

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные статические
РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06 (далее – счетчики) являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности (активной, реактивной, полной) в трехфазных четырехпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения).

Счетчики РиМ 489.03, РиМ 489.05 - трансформаторные универсальные счетчики, счетчики РиМ 489.04, РиМ 489.06 – счетчики непосредственного включения.

Счетчики имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

Счетчики измеряют среднеквадратические значения фазных токов, фазных и линейных напряжений, частоту, удельную энергию потерь в цепях тока, коэффициент реактивной мощности цепи ($\text{tg } \varphi$), коэффициент мощности ($\text{cos } \varphi$), напряжение прямой последовательности и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям.

Счетчики измеряют комплексные параметры качества электрической энергии - продолжительность времени выхода напряжения и частоты за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества по установившемуся отклонению напряжения ΔU_u (ПКЭu) и отклонению частоты Δf (ПКЭf) по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

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 и напряжения.

Цифровой сигнал, пропорциональный мгновенной мощности (активной - по модулю, реактивной – с учетом направления), обрабатывается микроконтроллером пофазно. По полученным значениям модуля мгновенной активной мощности формируются накопленные значения количества потребленной активной электрической энергии, в том числе по тарифно, 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 оснащены гальванически развязанными интерфейсами RF (радиоканал), RS-485, PLC (по силовой сети) и оптопортом 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).

Счетчики реализуют дополнительную функцию – отдельный учет потребленной активной электрической энергии при превышении установленного порога активной мощности (далее – УПМ).

Показания счетчиков считываются дистанционно по интерфейсам RS-485, RF, PLC или оптопорту. Интерфейсы RF и PLC работают в тандеме, что обеспечивает резервирование обмена данными при работе счетчиков в составе 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 интерфейсов 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, RF, 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 УПМ, задания параметров адресации по интерфейсам PLC, RS-485, RF и других служебных параметров).

Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсам PLC и RF выполняются с использованием программы Crowd_Pk.exe.

Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсу RS-485 выполняется с использованием программы Setting_Rm_489.exe.

Считывание информации по оптопорту выполняется с использованием программы Optoport.exe.

Оптический интерфейс счетчиков соответствует ГОСТ Р МЭК 61107-2001 в части конструкции, магнитных и оптических характеристик.

Счетчики оснащены, дискретными входами/выходами с целью введения функции телемеханики и телесигнализации (2 изолированных входа и два выхода с внутренним питанием 24 В), и клеммами для подключения резервного источника питания от 100 до 264 В (постоянного или переменного).

Измерительная 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.

Счетчики выполняют фиксацию показаний на заданный произвольный момент времени (режим Стоп-кадр, СК). Эти данные доступны для считывания по интерфейсам счетчика.

Счетчики, в зависимости от варианта исполнения оснащены устройством коммутации нагрузки (далее - УКН) или реле управления коммутацией нагрузки (далее - РУ). УКН счетчиков выполняет коммутацию нагрузки (отключение/подключение абонента), РУ счетчиков предназначено для управления внешним устройством, выполняющим коммутацию нагрузки (отключение/подключение абонента).

Отключение абонента от сети выполняется автоматически в случае превышения установленного порога мощности (далее - УПМ), если эта функция задана при конфигурировании счетчика, или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC, RF, или RS-485.

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

Подключение абонента возможно также при помощи кнопок управления (далее - КнУ), расположенных на лицевой поверхности счетчика при наличии разрешения, полученного от устройств АС. Если отключение абонента произошло автоматически по превышению УПМ, разрешение на подключение от устройств АС не требуется, включение возможно при помощи КнУ после снижения мощности нагрузки ниже УПМ и не ранее, чем через 1 минуту после отключения.

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, в том числе при отсутствии сетевого напряжения. Дисплей счетчиков снабжен подсветкой. Подсветка включается при помощи кнопки КнУ, отключается автоматически. Характеристики подсветки дисплея задаются про-

граммно. Информация на дисплее счетчиков отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию – на русском языке.

Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый (номинальный)/максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности при измерении активной / реактивной энергии	Включение	Постоянная счетчика	УКН (РУ)	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.03	5/7,5	3x220;230 / 380; 400	0,5S / 1	С использованием трансформаторов тока	36000	Нет	4607134511035	48903
РиМ 489.04	5/80	3x220;230 / 380;400	1 / 2	Непосредственное	4000	УКН	4607134511042	48904
РиМ 489.05	5/7,5	3x220;230 / 380;400	0,5S / 1	С использованием трансформаторов тока	36000	РУ	4607134511059	48905
РиМ 489.06	5/100	3x220;230 / 380; 400	1 / 2	Непосредственное	4000	Нет	4607134511172	48906

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 или для считывания по интерфейсам, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, 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 информация недоступна корректировке, служебная информация счетчиков защищена системой паролей, в том числе при считывании.

Функциональные возможности счетчиков:

Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия	
активная (по модулю):	пофазно, суммарно
реактивная (характер нагрузки индуктивный) (1 и 3 квадрант):	пофазно, суммарно
реактивная (характер нагрузки емкостной) (2 и 4 квадрант):	пофазно, суммарно
Удельная энергия потерь в цепях тока*	пофазно, суммарно
Мощность*	
активная (по модулю):	пофазно, суммарно
реактивная мощность (индуктивная) (1 и 3 квадрант):	пофазно, суммарно
реактивная мощность (емкостная) (2 и 4 квадрант):	пофазно, суммарно
полная (по модулю)****	пофазно, суммарно
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале** (активная пиковая мощность, Ринт)	суммарно
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале (максимальная пиковая на Ррдч)***	суммарно
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение *	пофазно
Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение*	пофазно
Линейное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение*	пофазно

Частота питающей сети*	
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg φ)	пофазно, суммарно
Коэффициент мощности (cos φ)****	пофазно, суммарно
Показатели качества электроэнергии (ПКЭи, ПКЭф)	
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз****	
Напряжение прямой последовательности ****	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям****	
Температура внутри корпуса счетчика****	
Примечания * Время интегрирования значений (период измерения) мощностей составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения), частоты – 20 секунд, среднеквадратического (действующего) значения напряжения с усреднением по ГОСТ 13109-97 на минутном интервале ** Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 минут. *** С фиксацией времени максимума **** Показатели точности не нормируются	

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).

Суммарная текущая мощность (активная и реактивная) определяются как сумма соответствующих фазных значений мощности (для реактивной – отдельно индуктивная (1 и 3 квадрант) и емкостная (2 и 4 квадрант)).

Средняя активная мощность на программируемом интервале (активная пиковая мощность $P_{инт}$) определяется методом «скользящего окна» по формуле

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

где $P_{инт}$ - значение суммарной средней активной мощности;

$P_{тек}$ – измеренное значение текущей суммарной активной мощности, Вт;

T – длительность программируемого интервала.

Максимальная средняя активная мощность на месячном интервале (максимальная пиковая мощность на расчетный день и час - $P_{рдч}$) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений $P_{инт}$ за текущий месяц.

Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

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

где $W_{уд}$ - расчетное значение удельной энергии потерь в цепях тока, $кА^2 \cdot ч$;
 I – действующее (среднеквадратичное) значение тока с интервалом интегрирования 1 с;

T – время работы счетчика, с.

Суммарная удельная энергия потерь определяется как сумма фазных значений удельной энергии потерь.

Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ определяется по формуле

$$tg \varphi = |Q| / |P|, \quad (3)$$

где $tg \varphi$ расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

Q - измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

P – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Коэффициент мощности cosφ определяется по формуле

$$\cos \varphi = P / \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (4)$$

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

Q - измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

P – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Счетчик определяет суммарное значение $\cos \varphi$ и $\operatorname{tg} \varphi$ как среднее геометрическое фазных значений соответствующих величин.

Показатели качества электроэнергии (продолжительность времени выхода за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества) определяются по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008 по количеству минутных значений напряжения (ПКЭн) и (или) частоты (ПКЭф), лежащих за пределами нормальных (предельных) норм качества электричества в течение суток, а также на РДЧ.

Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз определяется согласно ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 51317.4.30-2008.

Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности определяются согласно ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 51317.4.30-2008.

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 –пароль доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;
- в) вывод данных на электронный дисплей в автоматическом режиме и ручном режиме при помощи КнУ;
- г) подсветка дисплея. Управление подсветкой в ручном режиме при помощи КнУ, автоматическое отключение подсветки по истечении заданного времени. Вид подсветки задается программно;
- д) самодиагностика – счетчики формируют и передают код режима работы (статус), отражающий наличие фаз сети, 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 RF, RS-485, PLC и оптопорту (см. таблицу 3);
- ж) ретрансляция данных и команд – счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC и RF;
- з) синхронизация ЧРВ счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC с использованием устройств АС;
- и) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC с использованием устройств АС;
- к) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМ (РиМ 489.04, РиМ 489.05);
- л) дистанционное управление отключением/подключением абонента (РиМ 489.04, РиМ 489.05):
 - при помощи устройств АС по интерфейсу PLC;
 - при помощи устройств АС по интерфейсу RF;
 - 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;
- н) ведение журналов:

- **месячного потребления** 36 записей (36 месяцев) - фиксация значений потребления по всем видам энергии (на РДЧ), максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале (Ррдч) с датой и временем фиксации, количество часов работы счетчика, продолжительность подачи некачественной энергии;

- **суточного потребления** 186 записей (6 месяцев) - фиксация значений потребления по всем видам энергии за сутки, фиксация даты и времени выхода напряжения и частоты за допустимые нормы, количество часов работы счетчика в течение суток;

- **профилей нагрузки** 8928 записей (6 месяцев при 30 минутном интервале)- фиксация значений потребления по всем видам энергии через выбранный интервал времени. Длительность интервала времени для фиксации профилей потребления выбирается из ряда 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 минут;

- «Событий», в которых отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки абонента, перепрограммирования служебных параметров и т.д. – не менее 5120 записей, в т.ч.:

– журнал «Коррекций» - 1024 записей, фиксация изменений служебных параметров и состояния электронных пломб;

– журнал «Вкл/Выкл» (включений/выключений) - 1024 записи, фиксация времени включения/отключения сетевого питания и включений / отключений абонента ;

– журнал отклонений по «**tg φ**» - 1024 записей фиксация времени перехода через порог и возвращения в норму значения tg φ;

– журнал ПКЭ (качества сети) - 1024 записей фиксация времени выхода за пределы частоты ($\pm 0,2$ Гц, $\pm 0,4$ Гц) и напряжения ($\pm 5\%$, $\pm 10\%$) согласно ГОСТ 13109-97;

– журнал «Провалов/перенапряжений» - 1024 записей фиксация времени и длительности провалов/перенапряжений/отключений.

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

Таблица 3 - Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направление обмена	Параметр	RF, RS-485, PLC	Оп-то-порт	
1	2	3	4	
Передача данных	Тип *	+	+	
	Заводской номер *	+	+	
	Идентификатор ПО	+	+	
	<u>Показания</u>			
	Тарифицируемые			
	- текущие по активной энергии (по каждому тарифу, суммарно по фазам) *	+	+	
	- на РДЧ по активной энергии (по каждому тарифу, суммарно по фазам) *	+	+	
	Нетарифицируемые			
	текущие по активной энергии (пофазно)	+	-	
	текущие по активной энергии (суммарно по фазам и тарифам)*	+	+	
	на РДЧ по активной энергии (пофазно)	+	-	
	на РДЧ по активной энергии (суммарно по фазам и тарифам)*	+	+	
	- текущие по индуктивной реактивной энергии (пофазно)	+	-	
	-текущие по индуктивной реактивной энергии (суммарно по фазам) *	+	+	
	- на РДЧ по индуктивной реактивной энергии (пофазно)	+	-	
	- на РДЧ по индуктивной реактивной энергии (суммарно по фазам) *	+	+	
	- текущие по емкостной реактивной энергии (пофазно)	+	-	
	-текущие по емкостной реактивной энергии (суммарно по фазам) *	+	+	
	- на РДЧ по емкостной реактивной энергии (пофазно)	+	-	
	- на РДЧ по емкостной реактивной энергии (суммарно по фазам) *	+	+	
- текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно)	+	-		
- текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам)*	+	+		

