Электрический испытательный выход соответствует требованиям ГОСТ Р 52320-2005, МЭК 62053-31 (1998).

Счетчики оснащены индикатором функционирования ТМ, который конфигурируется одновременно с конфигурированием испытательного выхода ТМ.

Счетчики оснащены электронной пломбой клеммной крышки (ЭПлК), состояние которой отображается в журнале и на дисплее счетчика.

Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый/максимальный ток, А	Класс точности при измерении активной / реактивной	Интерфейсы			УКН	Штрих-код по EAN-13 **	Код типа счетчика
			Опто-порт	PLC	RS-485			
РиМ 181.01	5 / 80	1 / 2*	+	-	+	нет	4607134511257 / 4627084520017	18101
РиМ 181.02	5 / 80	1 / 2*	+	-	+	есть	4607134511264 / 4627084520024	18102
РиМ 181.03	5 / 80	1 / 2*	+	+	+	нет	4607134511271 / 4627084520031	18103
РиМ 181.04	5 / 80	1 / 2*	+	+	+	есть	4607134511288 / 4627084520048	18104
РиМ 181.05	5 / 80	1 / 2	+	-	+	нет	4607134511295 / 4627084520055	18105
РиМ 181.06	5 / 80	1 / 2	+	-	+	есть	4607134511301 / 4627084520062	18106
РиМ 181.07	5 / 80	1 / 2	+	+	+	нет	4607134511318 / 4627084520079	18107
РиМ 181.08	5 / 80	1 / 2	+	+	+	есть	4607134511325 / 4627084520086	18108

* для технического учета

** код для предприятия ЗАО «Радио и Микроэлектроника» / код для предприятия ООО «РИМ-РУС»

Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим часы реального времени (далее ЧРВ). Количество тарифов и тарифное расписание, а также перечень значений измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей счетчика, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RS-485 и PLC (см. таблицу 3).

Счетчики ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация (результаты самодиагностики, время включения и выключения, корректировки служебных параметров, время фиксации максимальной средней активной мощности, значений измеряемых величин на расчетный день и час (далее - РДЧ) и др.).

Измерительная и служебная информация в счетчике недоступна для корректировки при помощи внешних программ, в том числе при помощи программ конфигурирования счетчиков, и сохраняется в энергонезависимой памяти не менее 40 лет при отсутствии сетевого напряжения.

Функциональные возможности счетчиков:

Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия ⁴⁾	
активная (по модулю)	Потарифно
реактивная (индуктивная) (1 и 3 квадрант)	Не тарифицируется
реактивная (емкостная) (2 и 4 квадрант)	Не тарифицируется
Мощность*, ⁴⁾	
активная (по модулю)	
реактивная (индуктивная) (1 и 3 квадрант)	
реактивная (емкостная) (2 и 4 квадрант)	
полная***	

Окончание таблицы 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале (активная интервальная мощность, Ринт) **	
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная мощность, Ринт макс)	
Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ, Ррдч)	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение *	
Удельная энергия потерь в цепи тока ***	
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение*	
Коэффициент мощности cos φ ***	
Частота питающей сети*	
Температура внутри корпуса счетчика ***	
<p>* Время интегрирования значений (период измерения) напряжений, токов, мощностей, частоты составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения).</p> <p>** Длительность интервала интегрирования программируется (устанавливается из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут).</p> <p>*** Для технического учета.</p> <p>4) метрологические параметры при измерении реактивной энергии и мощности нормируются в зависимости от исполнения, см. таблицу 1.</p>	

Активная и реактивная мощность с периодом интегрирования 1 с (далее - текущая мощность, активная $P_{тек}$ или реактивная $Q_{тек}$ соответственно), определяются как энергия, потребленная за 1 с (активная и реактивная соответственно).

Полная мощность с периодом интегрирования 1 с (далее - полная мощность) определяется по формуле

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1)$$

где P - текущее значение активной мощности, Вт;

Q - текущее значение реактивной мощности, вар;

S - текущее значение полной мощности, ВА;

sqrt - функция, возвращающая квадратный корень числа.

Средняя активная мощность на программируемом интервале (активная интервальная мощность) определяется методом «скользящего окна» по формуле

$$R_{инт} = 1/T \times \int_0^T P_{тек} dt, \quad (2)$$

где $R_{инт}$ - расчетное значение средней активной мощности;

$P_{тек}$ - значение текущей активной мощности, Вт;

T - значение программируемого интервала.

Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная - Ринт макс) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений Ринт за текущий месяц.

Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ - Ррдч) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений Ринт за прошедший месяц.

Коэффициент мощности $\cos\varphi$ определяется по формуле

$$\cos \varphi = P / \text{SQRT} (P^2 + Q^2), \quad (3)$$

где $\cos \varphi$ - расчетное значение коэффициента мощности;

Q - измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

P - измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Удельная энергия потерь в цепи тока определяется по формуле

$$W_{\text{уд}} = (10^{-3}/3600) \times \int_0^T (I^2) dt, \quad (4)$$

где $W_{\text{уд}}$ - расчетное значение удельной энергии потерь в цепи тока, $\text{kA}^2 \text{ ч}$;

I-действующее (среднеквадратичное) значение тока с интервалом интегрирования 1 с;

T - продолжительность работы счетчика, с.

Основные функциональные возможности счетчиков

- а) сохранение в энергонезависимой памяти
 - измерительной информации по всем измеряемым величинам (см таблицу 2);
 - установленных служебных параметров (тарифного расписания, параметров маршрутизации и др);
- б) -защита информации - 1 уровень паролей доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;
- в) вывод данных на электронный дисплей в автоматическом режиме и ручном режиме при помощи КнУ, в том числе при отсутствии сетевого напряжения на счетчике;
- г) подсветка дисплея;
- д) самодиагностика - счетчики формируют и передают код режима работы (статус), отражающий характеристики тарифного расписания и отображения информации, исправности ЧРВ. События, связанные с изменением статуса, регистрируются в соответствующем журнале счетчика с указанием времени наступления события;
- е) обмен данными с устройствами АС по интерфейсам RS-485, PLC и оптопорту (см. таблицу 3), скорость обмена не менее 1200 бит/с;
- ж) ретрансляция данных и команд - счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC;
- з) синхронизация ЧРВ счетчиков по интерфейсам RS-485, PLC с использованием устройств АС;
- и) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RS-485, PLC с использованием устройств АС;
- к) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМк (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1);
- л) дистанционное управление отключением/подключением абонента (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1):
 - при помощи устройств АС по интерфейсу PLC;
 - при помощи устройств АС по интерфейсу RS-485;
 - при помощи КнУ (только включение при наличии разрешения от устройств АС);
- м) тарификатор поддерживает:
 - до 8 тарифов;
 - до 256 тарифных зон;
 - переключение по временным тарифным зонам;
 - переключение тарифов по превышению лимита заявленной мощности;
 - автопереход на летнее/зимнее время;
 - календарь выходных и праздничных дней;
 - перенос рабочих и выходных дней.

б) сохранение показаний на РДЧ в «Месячном журнале» за месяц, 36 записей (36 месяцев):

- активной энергии по каждому из используемых тарифов на РДЧ;
- реактивной энергии на РДЧ (емкостная);
- реактивной энергии на РДЧ (индуктивная);
- максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале на РДЧ;
- дата и время фиксации максимума активной интервальной мощности;
- количество часов работы счетчика.

в) сохранение показаний в «Суточном журнале» за прошедшие сутки на расчетный час, 31 запись, в т.ч.:

- активной энергии по каждому тарифу;
- реактивной энергии (емкостная);
- реактивной энергии (индуктивная);
- удельной энергии потерь в цепи тока.

г) ведение журнала «Профиль мощности» с интервалом 15, 20, 30, 60 минут, не менее 1536 записей на 30 минутном интервале (32 дня).

В профиль включено количество потребленной активной энергии на выбранном интервале (интервальная активная энергия) (по модулю).

д) счетчики ведут журналы событий, в которых отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки, перепрограммирования служебных параметров - не менее 2048 записей, в т.ч.:

- журнал «Коррекций» - 1536 записей: наименование изменяемого параметра в счетчике, новое значение параметра, состояние ЭПлК (вскрытие клеммной крышки), результат самодиагностики счетчика в виде числового значения статуса, в том числе сбоя или отказ ЧРВ (таймера);

- журнал «Вкл/Выкл» - 512 записей: включение/отключение напряжения сети, включение/отключение нагрузки (только для счетчиков, оснащенных УКН, см. таблицу 1).

