

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.08, РиМ 489.09

#### Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.08, РиМ 489.09 (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 энергию потерь в цепях тока, коэффициент реактивной мощности цепи ( $\operatorname{tg} \varphi$ ), коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ ).

Счетчики измеряют комплексные параметры качества электрической энергии - продолжительность времени выхода напряжения и частоты за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества по установившемуся отклонению напряжения  $\delta U_u$  (ПКЭu) и отклонению частоты  $\Delta f$  (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 (индуктивная энергия) и 2 и 4 квадрантов (емкостная энергия). Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ Р 52425-2005.

Счетчики оснащены гальванически развязанными цифровыми интерфейсами RF (радиоканал) и PLC (по силовой сети) с внутренним питанием цепей интерфейсов 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 (УПМк), при превышении максимального тока счетчика более чем на 3-7 %, 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 – УПМт).

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 tandem, 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 различных исполнений (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 корректировке. 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 Р МЭК 61107-2001 (IEC 61107), интерфейсом RS-485, 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 потарифно, других измеряемых и служебных параметров), так и для конфигурирования счетчика (т.е. задания тарифного расписания, активирования функции отдельного учета при превышении УПМт, 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 УПМк, разрешение на подключение не требуется, включение возможно после снижения мощности нагрузки ниже УПМк 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, В	Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	Количество тарифов/тарифных зон	Интерфейсы	УКН	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.08	5/100	3x220;230/ 380;400	1 / 2	8/256	PLC, RF	Есть	4607134511233	48908
РиМ 489.09	5/100	3x220;230/ 380;400	1 / 2	8/256	PLC, RF	Нет	4607134511240	48909

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
<b>Энергия</b>	
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
<b>Мощность*</b>	
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 интервальная мощность, Ринт)	суммарно
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная мощность, Ринт макс)***	суммарно
Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ, Ррдч)***	суммарно
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение *	пофазно
Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение*	пофазно
Линейное (межфазное) напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение* пофазно	
Частота питающей сети*	
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg φ)	пофазно, суммарно
Коэффициент мощности (cos φ)****	пофазно, суммарно

Окончание таблицы 2

Показатели качества электроэнергии (ПКЭu, ПКЭf)	
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз, ****	
Напряжение прямой последовательности ****	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям****	
Температура внутри корпуса счетчика****	
<p>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</p> <p>** Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 минут.</p> <p>*** С фиксацией времени максимума.</p> <p>**** Для технического учета.</p>	

**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 интервальная мощность Ринт) 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.

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

**Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период** (максимальная интервальная мощность на РДЧ -  $P_{рдч}$ ) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений  $P_{инт}$  за прошедший 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  $\operatorname{tg} \varphi$  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 (ПКЭu) и (или) частоты (ПКЭf), 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 13109-97 и ГОСТ 51317.4.30-2008.

### **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.:

- **коррекций** - 1024 записи, фиксация изменений служебных параметров;
- **Вкл/Выкл** (включений/выключений) - 1024 записи, фиксация времени включения/отключения сетевого питания и включений / отключений абонента ;
- **отклонений по tg φ** - 1024 записей фиксация времени перехода через порог и возвращения в норму значения tg φ;
- **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;
- **провалов/перенапряжений** - 1024 записей фиксация времени и длительности провалов/перенапряжений/отключений.

При фиксации счетчиком событий, к которым относятся:

- поступление сигнала на дискретные входы;
- срабатывание УКН при превышении максимального тока счетчика

счетчик выступает в качестве инициатора связи с устройствами АС, посылая по интерфейсу RF информацию о наступлении данного события. Сброс фиксации данного события в счетчике произойдет после принятия данного события устройствами АС.

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		
	дисплей	оптопорт, RS-485				
Передача данных	Тип	+	+	+	+	
	Заводской номер	+	+	+	+	
	Идентификатор ПО	+	+	-	-	
	<u>Показания</u>					
	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)	+	+	-	-		

Продолжение таблицы 3

Передача данных	-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)	+	+	-	-
	- 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 макс)	+	+	+	+
	- 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 $\text{tg } \varphi$ (пофазно)	+	+	-	-
	- текущее значение $\text{tg } \varphi$ (суммарно)	+	+	-	-
	- текущее значение $\cos \varphi$ (пофазно)	+	+	-	-
	- текущее значение $\cos \varphi$ (суммарно)	+	+	+	-
	-длительность подачи некачественной электроэнергии на РДЧ	+	+	+	-
	- показания ЧРВ	+	+	+	+
	- температура внутри корпуса счетчика	+	+	+	-
	Напряжение прямой последовательности	+	+	-	-
	Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	+	+	-	-

Окончание таблицы 3

Передача данных	Журналы счетчика	+	+	-	-
	<u>Служебная информация</u>				
	- параметры связи по PLC	+	+	-	-
	- параметры связи по RF	+	+	-	-
	- параметры тарификации (в.т.ч. значение УПМт)	+	+	+	+
	- параметры контроля качества сети	+	+	-	-
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 по ГОСТ 14254-96. Корпус счетчиков пломбируется пломбами поверителя. Пломбирование счетчиков осуществляется навесными пломбами на выступах основания и крышки корпуса.

Счетчики оснащены дополнительными электрическими испытательными выходами. Электрические испытательные выходы реализованы в виде устройства «Электрический испытательный выход» ВНКЛ.426476.022 и предназначены для проведения поверки счетчиков при измерении активной и реактивной энергии. Электрические испытательные выходы соответствуют требованиям ГОСТ Р 52320-2005, МЭК 62053-31 (1998).