1	2	3	4
Передача данных	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно) на РДЧ	+	-
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам) на РДЧ *	+	+
	- текущая активная мощность (по модулю, пофазно) *	+	+
	- текущая активная мощность (по модулю, суммарно по фазам) *	+	+
	- текущая реактивная мощность (пофазно, с индикацией индуктивная /емкостная) *	+	+
	- текущая реактивная мощность (суммарно по фазам, с индикацией индуктивная /емкостная) *	+	+
	-текущее значение средней активной мощности на программируемом интервале суммарно по фазам (Ринт)	+	+
	-значение активной мощности на программируемом интервале суммарно по фазам на РДЧ (Ррдч)	+	+
	- текущая полная мощность (по модулю, пофазно)	+	+
	- текущая полная мощность (по модулю, суммарно по фазам)	+	+
	- фазное напряжение, среднеквадратичное значение (пофазно) *	+	+
	-линейное (междуфазное) напряжение, среднеквадратичное значение *	+	--
	- ток, среднеквадратичное значение (пофазно) *	+	+
	- частота сети *	+	+
	- текущее значение tg φ (пофазно)	+	-
	- текущее значение tg φ (суммарно) *	+	-
	- текущее значение cos φ (пофазно) *	+	+
	- текущее значение cos φ (суммарно) *	+	+
	-длительность подачи некачественной электроэнергии на РДЧ *	+	-
	-показания ЧРВ *	+	+
	-температура внутри корпуса счетчика	+	-
	-напряжение прямой последовательности	+	-
	-коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности	+	-
	Журналы счетчика	+	-
	<u>Служебная информация</u>		
	- параметры связи по PLC	+	-
	- параметры связи по RF	+	-
	- параметры тарификации	+	-
- параметры контроля качества сети	+	-	
- адрес и режим работы интерфейса RS-485*	+	-	
Прием данных и команд	<u>Корректировка служебной информации</u>		
	- параметров связи по PLC	+	-
	-параметров связи по RF	+	-
	- адреса и режима работы интерфейса RS-485	+	-
	- параметры контроля качества сети	+	-
	- параметры тарификации	+	-
	- синхронизация ЧРВ	+	-
	- параметры безопасности	+	-
- параметры индикации	+	-	
Управление коммутацией нагрузки	- разрешение на подключение	+	-
	-подключение нагрузки	+	-
	- отключение нагрузки	+	-
Ретрансляция данных и команд		**	-
Примечания			
* - доступно для вывода на дисплей счетчика.			
** - только по интерфейсам RF и PLC.			

Счетчики оснащены электрическими испытательными выходами ТМА и ТМР для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики испытательных выходов соответствуют ГОСТ Р 52320-2005.

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

Корпус и крышка клеммной колодки снабжены электронной пломбой.

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.03: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.03 ТУ 4228-058-11821941-2011».

Фотографии общего вида счетчиков с указанием места установки пломбы поверителя приведена на рисунках 1, 2, 3, 4.



Рисунок 1 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.03



Рисунок 2 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.04



Место установки
пломбы поверителя

Рисунок 3 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.05



Место установки
пломбы поверителя

Рисунок 4 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.06

Программное обеспечение

Счетчики функционируют под управлением встроенного ПО, расположенного в защищенной от считывания и модификации памяти программы управляющего микроконтроллера.

Встроенное ПО счетчика является метрологически значимым.

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

Подтверждение целостности и подлинности метрологически значимой части ПО обеспечивается путем автоматического вычисления значения хэш-функции по алгоритму CRC16 для исполняемого кода встроенного ПО по запросу оператора с отображением ее на дисплее МТ.

