

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.01, РИМ 489.02

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.01, РИМ 489.02 (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 имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

Счетчики измеряют среднеквадратические значения фазных токов нагрузки, среднеквадратических значений фазного и линейного напряжения, частоту, удельную энергии потерь в цепях тока, коэффициент реактивной мощности цепи ($\text{tg } \varphi$), коэффициент мощности ($\text{cos } \varphi$).

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 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013.

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 (индуктивная энергия) и 2 и 4 квадрантов (емкостная энергия). Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012.

Счетчики оснащены гальванически развязанными интерфейсами RF (радиоканал) и PLC (по силовой сети) 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 (в зависимости от варианта исполнения) оснащены устройством коммутации нагрузки (далее - УКН) и позволяют выполнять отключение/подключение абонента автоматически в случае превышения установленного порога мощности (УПМ) или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF.

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

Счетчики размещаются непосредственно на опоре возле отвода воздушной линии к абоненту, в месте, недоступном для абонента, что исключает возможность скрытого подключения нагрузки.

Показания счетчиков считываются дистанционно по интерфейсам RF и PLC.

Интерфейс PLC предназначен для обмена данными по силовой сети. Интерфейс RF предназначен для обмена данными по радиоканалу. 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.

Считывание информации по интерфейсу RF выполняется также при помощи дисплея дистанционного РиМ 040.03 (далее - ДД). ДД используется непосредственно абонентом и выполняет функцию визуализации измерительной информации, считанной со счетчика. ДД считывает информацию только с того счетчика, номер которого занесен в ДД в процессе его конфигурирования. Питание ДД осуществляется от двух элементов питания типа АА 1,5 В или сетевого напряжения. Считанная информация сохраняется в энергонезависимой памяти ДД и недоступна коррективке. Информация на дисплее ДД отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию - на русском языке.

ДД (в зависимости от варианта исполнения) оснащен оптопортом по ГОСТ IEC 61107-2011 (IEC 61107), дискретными входами/выходами с целью для обеспечения функций телесигнализации и телемеханики (2 изолированных входа и 2 выхода с внутренним питанием 24 В), устройством подсветки дисплея и резервным источником питания.

Интерфейсы PLC, RF 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, регистрации номера счетчика в ДД, задания параметров адресации по PLC и RF и других служебных параметров).

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

Примечание - Регистрация номера счетчика в ДД выполняется также вручную при помощи кнопки управления ДД.

Измерительная информация в счетчиках 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, оснащенные УКН, выполняют коммутацию нагрузки (отключение/подключение). Отключение абонента от сети выполняется автоматически (в случае превышения УПМ) или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF. Подключение абонента к сети выполняется при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF, или при помощи ДД (в том числе при отсутствии сетевого напряжения у абонента). Если отключение абонента произошло автоматически по превышению УПМ, разрешение на подключение не требуется, включение возможно после снижения мощности нагрузки ниже УПМ и не ранее, чем через 1 минуту после отключения.

Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый/максимальный ток, А	Номинальное напряжение	Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	Количество тарифов/тарифных зон	Интерфейсы	УКН	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.01	5/80	3x220;230/380;400	1 / 2	8/256	PLC, RF	Нет	4607134511011	48901
РиМ 489.02	5/80	3x220;230/380;400	1 / 2	8/256	PLC, RF	Есть	4607134511028	48902

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 МТ или ДД, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RF или 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 индуктивная (1 и 3 квадрант): суммарно	пофазно, Не тарифицируется
реактивная емкостная (2 и 4 квадрант):	пофазно, суммарно
Удельная энергия потерь в цепи тока*	пофазно, суммарно
Мощность*	
активная (по модулю):	пофазно, суммарно
реактивная индуктивная (1 и 3 квадрант):	пофазно, суммарно
реактивная 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, ****	

Окончание таблицы 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
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 30804.4.30-2013.

** Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 минут.

*** С фиксацией времени максимума

**** Показатели точности не нормируются

Активная и реактивной 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 Ринт) определяется методом «скользящего окна» по формуле

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

где Ринт - 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 Ринт 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 $tg \varphi$ 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 $cos \varphi$ 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 $tg \varphi$ как среднее геометрическое фазных значений соответствующих величин.

Показатели качества электроэнергии (продолжительность времени выхода за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества) определяются по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013 по количеству минутных значений напряжения (ПКЭи) и (или) частоты (ПКЭф), лежащих за пределами нормальных (предельных) норм качества электричества в течение суток, а также на РДЧ.

Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз и напряжение прямой последовательности и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям определяются согласно ГОСТ 32144-2013 и ГОСТ 30804.4.30-2013.

Основные функциональные возможности счетчиков

- а) сохранение в энергонезависимой памяти
 - измерительной информации (текущих значений) по всем измеряемым величинам (см таблицу 2);
 - установленных служебных параметров (тарифного расписания, параметров маршрутизации и др);
 - защиту информации -пароль доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;
- б) самодиагностику - 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;
- в) обмен данными с ДД и устройствами АС по интерфейсам RF и PLC (см. таблицу 3);
- г) ретрансляцию данных и команд - счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC и RF;
- д) синхронизацию ЧРВ счетчиков по интерфейсам RF и PLC с использованием устройств АС;
- е) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RF и PLC с использованием устройств АС;
- ж) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМ (РиМ 489.02).
- з) дистанционное управление отключением/подключением абонента (РиМ 489.02):
 - при помощи устройств АС по интерфейсу PLC;
 - при помощи устройств АС по интерфейсу RF;
 - при помощи ДД по интерфейсу RF (только включение при наличии разрешения от устройств АС);
- и) 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;
- к) 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;
- 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 ($\pm 0,2\text{Гц}$, $\pm 0,4\text{Гц}$) и напряжения ($\pm 5\%$, $\pm 10\%$) согласно ГОСТ 32144-2013;
- 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	Тип интерфейса				
		PLC		RF		
		с устройствами АС		с ДД		
				дис-плей	опто порт	
Передача данных	Тип	+	+	+	+	
	Заводской номер	+	+	+	+	
	Идентификатор ПО	+	+	+	+	
	Показания					
	Тарифицируемые					
	- текущие по активной энергии (потарифно)	+	+	+	+	
	- на РДЧ по активной энергии (потарифно)	+	+	+	+	
	- текущие по активной энергии (суммарно по тарифам)	+	+	+	+	
	- на РДЧ по активной энергии (суммарно по тарифам)	+	+	+	+	
	Нетарифицируемые					
	текущие по активной энергии (пофазно)	+	+	-		
	текущие по активной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+	
	на РДЧ по активной энергии (пофазно)	+	+	-		
	на РДЧ по активной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+	
	- 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)	+	+	+			

Продолжение таблицы 3

Направление обмена	Параметр	Тип интерфейса			
		PLC		RF	
		с устройств вами АС	с ДД		опто порт
дис- плей					
	-текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам)	+	+	-	
	- 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 последовательностям	+	+	-	
	Журналы счетчика	+	+	-	
	<u>Служебная информация</u>				
	- параметры связи по PLC	+	+	-	
	- параметры связи по RF	+	+	-	
	- параметры тарификации (в.т.ч. значение УПМ)	+	+	-	+
	- параметры контроля качества сети	+	+	-	

Окончание таблицы 3

Направление обмена	Параметр	Тип интерфейса			
		PLC	RF		
		с устройствами АС	с ДД		
дисплей	оптопорт				
Прием данных и команд	<u>Корректировка служебной информации</u>				
	- параметров связи по PLC	+	+	-	
	- параметров связи по RF	+	+	-	
	- параметры контроля качества сети	+	+	-	
Управление коммутацией нагрузки	-подключение нагрузки	+	+	+	
	- отключение нагрузки	+	+	-	
	- разрешение на подключение	+	+	+*	
Ретрансляция данных и команд		+	+	-	

* только считывание наличия или отсутствия разрешения на подключение, полученного от устройств АС.

