


КОД ОКП 42 2860

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор  
ЗАО «Радио и Микроэлектроника»

  
С.П. Порватов  
«11» ноября 2015 г.

**Счетчики электрической энергии  
трехфазные статические  
РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25**

Паспорт ВНКЛ.411152.077 ПС



Новосибирск

Име. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата


# 1 НАЗНАЧЕНИЕ

1.1 Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25 (далее – счетчики) – счетчики непосредственного включения. Счетчики являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных четырехпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения/подключения абонента (в зависимости от исполнения).

1.2 Счетчики соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

1.3 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	Включение <sup>1)</sup>	Постоянная счетчика имп./ (кВт·ч) [имп./ (квар·ч)]	УКН	Штрих-код по EAN-13 	Код типа счетчика
РИМ 489.23	5/100	3x230 / 400	1 / 2	Непосредственное	4000	Нет	4607134511745	48923
РИМ 489.24	5/80					УКН	4607134511752	48924
РИМ 489.25	10/100		0,5 / 1 <sup>2)</sup>			Нет	4607134511769	48925

<sup>1)</sup> Напряжение резервного источника питания от 100 до 264 В, постоянного или переменного, с частотой 50 Гц.

<sup>2)</sup> Для счетчиков активной энергии непосредственного включения класса точности 0,5 требования ГОСТ 31819.21-2012 не установлены. Для счетчиков РИМ 489.25 установлены следующие требования: диапазоны токов и значения влияющих величин соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.21-2012, при этом характеристики точности соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1 с коэффициентом 0,5, допускаемые значения дополнительных погрешностей, вызываемых влияющими величинами, устанавливаются согласно требованиям ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1,0 с коэффициентом 0,5.

1.4 Счетчики имеют тарификатор с встроенными часами реального времени (ЧРВ) и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

1.5 Счетчики измеряют среднеквадратические (действующие) значения фазных токов, среднеквадратические значения фазных и линейных (межфазных) напряжений, частоту, значения активной, реактивной и полной мощностей (пофазно и суммарно), удельную энергию потерь в цепях тока, удельную энергию потерь холостого хода в силовых трансформаторах, коэффициент реактивной мощности цепи  $\text{tg } \varphi$ , коэффициент мощности  $\text{cos } \varphi$ , а также тока нулевого провода.

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № табл.

					<b>ВНКЛ.411152.077 ПС</b>				
1	Зам	2672-	2016	Иван	05.02.16				
Изм	Колич.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разработал	Уточкина				19.01.16	Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25	Литера	Лист	Листов
Проверил	Лапчук				20.01.16		О	2	20
Гл констр	Кашков				20.1.16	Паспорт	ЗАО «Радио и Микроэлектроника»		
Н. контроль	Черепушкин				03.02.16				
Утвердил	Порватов				04.02.16				

1.6 Счетчики выполняют измерение энергии:

- активной импорт (прием) по 1 и 4 квадрантам по тарифно;
- активной экспорт (отдача) по 2 и 3 квадрантам без тарификации;
- реактивной импорт (прием) по 1 и 2 квадрантам без тарификации;
- реактивной экспорт (отдача) по 3 и 4 квадрантам без тарификации.

Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012.

1.7 Счетчики измеряют параметры показателей качества электрической энергии: установившееся отклонение напряжения  $\delta U_y$  и отклонение частоты  $\delta f$  по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S.

1.8 Счетчики определяют длительность параметров качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013 класс S (только для технического учета):

- длительность провала напряжения  $\Delta t_{пр}$ ;
- длительность перенапряжения  $\Delta t_{пер}$ ;
- глубинупровала  $\delta U_{п}$ ;
- величину перенапряжения  $\Delta U$ .

1.9 Счетчики определяют параметры показателей качества электрической энергии по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013 (только для технического учета):

- напряжение прямой последовательности;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям.

1.10 Счетчики оснащены гальванически развязанными резидентными интерфейсами: двумя интерфейсами RS-485, оптопортом и служебным интерфейсом связи (далее - ИСК).

К интерфейсам RS-485 счетчиков возможно подключение дополнительного оборудования, например, адаптера MYP 1001.9 EU 100 (RS-485 – EtherNet, для организации удаленного доступа к счетчику.

