

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 ($\operatorname{tg} \varphi$), 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 δU_n (ПКЭн) и отклонению частоты Δf (ПКЭф) 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 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 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.41152.029 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 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), 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 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, В | 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): | пофазно, суммарно |
| 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, **** | |
| 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, среднеквадратиче-

ского (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 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 $P_{инт}$) 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 - Ррдч) 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 $\text{tg } \varphi$ определяется по формуле

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

- где $\text{tg } \varphi$ – 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

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

- 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 $\text{tg } \varphi$ 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 (ПКЭв) 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 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.

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 | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | |
| 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) | + | + | - | - |
| | -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) | + | + | + | + | |

| 1 | 2 | 3 | | 4 | 5 |
|---|---|--------------------------|---|---|---|
| Передача данных | -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> | | | | |
| | Прием данных и команд | - параметры связи по PLC | + | + | - |
| - параметры связи по RF | | + | + | - | - |
| - параметры контроля качества сети | | + | + | - | - |
| - параметры тарификации | | + | + | - | - |
| - параметры тарификации (в.т.ч. значение УПМ) | | + | + | + | + |
| Управление коммутацией нагрузки | - параметры контроля качества сети | + | + | - | - |
| | - подключение нагрузки | + | + | + | - |
| | - отключение нагрузки | + | + | - | - |
| Ретрансляция данных и команд | - разрешение на подключение | + | + | + | - |
| | | + | + | - | - |

* 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 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.

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

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 комплектом монтажных частей и ДД РиМ 040.03-ХХ: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.02 ТУ 4228-056-11821941-2011 с ДД РиМ 040.03-ХХ и комплектом монтажных частей».



Рисунок 1 – Фотография общего вида и место установки пломб поверителя счетчиков РиМ 489.01



Рисунок 2 – Фотография общего вида и место установки пломб поверителя счетчиков РиМ 489.02

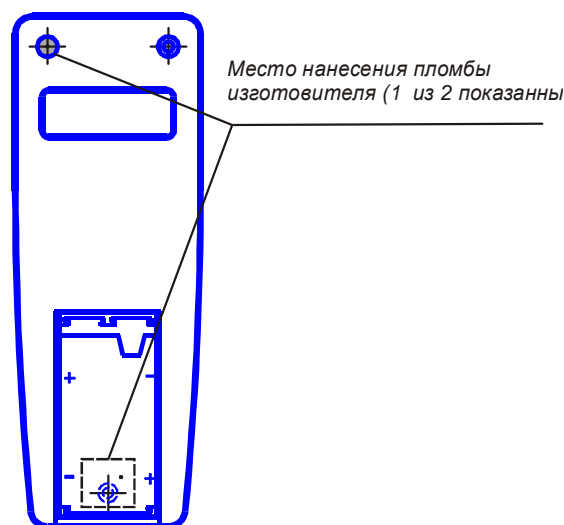


Рисунок 3 – Фотография общего вида и место установки пломбы изготовителя дисплея дистанционного РиМ 040.03 (одно из исполнений)

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 – 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 | 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

| | |
|--|----------------------|
| 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 |
| 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 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 | 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.

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.В15538.

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 |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 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 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|--------------------|--------------------------|--------------------------|
| Частота сети | Гц | 10 / 0,01 | 10 / 0,01 |
| Удельная энергия потерь в цепи тока | кА ² •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 Ртек и реактивной Qтек) с периодом интегрирования 1 с

2.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δр при измерении Ртек приведены в таблице 6.

2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δq при измерении Qтек 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 Ртек, и ГОСТ Р 52422 при измерении Qтек.

Таблица 6

| 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 7

| Ток, от Iб | sin φ | Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Qтек, % |
|------------|-------|---|
| 0,10 | 1 | ±2,2 |
| 1,00 | 1 | ±2,0 |
| 3,00 | 1 | ±2,0 |

| Ток, от I б | sin φ | Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Qтек, % |
|-------------|----------|---|
| 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) 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.

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 δ_1 приведены в таблице 8.

Таблица 8

| Ток, от Iб | 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 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 таблице 10.

Таблица 10

| 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 δ_{tg} – 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 11.

Таблица 11

| 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:

$$\delta_{tgi} = \pm \text{SQRT}(\delta p_i^2 + \delta q_i^2), \quad (6)$$

где δ_{tgi} – расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой i – влияющей величиной, %

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

δq_i – 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 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 и наименование | РиМ 489.01 | РиМ 489.02 |
|--|---------------|---------------|
| Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.01[02] ВНКЛ.411152.045 [01] | 1 | 1 |
| Паспорт | 1 | 1 |
| Дисплей дистанционный РиМ 040.03-XX ⁵⁾ | 5) | 5) |
| Комплект монтажных частей | 5) | 5) |
| Терминал мобильный РиМ 099.01 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.

6) 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. Методика поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ», утвержденному ГЦИ СИ СНИИМ 31 октября 2011 года.

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 ±(0,3–0,6)%. |
| 2 | Секундомер СО-СПР | (0,2 – 60) м.; цена деления 0,2 с; ПГ ±1с/ч. |
| 3 | Универсальная пробойная установка УПУ-1М. | Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более ±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. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.045 РЭ».

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 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. Методика поверки. ВНКЛ.411152.045 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](mailto: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

Е.Р. Петросян

М.п.

«____» _____ 2012 г.