Счетчики оснащены оптическими испытательными выходами А и R для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики оптических испытательных выходов соответствуют ГОСТ Р 52320-2005.

Внутренняя полость корпуса счетчиков заполнена герметиком. Степень защиты корпуса IP65. Корпус счетчиков пломбируется пломбой поверителя. Пломбирование счетчиков осуществляется навесными пломбами на выступах основания и крышки корпуса.

Схема общего вида счетчиков с указанием места установки пломб поверителя приведена на рисунках 1, 2. Знак поверки наносят оттиском поверительного клейма.

На рисунке 3 приведена фотография общего вида ДД с указанием места установки пломбы изготовителя.



Рисунок 1 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РИМ 489.01



Рисунок 2 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РИМ 489.02

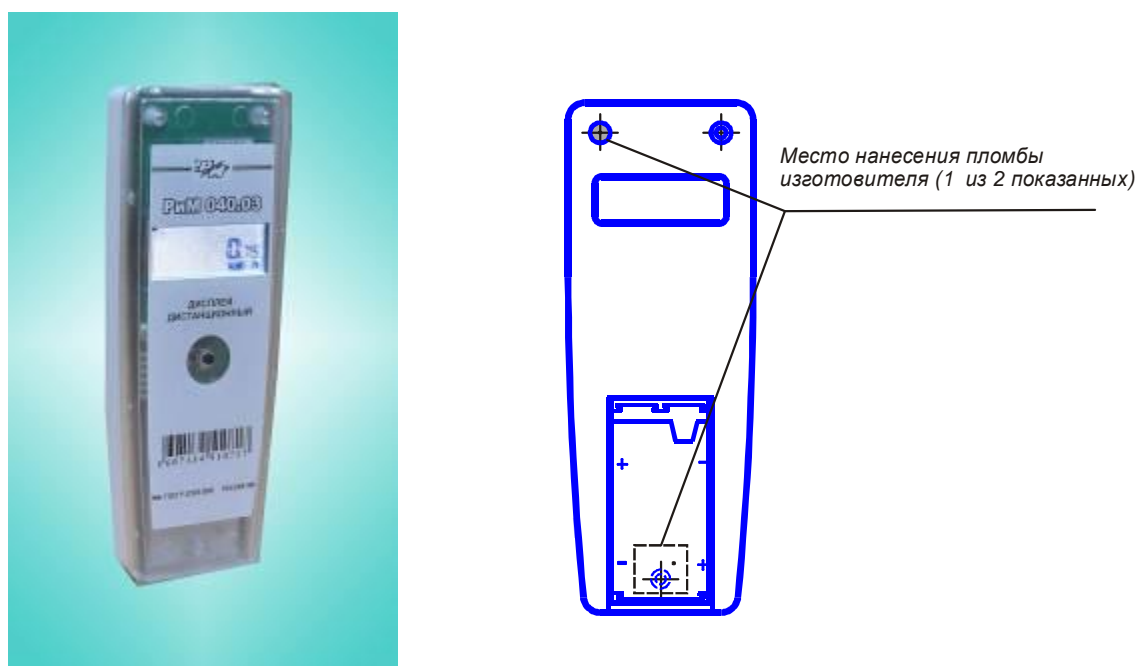


Рисунок 3 - Фотография общего вида и место установки пломбы изготовителя дисплея дистанционного РИМ 040.03 (одно из исполнений)

Программное обеспечение

Используется программное обеспечение (ПО), записываемое в постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) контроллера счетчиков. ПО обеспечивает полное функционирование счетчиков.

При программировании используется файл с кодами, любое изменение которого приводит к полной потере работоспособности счетчиков. Считывание кода из счетчиков с целью его изменения невозможно, так как программирование происходит с установленным признаком «защита от считывания».

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «Высокий» в соответствии с 4.5 Р 50.2.077—2014.