1.11 Резидентные интерфейсы счетчиков предназначены для подключения к информационным сетям автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (далее – АС) по интерфейсам GSM, Ethernet и др. При применении соответствующих внешних конвертеров интерфейсов резидентные интерфейсы счетчика могут быть совместимы с нестандартными протоколами обмена производителей устройств АС.

Информационные протоколы обмена резидентных интерфейсов счетчиков соответствуют IEC 62056-46 (DLMS COSEM, профиль HDLC).

1.12 Счетчики всех исполнений оснащены отсеком для размещения встраиваемого коммуникатора, предназначенного для реализации обмена с внешними устройствами АС по интерфейсам PLC, RF, GSM и др. Обмен данными между счетчиком и встраиваемым коммуникатором осуществляется по интерфейсу ИСК.

Питание встраиваемого коммуникатора осуществляется подключением его к разъему, расположенному в отсеке. Номинальная полная мощность, потребляемая коммуникатором, должна быть не более 7,5 В•А, активная - не более 3 Вт.

1.13 Для конфигурирования, параметрирования и локального обмена данными в счетчике используются:

- оптопорт, соответствующий ГОСТ IEC 61107-2011;
- интерфейсы RS-485-1, RS-485-2,
- интерфейс ИСК.

Конфигурирование счетчиков выполняется при помощи программы Setting\_dlms.exe с использованием терминала мобильного РИМ 099.01 соответствующего исполнения (далее – МТ), который представляет собой персональный компьютер, оснащенный набором необходимых устройств и программных продуктов для локального или дистанционного обмена данными со счетчиками.



Име. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	304	2672	2016	ХИЧ	05.02.16	3

**ВНКЛ.411152.077 ПС**

1.14 Счетчики оснащены электронным дисплеем. Вывод данных на электронный дисплей выполняется в автоматическом режиме и ручном режиме при помощи кнопок управления (далее – КнУ), в том числе при отсутствии сетевого напряжения и резервного питания. При включении счетчика на дисплее отображаются все сегменты индикатора, что позволяет проверить работоспособность дисплея (см. рисунок 3). Предусмотрена подсветка индикации.

Перечень измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей счетчика, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по всем интерфейсам счетчиков.

**ВНИМАНИЕ!** Использовать индикацию показаний при отсутствии сетевого напряжения на счетчике следует в исключительных случаях во избежание преждевременного разряда батареи питания ЧРВ.

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

1.16 Счетчики оснащены датчиком постоянного магнитного поля (далее – ДПМП). Состояние ДПМП считывается по интерфейсам при помощи устройств АС, а также записывается в соответствующий журнал с привязкой по времени. В случае срабатывания ДПМП счетчики РиМ 489.24 выполняют отключение нагрузки абонента (если это установлено при конфигурировании, см. раздел 9).

1.17 Счетчики оснащены электронными пломбами корпуса (далее – ЭПл) и клеммной крышки (далее – ЭПлК). Состояние ЭПл и ЭПлК отображается на дисплее счетчика, а также считывается по интерфейсам при помощи устройств АС с указанием даты и времени фиксации нарушения.

1.18 Для поддержания работоспособного состояния ЧРВ в счетчиках применен литиевый источник питания сроком службы не менее 16 лет. Корректировка ЧРВ счетчика выполняется автоматически при каждом считывании данных со счетчика при помощи устройств АС при несовпадении времени ЧРВ счетчика с текущим временем АС. Источник питания ЧРВ размещен в отсеке коммуникатора и снабжен отдельной крышкой.

1.19 Счетчики начинают нормально функционировать не более чем через 5 с после подачи номинального напряжения. Самоход счетчиков соответствует требованиям ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

1.20 Управление нагрузкой

1.20.1 Счетчики РиМ 489.24 оснащены встроенным устройством коммутации нагрузки (УКН). Счетчики отключают абонента от сети в следующих случаях:

а) **удаленное отключение** (дистанционное) посредством подачи команды по интерфейсам счетчиков из центра управления АС (например, в случае плановых работ на сетях, при неуплате абонентом за потребленную электроэнергию и др.);

б) **локальные отключения:**

- **в ручном режиме** - отключение непосредственно абонентом при помощи кнопки управления (далее – КнУ1), расположенной на лицевой поверхности счетчика (см. рисунок 3);