Все события привязаны ко времени. Журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ.

Таблица 3 - Функциональные возможности интерфейсов

Направление обмена	Параметр	RS-485, PLC	Оптопорт	
Передача данных	Тип *	+	+	
	Заводской номер *	+	+	
	Идентификатор ПО	+	-	
	Версия счетчика *	+	+	
	Показания			
	Тарифицируемые			
	- текущие по активной энергии (по каждому тарифу) *	+	+	
	- на РДЧ по активной энергии (по каждому тарифу) *	+	+	

Продолжение таблицы 3

Направление обмена	Параметр	RS-485, PLC	Оптопорт
	Нетарифицируемые		
	-текущие по активной энергии (суммарно по тарифам)*	+	+
	-текущие по индуктивной реактивной энергии *	+	+
	-на РДЧ по индуктивной реактивной энергии *	+	+
	-текущие по емкостной реактивной энергии *	+	+
	-на РДЧ по емкостной реактивной энергии *	+	+
	- текущая активная мощность (по модулю) *	+	+
	- текущая реактивная мощность (с индикацией индуктивная /емкостная) *	+	+
	-текущая полная мощность*	+	+
	-текущее значение максимума средней активной мощности на программируемом интервале (Ринт макс)*	+	+
	-дата, время фиксации Р инт макс*	+	+
	-максимальное значение активной мощности на программируемом интервале на РДЧ (Ррдч)*	+	+
	-дата, время фиксации Р рдч*	+	+
	-текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока *	+	-
	- значение удельной энергии потерь на РДЧ *	+	-
	- напряжение, среднеквадратичное значение *	+	+
	- ток, среднеквадратичное значение *	+	+
	- частота сети *	+	+
	- коэффициент мощности *	+	+
	- температура внутри корпуса счетчика		
	-показания ЧРВ *	+	+
	-показания в режиме СК ***	+	-
	<u>Журналы счетчика</u>	+	-
	<u>Служебная информация</u>		
	- параметры связи по PLC	+	-
	-адрес и режим работы RS-485*,**	+	-
	- параметры тарификации	+	+
	- значение РДЧ *	+	-
	- текущая настройка выхода ТМ	+	-
	- статус ЭПлК*	+	+
	-напряжение (состояние) батареек	+	-
Прием данных и команд	<u>Корректировка служебной информации</u>		
	- параметров связи по PLC	+	-
	- настройка ТМ по виду энергии	+	-
	- адреса и режима работы интерфейса RS-485 **	+	-
	- значение РДЧ	+	-
	- параметров тарификации (в том числе значение УПМк)	+	-
	- синхронизация ЧРВ	+	-
	- параметры безопасности	+	-
	- параметры вывода на индикацию	+	-
	- разрешение на подключение*	+	-

Окончание таблицы 3

Направление обмена	Параметр	RS-485, PLC	Оптопорт
Управление коммутацией нагрузки	-подключение нагрузки	+	-
	- отключение нагрузки*	+	-
Ретрансляция данных и команд		+***	-
<p>* - доступно для вывода на дисплей счетчика. Остальное - только по интерфейсам в зависимости от вариантов исполнения. ** - только по интерфейсу RS-485. *** - по интерфейсу PLC</p>			

Степень защиты корпуса IP51 по ГОСТ 14254-96. Корпус счетчиков пломбируется пломбой поверителя. Пломбирование счетчиков осуществляется навесной пломбой на выступах основания и крышки корпуса.

Конструкция счетчиков предусматривает крепление на винтах и на DIN- рейку.

Примеры записи при заказе счетчика РиМ 181.03:

Счетчик электрической энергии однофазный статический РиМ 181.03 ТУ 4228-057-11821941-2012.

Счетчик электрической энергии однофазный статический РиМ 181.03 ТУ 4228-057-11821941-2012 с креплением на DIN-рейку.

Фотография общего вида счетчиков с указанием места установки пломбы поверителя приведена на рисунках 1, 2.