Схема общего вида счетчиков с указанием места установки пломб поверителя приведена на рисунках 1, 2.

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.08 без комплекта монтажных частей и ДД: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.08 ТУ 4228-056-11821941-2011».

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.09 с комплектом монтажных частей, ДД РиМ 040.03-XX: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.09 ТУ 4228-056-11821941-2011 с ДД РиМ 040.03-XX, и комплектом монтажных частей».





Рисунок 1 – Фотография общего вида и место установки пломб поверителя счетчиков РИМ 489.08



Рисунок 2 – Фотография общего вида и место установки пломб поверителя счетчиков РИМ 489.09

### **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 – А по МИ 3286-2010.

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	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РиМ 489.08 программа	PM48908 ВНКЛ.411152.044 ПО	48908	22358	CRC16
РиМ 489.09 программа	PM48909 ВНКЛ.411152.044-01 ПО	48909	38807	CRC16

### Метрологические и технические характеристики

Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	100
Номинальное напряжение, В /380;400	3x220;230
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
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 489.08	коммутируемый ток не более 100 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	160;165;90
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.

Условия эксплуатации устройства «Электрический испытательный выход» ВНКЛ.426476.022: У4\* по ГОСТ 15150 69 – в помещении при температуре окружающего воздуха от 10 до 40 °С, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 80 % при температуре 25 °С.

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.В15910.

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 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	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
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	кА <sup>2</sup> •ч		$10^4 / 0,001$
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ	безразм.	$10^3 / 0,0001$	$10^3 / 0,0001$
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	$10^0 / 0,001$	$10^0 / 0,001$
Показатели качества электроэнергии ПКЭи, ПКЭф	ч	$10^2$	$10^2$
	мин	1	1
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз	ч	$10^2$	$10^2$
	мин	1	1
Температура внутри корпуса счетчика	°С	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 Р 52322-2005 при измерении активной энергии, и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной энергии.

#### **2 При измерении мощности (активной Pтек и реактивной Qтек) с периодом интегрирования 1 с**

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

2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\delta q$  при измерении  $Q_{тек}$  приведены в таблице 7.

2.3 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322 и 8.5 ГОСТ Р 52425, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52322 при измерении  $P_{тек}$ , и ГОСТ Р 52422 при измерении  $Q_{тек}$ .

Таблица 6

Ток, от I <sub>б</sub>	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении $P_{тек}$ , Ринт макс, Ррдч %
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 7

Ток, от I б	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении $Q_{тек}$ , %
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 (Ринт), максимального значения средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (Ринт макс) и средней активной мощности на РДЧ (Ррдч)**

3.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении Ринт, Ринт макс и Ррдч приведены в таблице 6.

3.2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005, не превышает 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  $\delta_I$  приведены в таблице 8.

Таблица 8

Ток, от $I_b$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,1	$\pm 0,54$
0,2	$\pm 0,51$
1,0	$\pm 0,50$
3,0	$\pm 0,50$

#### 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	$\pm 0,5$

#### 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 относительной погрешности при измерении в цепях тока приведены в таблице 10.

Таблица 10

Ток, от $I_b$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока, %
0,1	$\pm 1,5$
0,2	$\pm 1,0$
1,0	$\pm 1,0$
3,0	$\pm 1,0$
$I_{\text{макс}}$	$\pm 1,0$

#### 8 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи ( $\text{tg } \varphi$ )

8.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении  $\text{tg } \varphi$  определяются по формуле

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

где  $\delta \text{tg } \varphi$  – расчетное значение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении  $\text{tg } \varphi$ , %;

$\delta p$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении активной энергии, %;

$\delta q$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной энергии, %.

Пределы допускаемой основной погрешности указаны в таблице 11.

Таблица 11

Ток, от I <sub>б</sub>	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:

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

где  $\delta \text{ tgi}$  – расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой *i* – влияющей величиной, %

$\delta \text{ pi}$  – пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой *i* – влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52322-2005, %;

$\delta \text{ qi}$  – 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

Погрешность определения времени подачи некачественной электроэнергии (ПКЭ 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 и наименование	РиМ 489.08	РиМ 489.09
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.08 (РиМ 489.09)	1	1
Паспорт	1	1
Дисплей дистанционный РиМ 040.03-XX <sup>5)</sup>	5)	5)
Комплект монтажных частей	5)	5)
Электрический испытательный выход ВНКЛ.426476.022	5)	5)
Терминал мобильный РиМ 099.01 <sup>6)</sup>	*	*
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 исполь-

зовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками. Номенклатура комплекта поставки - количество поставляемых зажимов, исполнение ДД – по требованию заказчика;

- устройством «Электрический испытательный выход» ВНКЛ.426476.022.

б) программы Crowd\_Pk.exe, Setting\_Rm\_489.exe, Optoport.exe в составе Терминала мобильного РиМ 099.01.

### Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09. Методика поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ», утвержденному ГЦИ СИ СНИИМ 31 октября 2011 года с изменением № 3 16.10.2012 г.

Перечень основных средств поверки приведен в таблице 13.

Таблица 13

№ 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 $\pm 1$ 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 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.045 РЭ».

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим РиМ 489.08, РиМ 489.09

1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09. Технические условия ТУ-4228-056-11821941-2011».

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

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

6 «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09. Методика поверки. ВНКЛ.411152.045 ДИ».

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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Закрывое 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: [rim@zao-rim.ru](mailto:rim@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](mailto:evgrafov@sniim.nsk.ru)

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Булыгин Ф.В.

М.п.            «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.