- **автоматическое отключение** (если функция активирована при конфигурировании счетчика):

- при обнаружении внешнего воздействия, нарушающего нормальную работу счетчика (например, при срабатывании ДПМП при воздействии внешнего магнитного поля и др.);

- при превышении установленного порога мощности (далее – УПМк);

- при превышении напряжения на 15 % от номинального (согласованного);

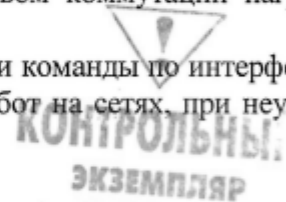
- при превышении максимального тока на 3-5 %.

1.20.2 Подключение абонента к сети выполняется в двух режимах:

- **удаленно** (дистанционно) посредством подачи на команды на подключение или разрешения на локальное подключение по интерфейсам счетчика из центра управления АС;

- **локально** (в ручном режиме при помощи КнУ1 или автоматически).

Подключение абонента в **локальном режиме** выполняется в зависимости от установок, заданных при конфигурировании счетчиков (подробнее - см. 7.4).



Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	30М	2672	-2016	Клиф	05.02.16	4

**ВНКЛ.411152.077 ПС**

**ВНИМАНИЕ!** В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети только в ручном режиме. Удаленное (дистанционное) подключение абонента к сети следует использовать в исключительных случаях с соблюдением строгих мер разграничения прав доступа к управлению функцией автоматического подключения к сети.

1.21 Счетчики оснащены четырьмя конфигурируемыми электрическими испытательными выходами, которые используются при проверке счетчиков или для реализации функций телеуправления и телесигнализации. Характеристики электрических испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11-2012.

Конфигурирование испытательных выходов выполняется программно согласно указаний, приведенных в руководстве по эксплуатации.

1.22 Счетчики оснащены двумя изолированными дискретными входами с внутренним питанием 24 В, которые предназначены для подсчета количества импульсов, поступающих от внешних устройств или для обеспечения функций телесигнализации.

1.23 Счетчики оснащены оптическим индикатором функционирования ТМ. Оптический индикатор служит для визуальной оценки работоспособного состояния счетчика и не предназначен для проведения проверки счетчиков.

1.24 Счетчики выполняют измерение температуры внутри корпуса в диапазоне от минус 40 до плюс 85 °С (справочный параметр).

1.25 Счетчики оснащены клеммами для подключения источника резервного электропитания от 100 до 264 В, постоянного или переменного напряжения ( см. таблицу 1).

1.26 Счетчики диагностируют и отображают в статусной информации и на дисплее события, связанные с автоматическим отключением нагрузки (при превышении УПМк, при превышении мощности нагрузки (тока нагрузки) относительно предельно допустимого значения, или дистанционно по командам АС), текущее состояние реле УКН, состояние ЧРВ (корректность даты в таймере реального времени счетчика), события, связанные со срабатыванием электронных пломб.

1.27 Счетчики обеспечивают контроль правильности подключения измерительных цепей – при неправильном порядке следования (подключения) фаз статусная информация считывается по интерфейсам счетчиков и выводится на дисплей счетчика.

1.28 При фиксации счетчиком событий (например, срабатывание электронных пломб, поступление сигнала на дискретные входы и др.) счетчик выступает в качестве инициатора связи с устройствами АС, посылая по интерфейсам информацию о наступлении данного события. Подробнее – см. руководство по эксплуатации.

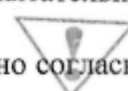
1.29 Счетчики ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация. В журналах отражены также события, связанные с отсутствием напряжения, включением/отключением нагрузки, перепрограммированием служебных параметров, воздействием магнитного поля, отражены результаты самодиагностики, а также аварийные ситуации. События в журналах сгруппированы в отдельные разделы по группам событий, с привязкой ко времени.

Подробное описание журналов приведено в руководстве по эксплуатации.

Все журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигуратора.

1.30 Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим ЧРВ. Количество тарифов и тарифное расписание доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по всем интерфейсам.

1.31 Измерительная информация недоступна корректировке, служебная информация счетчиков защищена системой паролей.