Идентификационные данные программного обеспечения 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 489.03 программа	PM48903 ВНКЛ.411152.046 ДПО	48903	36887	CRC16
РиМ 489.04 программа	PM48904 ВНКЛ.411152.046-01 ДПО	48904	21087	CRC16
РиМ 489.05 программа	PM48905 ВНКЛ.411152.046-02 ДПО	48905	37527	CRC16
РиМ 489.06 программа	PM48906 ВНКЛ.411152.046-03 ДПО	48906	37847	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Базовый (номинальный) ток, А	5
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	3x220, 230 /380; 400
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 140 до 264
Время, в течение которого счетчик выдерживает воздействие фазного напряжения 1,7 U ном (380 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, актив/реактив, мА, -счетчиков РиМ 489.03, РиМ 489.05	5/10
-счетчиков РиМ 489.04, РиМ 489.06	20/25
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч), имп./(квар·ч)	см. таблицу 1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, ВА, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, ВА, не более	8
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5
Мощность, дополнительно потребляемая встроенными модулями связи, ВА, не более	3,0
Максимальная дальность обмена по интерфейсу PLC, м, не менее	100
Максимальная дальность действия интерфейса RF, м, не менее	100
Суточный ход ЧРВ, с/сутки, не более	0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, лет, не менее	10
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон, не более	256
Характеристики РУ счетчиков РиМ 489.05	коммутируемый ток не более 2 А при напряжении не более 264 В
Характеристики УКН счетчиков РиМ 489.04	коммутируемый ток не более 80 А при напряжении не более 264 В
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Масса, кг, не более	1,5
Габаритные размеры, мм, не более	176; 296; 75
Установочные размеры, мм,	155; (194 – 214)
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	180 000
Средний срок службы Тсл, 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 из-

лучения 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 сертификатом соответствия РОСС RU. АЯ79.В15588.

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 счетчика		При считывании по интерфейсам при помощи устройств АС
		РиМ 489.03 РиМ 489.05	РиМ 489.04 РиМ 489.06	
Активная энергия	кВт•ч	$10^4 / 0,001$	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$
Реактивная энергия	квар•ч	$10^4 / 0,001$	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$
Активная мощность	Вт	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1^*$
Реактивная мощность	вар	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1^*$
Полная мощность	ВА	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1^*$
Активная мощность	кВт	-	-	$10^2 / 0,001^{**}$
Реактивная мощность	квар	-	-	$10^2 / 0,001^{**}$
Полная мощность	кВА	-	-	$10^2 / 0,001^{**}$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^1 / 0,001$	$10^2 / 0,001$	$10^3 / 0,001$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Частота сети	Гц	$10 / 0,01$	$10 / 0,01$	$10 / 0,01$
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА ² •ч	$10^4 / 0,001$	$10^5 / 0,01$	$10^4 / 0,001$
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg φ)	безразм.	$10^3 / 0,0001$	$10^3 / 0,0001$	$10^3 / 0,001$
Коэффициент мощности (cos φ)	безразм.	$10^0 / 0,001$	$10^0 / 0,001$	$10^0 / 0,001$
Показатели качества электроэнергии ПКЭи, ПКЭф	ч	$10^2 / 1$	$10^2 / 1$	$10^2 / 1$
	мин	$10^0 / 1$	$10^0 / 1$	$10^0 / 1$
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз	Период сетевого напряжения	-	-	$10^3 / 1$
Температура внутри корпуса счетчика	°С	-10 / 1	10 / 1	10 / 1
Напряжение прямой последовательности	В	-	-	$10^2 / 0,001$
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности	%	-	-	$10^1 / 0,01$

*При считывании показаний при помощи программы Setting_Rm_489.exe
**При считывании показаний при помощи программы Crowd_Pk.exe

Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005 в зависимости от варианта исполнения) при измерении активной энергии, и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной энергии.

2 При измерении мощности (активной Ртек и реактивной Qтек) с периодом интегрирования 1 с

2.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δ_r при измерении Ртек приведены в таблицах 6.1, 6.2.

2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δ_q при измерении Qтек приведены в таблицах 7.1 (РиМ 489.04, РиМ489.06), 7.2 (РиМ 489.03, РиМ 489.05).

2.3 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005, 8.5 ГОСТ Р 52323-2005 (в зависимости от варианта исполнения) и 8.5 ГОСТ Р 52425-2005, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р

52322-2005, ГОСТ Р 52323 при измерении Ртек, и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении Qтек.