Место установки
пломбы поверителя



Рисунок 1 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 181.08 производства ЗАО «Радио и Микроэлектроника»

Место установки
пломбы поверителя



Рисунок 2 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 181.03 производства ООО «РИМ-РУС»

Программное обеспечение

Интегрированное программное обеспечение (ПО) счетчика сохраняется в постоянном запоминающем устройстве контроллера счетчика. Считывание исполняемого кода из счетчика и его модификация с использованием интерфейсов счетчика невозможны. Защита выполнена аппаратно, корпус счетчика опломбирован пломбой поверителя.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер программного обеспечения)	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РиМ 181.01 программа	PM181Ø1 ВНКЛ.411152.047 ПО	18101 v1.00 и выше	Исполняемый код защищен от считывания и модификации	Не используется
РиМ 181.02 программа	PM181Ø2 ВНКЛ.411152.047-01 ПО	18102 v1.00 и выше		
РиМ 181.03 программа	PM181Ø3 ВНКЛ.411152.047-02 ПО	18103 v1.00 и выше		
РиМ 181.04 программа	PM181Ø4 ВНКЛ.411152.047-03 ПО	18104 v1.00 и выше		
РиМ 181.05 программа	PM181Ø5 ВНКЛ.411152.047-04 ПО	18105 v1.00 и выше		

Окончание таблицы 4

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РиМ 181.06 программа	PM181Ø6 ВНКЛ.411152.047-05 ПО	18106 v1.00 и выше	Исполняемый код защищен от считывания и модификации	Не используется
РиМ 181.07 программа	PM181Ø7 ВНКЛ.411152.047-06 ПО	18107 v1.00 и выше		
РиМ 181.08 программа	PM181Ø8 ВНКЛ.411152.047-07 ПО	18108 v1.00 и выше		

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - А по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	230
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от 140 до 280
Время, в течение которого счетчик выдерживает воздействие напряжения 1,7 $U_{ном}$ (400 В), без последующего ухудшения характеристик, ч, не менее	0,5
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см. таблицу 1
Стартовый ток, при измерении активной энергии, мА	20
Стартовый ток, при измерении реактивной энергии, мА	25
Постоянная счетчика, имп./($kVt \cdot ч$), имп./($kvar \cdot ч$)	4000
Мощность, потребляемая в цепи напряжения счетчика:	
- полная мощность, ВА, не более	4,0
- активная мощность, Вт, не более	1,5
Полная мощность, потребляемая в цепи тока, ВА, не более	0,1
Активная мощность, дополнительно потребляемая встроенными модулями связи, Вт, не более	3,0
Максимальная дальность обмена по интерфейсу PLC, м, не менее	100
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Суточный ход ЧРВ, с/сут, не более	0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, лет, не менее	16
Характеристики тарификатора	
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон	256
Таблица праздничных дней (для тарифного расписания)	16
Таблица переноса дней (для тарифного расписания)	16
Характеристики УКН счетчиков	
коммутируемый ток не более 80 А при напряжении не более 253 В	
коммутируемый ток не более 75 А при напряжении не более 264 В	

Масса, кг, не более	0,7
Габаритные размеры, мм, не более	167(193) x 128 x 55
Установочные размеры, мм	92 x (110-140) или на DIN-рейку
Средняя наработка до отказа Т _о , ч, не менее	180000
Средний срок службы Т _{сл} , лет, не менее	30

Условия эксплуатации счетчиков У2 по ГОСТ 15150-69 - в палатках, металлических и иных помещениях без теплоизоляции, при отсутствии прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков, при температуре окружающего воздуха от минус 40 до 70 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 100 % при температуре окружающего воздуха 25 °С, атмосферном давлении от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.).

КнУ счетчиков функционирует при температуре от минус 25 до 70 °С.

При температуре ниже минус 35 °С возможно резкое снижение или полная потеря контрастности дисплея счетчиков, при этом метрологические и функциональные характеристики счетчиков сохраняются.

Счетчики соответствуют требованиям безопасности и электромагнитной совместимости, установленным ГОСТ Р 52320-2005. Соответствие счетчиков требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатами соответствия РОСС RU. АЯ79.В15950 и РОСС RU. АЯ79.В15951.

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 5.