Подтверждение целостности и подлинности метрологически значимой части ПО обеспечивается методом вычисления контрольной суммы CRC16 метрологически значимой части ПО (являющейся также цифровым идентификатором метрологически значимой части ПО) с отображением ее на дисплее МТ по запросу пользователя.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Идентификационный номер метрологически значимой части программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РиМ 489.01 программа	PM48901 ВНКЛ.411152.045 ДПО	20886	48901	CRC16
РиМ 489.02 программа	PM48902 ВНКЛ.411152.045-01 ДПО	20694	48902	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики счетчиков приведены в таблице 5.

Таблица 5

Наименование характеристики	Значение
Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	80
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 $1,7 U_{ном}$ (400 В) без последующего ухудшения характеристик, ч, не менее	0,5
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	1 /2
Стартовый ток, актив/реактив, мА	20/25
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч), имп./(квар·ч)	4000
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

Окончание таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Максимальное расстояние между счетчиком и ДД при считывании показаний, м, не менее	25
Суточный ход ЧРВ, с/сутки, не более	0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, час, не менее	60
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон, не более	256
Характеристики УКН счетчиков РиМ 489.02: коммутируемый ток, А, не более	80
при напряжении, В, не более	264
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Масса, кг, не более	1,5
Габаритные размеры, мм, не более	160x165x90
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	180 000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее	30

Условия эксплуатации счетчиков: У1 по ГОСТ 15150 69 - на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус 40 до 70 °С, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 100 % при температуре 25 °С.

Счетчики соответствуют требованиям безопасности и электромагнитной совместимости, установленным ГОСТ 31818.11-2012. Соответствие счетчиков требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатом соответствия РОСС RU. АЯ79.В15538.

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 6.

Таблица 6

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда	
		При выводе на дисплей ДД	При считывании при помощи устройств АС по интерфейсам
		RF	RF, PLC
Активная энергия	кВт·ч	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$
Реактивная энергия	квар·ч	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$
Активная мощность	кВт	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Реактивная мощность	квар	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Полная мощность	кВА	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^3 / 0,01$	$10^3 / 0,001$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Частота сети	Гц	$10 / 0,01$	$10 / 0,01$
Удельная энергия потерь в цепи тока	$\text{кА}^2 \cdot \text{ч}$		$10^4 / 0,001$
Коэффициент реактивной мощности цепи ($\text{tg } \varphi$)	безразм.	$10^3 / 0,0001$	$10^3 / 0,0001$
Коэффициент мощности ($\text{cos } \varphi$)	безразм.	$10^0 / 0,001$	$10^0 / 0,001$
Показатели качества электроэнергии ПКЭи, ПКЭф	ч	10^2	10^2
	мин	1	1

Окончание таблицы 6

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда	
		При выводе на дисплей ДД	При считывании при помощи устройств АС по интерфейсам
		RF	RF, PLC
Длительность провалов /перенапряжений /отключения фаз	ч мин	10^2 1	10^2 1
Температура внутри корпуса счетчика	° C	10 / 1	10 / 1
Напряжение прямой последовательности	В	-	10^2 / 0,001
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	%	-	10^2 / 0,01

Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности ГОСТ 31819.21.2012 при измерении активной энергии, и ГОСТ 31819.23-2012 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 таблице 7.

2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δ_q при измерении Qтек приведены в таблице 8.

2.3 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21.2012 и 8.5 ГОСТ 31819.23-2012, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 7 ГОСТ 31819.21.2012 при измерении Ртек, и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении Qтек.

Таблица 7

Ток, от Iб	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении Ртек, %
0,10	1	±1,4
1,00	1	±1,0
3,00	1	±1,0
I макс	1	±1,0
0,20	инд 0,5	±1,4
1,00	инд 0,5	±1,0
3,00	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
3,00	емк 0,8	±1,0
I макс	емк 0,8	±1,0

Таблица 8

Ток, от I б	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Qтек, %
0,10	1	±2,2
1,00	1	±2,0
3,00	1	±2,0
I макс	1	±2,0
0,20	инд 0,5	±2,2
1,00	инд 0,5	±2,0
3,00	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
3,00	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
3,00	инд 0,25	±2,5
I макс	инд 0,25	±2,5
0,20	емк 0,25	±3,1
1,00	емк 0,25	±2,6
3,0	емк 0,25	±2,5
I макс	емк 0,25	±2,5

3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале (P инт) и средней активной мощности на РДЧ (P рдч)

3.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении P инт и P рдч приведены в таблице 7.