Таблица 6.1

Ток, от I _б	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении Ртек, %	
		РиМ 489.04, РиМ489.06	
0,10	1	±1,4	
1,00	1	±1,0	
I макс	1	±1,0	
0,20	инд 0,5	±1,4	
1,00	инд 0,5	±1,0	
I макс	инд 0,5	±1,0	
0,20	емк 0,8	±1,2	
1,00	емк 0,8	±1,0	
I макс	емк 0,8	±1,0	

Таблица 6.2

Ток, от I _{ном}	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении Ртек, %	
		РиМ 489.03, РиМ489.05	
0,05	1	±1,9	
0,10	1	±1,0	
0,20		±0,7	
1,00	1	±0,5	
I макс	1	±0,5	
0,10	инд 0,5	±1,9	
0,20	инд 0,5	±1,1	
1,00	инд 0,5	±0,6	
I макс	инд 0,5	±0,6	
0,10	емк 0,8	±1,3	
0,20	емк 0,8	±0,9	
1,00	емк 0,8	±0,6	
I макс	емк 0,8	±0,6	

Таблица 7.1

Ток, от I _б	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Qтек, %	
		РиМ 489.04, РиМ489.06	
0,10	1	±2,2	
1,00	1	±2,0	

Ток, от I б	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Qтек, %	
		РiМ 489.04, РiМ489.06	
I макс	1	±2,0	
0,20	инд 0,5	±2,2	
1,00	инд 0,5	±2,0	
I макс	инд 0,5	±2,0	
0,20	инд 0,5	±2,2	
1,00	емк 0,5	±2,0	
I макс	емк 0,5	±2,0	
0,20	инд 0,25	±3,1	
1,00	инд 0,25	±2,6	
I макс	инд 0,25	±2,5	
0,20	емк 0,25	±3,1	
1,00	емк 0,25	±2,6	
I макс	емк 0,25	±2,5	

Таблица 7.2

Ток, от I ном	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Qтек, %	
		РiМ 489.03, РiМ489.05	
0,05	1	±2,1	
0,10	1	±1,4	
0,20	1	±1,1	
1,00	1	±1,0	
I макс	1	±2,0	
0,10	инд 0,5	±2,1	
0,20	инд 0,5	±1,4	
1,00	инд 0,5	±1,0	
I макс	инд 0,5	±1,0	
0,10	емк 0,5	±2,1	
0,20	емк 0,5	±1,4	
1,00	емк 0,5	±1,0	
I макс	емк 0,5	±1,0	
0,10	инд 0,25	±4,0	
0,20	инд 0,25	±2,4	
1,00	инд 0,25	±1,6	
I макс	инд 0,25	±1,6	
0,10	емк 0,25	±4,0	
0,20	емк 0,25	±2,4	
1,00	емк 0,25	±1,6	
I макс	емк 0,25	±1,6	

3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале (Ринт) и средней активной мощности на РДЧ (Ррдч)

3.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении Р инт и Р рдч приведены в таблице 6.1.

3.2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52323-2005.

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока δ_1 приведены в таблицах 8.1, 8.2.

Таблица 8.1

Ток, от I _б	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
	РиМ 489.04, РиМ489.06
0,1	±0,54
0,2	±0,51
1,0	±0,50
I макс	±0,50

Таблица 8.2

Ток, от I _{ном}	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
	РиМ 489.03, РиМ489.05
0,02	±1,20
0,05	±0,64
0,1	±0,54
0,2	±0,51
1,0	±0,50
I макс	±0,50

5 При измерении среднеквадратических значений напряжения, фазных и линейных (межфазных)

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 264	±0,5

6 При измерении частоты напряжения сети

6.1 Пределы абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети ±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 относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепи тока приведены в таблицах 10.1 и 10.2.