Таблица 5

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда			
		При выводе на дисплей	При считывании по интерфейсам		
			Оптопорт	PLC	RS-485
Активная энергия	кВт·ч	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,001	10 ⁵ / 0,001
Реактивная энергия	квар·ч	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,001	10 ⁵ / 0,001
Активная мощность	Вт	10 ⁴ / 0,1			
	кВт		10 ⁴ / 0,01	10 ² / 0,001	10 ² / 0,001
Реактивная мощность	вар	10 ⁴ / 0,1			
	квар		10 ⁴ / 0,01	10 ² / 0,001	10 ² / 0,001
Полная мощность	ВА	10 ⁴ / 0,1			
	кВА		10 ⁴ / 0,01	10 ² / 0,001	10 ² / 0,001
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	10 ¹ / 0,01	10 ¹ / 0,01	10 ¹ / 0,001	10 ¹ / 0,001
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	10 ² / 0,01	10 ² / 0,01	10 ² / 0,01	10 ² / 0,01
Частота сети	Гц	10 ¹ / 0,01	10 ¹ / 0,01	10 ¹ / 0,01	10 ¹ / 0,01
Коэффициент мощности cosφ	безразм	1 / 0,01	1 / 0,01	1 / 0,001	1 / 0,001
Удельная энергия потерь в цепи тока	кА ² ·ч	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,001	10 ⁵ / 0,001
Температура внутри корпуса счетчика	°С	-	10 ¹ / 1	10 ¹ / 1	10 ¹ / 1

Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности ГОСТ Р 52322-2005 при измерении активной энергии, и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной энергии (в зависимости от варианта исполнения).

2 При измерении мощности (активной $P_{тек}$ и реактивной $Q_{тек}$) с периодом интегрирования 1 с

2.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δp при измерении $P_{тек}$ приведены в таблице 6.

2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δq при измерении $Q_{тек}$ (в зависимости от варианта исполнения) приведены в таблице 7.

2.3 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005 и 8.5 ГОСТ Р 52425-2005, не превышают пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ Р 52322-2005 при измерении $P_{тек}$, и таблицей 8 ГОСТ Р 52425-2005 при измерении $Q_{тек}$.

Таблица 6

Ток, от I_b	$\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении $P_{тек}$, Ринт макс, Р рдч %	
0,10	1		$\pm 1,4$
1,00	1		$\pm 1,0$
I макс	1		$\pm 1,0$
0,20	инд 0,5		$\pm 1,4$
1,00	инд 0,5		$\pm 1,0$
I макс	инд 0,5		$\pm 1,0$
0,20	емк 0,8		$\pm 1,2$
1,00	емк 0,8		$\pm 1,0$
I макс	емк 0,8		$\pm 1,0$

Таблица 7

Ток, от I б	$\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении $Q_{тек}$, %	
0,10	1		$\pm 2,2$
1,00	1		$\pm 2,0$
I макс	1		$\pm 2,0$
0,20	инд 0,5		$\pm 2,2$
1,00	инд 0,5		$\pm 2,0$
I макс	инд 0,5		$\pm 2,0$
0,20	инд 0,5		$\pm 2,2$
1,00	емк 0,5		$\pm 2,0$
I макс	емк 0,5		$\pm 2,0$
0,20	инд 0,25		$\pm 3,1$
1,00	инд 0,25		$\pm 2,6$
I макс	инд 0,25		$\pm 2,5$
0,20	емк 0,25		$\pm 3,1$
1,00	емк 0,25		$\pm 2,6$
I макс	емк 0,25		$\pm 2,5$

3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале ($P_{\text{инт}}$), максимальной средней активной мощности на программируемом интервале за текущий период ($P_{\text{инт макс}}$) и максимальной средней активной мощности на программируемом интервале на РДЧ ($P_{\text{рдч}}$)

3.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении $P_{\text{инт}}$, $P_{\text{инт макс}}$ и $P_{\text{рдч}}$ приведены в таблице 6.

3.2 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005, не превышают пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52322-2005.

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока δ_I приведены в таблице 8.

Таблица 8

Ток, от I_b	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,1	$\pm 2,0$
0,2	$\pm 1,0$
1,0	$\pm 1,0$
I макс	$\pm 1,0$

5 При измерении среднеквадратических значений напряжения

5.1 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжения приведены в таблице 9.

Таблица 9

Диапазон измеряемых среднеквадратических значений фазного напряжения, В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении напряжения, %
От 140 до 280	$\pm 0,5$

6 При измерении частоты напряжения сети

6.1 Пределы абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети $\pm 0,03$ Гц.