3.2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21.2012, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ 31819.21.2012.

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока δ_I приведены в таблице 9

Таблица 9

Ток, от I б	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,1	±0,54
0,2	±0,51
1,0	±0,50
3,0	±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 10.

Таблица 10

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 таблице 11.

Таблица 11

Ток, от I _б	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,1	±1,5
0,2	±1,0
1,0	±1,0
3,0	±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 таблице 12.

Таблица 12

Ток, от I _б	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %, при считывании показаний
0,2	±3,5
1,0	±3,0
3,0	±3,0
I макс	±3,0

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 δ tgi - расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой i - влияющей величиной, %

δ pi - пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой i - влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ 31819.21.2012, %;

δ qi - пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой i - влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ 31819.23.2012, %.

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

9 При измерении показателей качества электроэнергии

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

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 13

Таблица 13

Обозначение и наименование	РиМ 489.01	РиМ 489.02
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.01[02] ВНКЛ.411152.045 [01]	1	1
Паспорт ВНКЛ.411152.045ПС	1	1
Дисплей дистанционный РиМ 040.03 ⁵⁾	5)	5)
Комплект монтажных частей	5)	5)
Терминал мобильный РиМ 099.01-01 ⁶⁾	*	*
Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.045 РЭ	*, **, ****	*, **, ****
Методика поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ	*, ***, ****	*, ***, ****

* поставляется по отдельному заказу.

** поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков.

*** поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков.

**** - поставляется на дискете.

5) счетчики по требованию заказчика могут комплектоваться:

-ДД РиМ 040.03-XX (исполнения ДД см. ТУ 4200 - 039- 11821941 - 2009);

-комплект монтажных частей. В комплекте монтажных частей зажим анкерный DNS123- 1 шт., и (или) изолированный прокалывающий зажим ENSTO SLIW15.1- 4 шт, и (или) изолированный прокалывающий зажим ENSTO SLIW11.1- 1 шт. Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками. Номенклатура комплекта поставки - количество поставляемых зажимов, исполнение ДД - по требованию заказчика.

б) программы Crowd_Pk.exe, Setting_Rm_489.exe, Optoport.exe в составе Терминала мобильного РиМ 099.01.

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.01 без комплекта монтажных частей и ДД: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.01 ТУ 4228-056-11821941-2011.

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.02 с полным комплектом монтажных частей и ДД РиМ 040.03-XX: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.02 ТУ 4228-056-11821941-2011 с ДД РиМ 040.03-XX и полным комплектом монтажных частей».

Поверка

осуществляется по документу ВНКЛ.411152.045 ДИ «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ «СНИИМ» 31 октября 2011 года.

Перечень основных средств поверки приведен в таблице 14.

Таблица 14

№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики
1	Установка УППУ-МЭЗ.1, класс точности 0,05	220/380 В, (0,01- 100)А, ПГ $\pm(0,3-0,6)\%$.
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

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 трехфазным статическим РиМ 489.01, РиМ 489.02

1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02. Технические условия ТУ-4228-056-11821941-2011».

2 ГОСТ 31818.11.2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.

3 ГОСТ 31819.21.2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

4 ГОСТ 31819.23.2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

5 ГОСТ 8.551-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц.

6 «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02. Методика поверки. ВНКЛ.411152.045 ДИ».

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»

(ЗАО «Радио и Микроэлектроника»)

ИНН 5408110390

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

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

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

Тел. (383) 210-08-14, факс (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации 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. « ____ » _____ 2016 г.