Таблица 10.1

Ток, от I _б	Пределы допускаемой относительной погрешности при удельной энергии потерь в цепях тока, %
	РиМ 489.04, РиМ489.06
0,1	± 1,5
0,2	± 1,0
1,0	± 1,0
I макс	± 1,0

Таблица 10.2

Ток, от I _{ном}	Пределы допускаемой относительной погрешности при удельной энергии потерь в цепях тока, %
	РиМ 489.03, РиМ489.05
0,02	± 2,4
0,05	± 1,4
0,1	± 1,1
0,2	± 1,0
1,0	± 1,0
I макс	± 1,0

8 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи (tg φ)

8.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении tg φ определяются по формуле

$$\delta tg = \pm \text{SQRT}(\delta p^2 + \delta q^2), \quad (5)$$

где δtg – расчетное значение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении tg φ, %;

δp – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении активной энергии, %;

δq – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной энергии, %.

Пределы допускаемой основной погрешности указаны в таблицах 11.1, 11.2.

Таблица 11.1

Ток, от I _б	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %, РИМ 489.04, РИМ489.06
0,2	± 3,5
1,0	± 3,0
I макс	± 3,0

Таблица 11.2

Ток, от I _{ном}	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %, РИМ 489.03, РИМ489.05
0,1	± 4,1
0,2	± 2,5
1,0	± 1,7
I макс	± 1,7

8.2 Пределы дополнительных погрешностей при измерении tg φ определяются по формуле:

$$\delta tgi = \pm \text{SQRT}(\delta pi^2 + \delta qi^2), \quad (6)$$

где δtgi – расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой i – влияющей величиной, %;

δpi – пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой i – влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52322-2005, 8.2 ГОСТ Р 52323-2005, %;

δqi – пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой i – влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52425-2005, %.

8.3 Диапазон измеряемых значений tg φ от 0,25 до 0,75.

9 При измерении показателей качества электроэнергии

Погрешности определения времени подачи некачественной электроэнергии (ПКЭ u и ПКЭ f) не более ± 1 минуты.

Знак утверждения типа

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 12

Таблица 12

Обозначение	Наименование	Количество
	Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.03 (РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06)	1 шт.
	Паспорт	1 экз.
ВНКЛ.411152.046 РЭ	Руководство по эксплуатации	*, **, ****
ВНКЛ.411152.046 ДИ	Методика поверки	*, **, ****
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РиМ 099.01	1 компл. *
	Программа Crowd_Pk.exe	*, ****
	Программа Setting_Rm_489.exe	*, ****
	Программа Optoport.exe	*, ****

* 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_489.exe, Optoport.exe в составе Терминала мобильного РиМ 099.01

Поверка

осуществляется по документу «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06. Методика поверки ВНКЛ.411152.046 ДИ», утвержденному ГЦИ СИ «СНИИМ» 15 декабря 2011 года.

Перечень основных средств поверки приведен в таблице 13.

Таблица 13

№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики
1	Установка УППУ-МЭ3.1, класс точности 0,05	220/380 В, (0,01– 100)А, ПГ $\pm(0,03-0,06)\%$.
2	Секундомер СО-СПР	(0,2 – 60) м.; цена деления 0,2 с; ПГ ± 1 с/ч.
3	Универсальная пробойная установка УПУ-1М.	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более $\pm 10\%$;
4	Модем технологический РМ 056.01-01	Считывание информации со счетчиков
5	Терминал мобильный РиМ 099.01	Визуализация информации

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.046 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06

1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06. Технические условия ТУ-4228-058-11821941-2011».

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

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

4 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,2S.

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

6 ГОСТ 8.551-86 Метрология – Государственный специальный эталон – Государственная поверочная схема - Средства измерений – Коэффициент мощности – Электрическая .

7 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.03, РИМ 489.04, РИМ 489.05, РИМ 489.06. Методика поверки. ВНКЛ.411152.046 ДИ».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»

(ЗАО «Радио и Микроэлектроника»)

Адрес: 630082 г. Новосибирск, ул. Дачная 60,

Тел: (383) 2-26-83-13

факс: (383) 2-26-83-13, e-mail: uto@zao-rim.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «Сибирский государственный научно-исследовательский институт метрологии», регистрационный номер 30007-09

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

Тел.8(383) 210-16-18 e-mail: evgrafov@sniim.nsk.ru

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2012 г.1