6.2 Диапазон измеряемых частот от 45 до 55 Гц.

7 При измерении удельной энергии потерь в цепи тока

7.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепи тока δ_I приведены в таблице 10

Таблица 10

Ток, от I_b	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,1	$\pm 4,0$
0,2	$\pm 2,0$
1,0	$\pm 2,0$
I макс	$\pm 2,0$

8 При измерении температуры внутри корпуса счетчика

8.1 Пределы абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети ± 5 °С.

8.2 Диапазон измеряемых температур от минус 40 до 85 °С.

Знак утверждения типа

наносится на корпус счетчиков методом шелкографии.

В эксплуатационной документации на титульных листах изображение Знака наносится печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 11.

Таблица 11

Обозначение	Наименование	Количество
	Счетчик электрической энергии однофазный в упаковке	1 шт. ⁵⁾
	Паспорт	1 экз.
ВНКЛ.411152.047 РЭ	Руководство по эксплуатации	*, **, ****
ВНКЛ.411152.047 ДИ	Методика поверки	*, ***, ****
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РиМ 099.01	1 компл. *
	Программа Crowd_Pk.exe	*, ****
	Программа Setting_Rm_181.exe	*, ****
	Программа Optoport.exe	*, ****
<p>* поставляется по отдельному заказу. ** поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков. *** поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков. **** - поставляется на CD. Примечание - Программы Crowd_Pk.exe, Setting_Rm_181.exe, Optoport.exe в составе Терминала мобильного РиМ 099.01 ⁵⁾ счетчики по требованию заказчика могут поставляться в исполнении с креплением на DIN-рейку.</p>		

Поверка

осуществляется по документу ВНКЛ.411152.047 ДИ «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 181.01, РиМ 181.02, РиМ 181.03, РиМ 181.04, РиМ 181.05, РиМ 181.06, РиМ 181.07, РиМ 181.08. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ СНИИМ 04.04.2013 года.

Основные средства поверки приведены в таблице 12.

Таблица 12

№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики
1	Установка УППУ-МЭЗ.1, класс точности 0,05	220/380 В, (0,01- 100)А, ПГ ±(0,03-0,06)%.
2	Секундомер СО-СПР	(0,2 - 60) мин.; цена деления 0,2 с; ПГ ±1с/ч.
3	Модем технологический РМ 056.01-01	Считывание информации со счетчиков
4	Терминал мобильный РиМ 099.01	Визуализация информации

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии однофазным статическим РиМ 181.01, РиМ 181.02, РиМ 181.03, РиМ 181.04, РиМ 181.05, РиМ 181.06, РиМ 181.07, РиМ 181.08.

«Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 181.01, РиМ 181.02, РиМ 181.03, РиМ 181.04, РиМ 181.05, РиМ 181.06, РиМ 181.07, РиМ 181.08. Технические условия ТУ-4228-057-11821941-2012».

ГОСТ Р 52320-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.

ГОСТ Р 52322-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

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

ГОСТ 8.551-86 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и коэффициента мощности в диапазоне частот от 40 до 20000 Гц.

«Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 181.01, РиМ 181.02, РиМ 181.03, РиМ 181.04, РиМ 181.05, РиМ 181.06, РиМ 181.07, РиМ 181.08. Методика поверки. ВНКЛ.411152.047 ДИ».

Изготовители

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника» (АО «РиМ»)

ИНН 5408110390

Адрес: 630082 г. Новосибирск, ул. Дачная 60

Тел.: (383) 2-26-83-13; факс: (383) 2-26-83-13

E-mail: rim@zao-rim.ru

Общество с Ограниченной Ответственностью «РИМ-РУС» (ООО «РИМ-РУС»)

Адрес: 390047 г. Рязань, Куйбышевское шоссе, д. 25

Тел: (4912) 24-06-31; факс: (4912) 24-06-31

E-mail: rim-rus62@mail.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «Сибирский государственный научно-исследовательский институт метрологии»

Адрес: 630004 г.Новосибирск, пр.Димитрова, 4

Тел.: (383) 210-16-18

E-mail: evgrafov@sniim.nsk.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30007-09 от 12.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.