КОНТРОЛЬНЫЙ  
ЭКЗЕМПЛЯР

Име. № подл	Подп. и дата	Име. № дубл.	Взам. име. №	Подп. и дата
-------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	Вам	2672	- 2016	Хим	05.02.16	5

**ВНKL.411152.077 ПС**



## 2 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Базовый ток, А	см. таблицу 1
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	см. таблицу 1
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 140 до 264
Предельный рабочий диапазон напряжений	от 0 до 264
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см. таблицу 1
Класс точности при измерении активной/реактивной мощности	соответствует классу точности при измерении активной/реактивной энергии

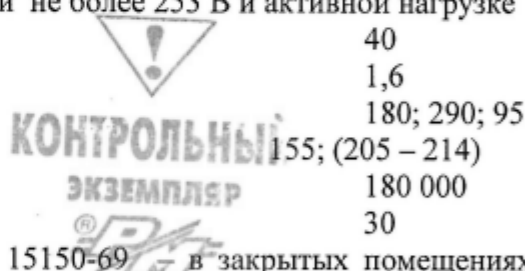
Стартовый ток, актив/реактив, мА	
РиМ 489.23, РиМ 489.24	20 / 25
РиМ 489.25	10 / 40
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч) [имп./(квар·ч)]	4000
Погрешность измерения напряжений (фазных, межфазных) в расширенном диапазоне фазных напряжений от 140 до 280 В, %, не более	± 0,5
Погрешность измерения токов в диапазоне от 0,05 I <sub>б</sub> до I <sub>макс</sub> , %, не более	± 0,5
Погрешность измерения тока нулевого провода в диапазоне токов от 0,5 I <sub>б</sub> до I <sub>макс</sub> , %, не более	± 5,0
Погрешность измерения частоты в диапазоне частот от 42,5 до 57,5, Гц, не более	0,01
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, В·А, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, В·А, не более	2,5*
*без учета мощности, потребляемой встраиваемым коммуникатором	
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5
Суточный ход ЧРВ, с/сут, не более	0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, лет, не менее	10
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон, не более	256
Характеристики УКН	коммутируемый ток не более 80 А при напряжении не более 253 В и активной нагрузке

Время сохранения данных, лет, не менее	40
Масса, кг, не более	1,6
Габаритные размеры, мм, не более	180; 290; 95
Установочные размеры, мм,	155; (205 – 214)
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	180 000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее	30

Условия эксплуатации счетчиков УЗ по ГОСТ 15150-69 в закрытых помещениях (объемах) с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха и воздействие пыли и песка существенно меньше, чем на открытом воздухе, например, в металлических с теплоизоляцией, каменных, бетонных, деревянных помещениях (отсутствие воздействия атмосферных осадков, прямого солнечного излучения; существенное уменьшение ветра; существенное уменьшение или отсутствие воздействия рассеянного солнечного излучения и конденсации влаги), при температуре окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 95 % при температуре окружающего воздуха 35 °С, атмосферном давлении от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.). Предельный рабочий диапазон температур от минус 40 до плюс 70 °С.

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

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



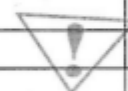
Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.		Лист
1	30М	2672-	2016	Vmm-	05.01.16	ВНКЛ.411152.077 ПС	6

\*\*Цепи напряжения счетчика – параллельные цепи, цепи тока счетчика – последовательные цепи.

Перечень величин, измеряемых счетчиками, приведен в таблице 2  
Таблица 2

		Наименование измеряемой величины	Тарификация
		Энергия <sup>6)</sup>	
		активная (импорт): суммарно по фазам	Потарифно
		активная (экспорт): суммарно по фазам	Не тарифицируется
		реактивная (импорт/экспорт): суммарно по фазам	
		Удельная энергия потерь в цепях тока <sup>4)</sup> суммарно по фазам	
		Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах <sup>4)</sup> суммарно по фазам	
		Мощность (с указанием положения вектора полной мощности) <sup>1)</sup>	
		активная: пофазно, суммарно	
		реактивная пофазно, суммарно	
		полная **** пофазно, суммарно	
		Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале <sup>2)</sup> (активная пиковая мощность Ринт макс) суммарно	
		Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале (максимальная пиковая на Ррдч) суммарно	
		Ток, среднеквадратическое (действующее) значение <sup>1)</sup> пофазно	
		Ток нулевого провода, среднеквадратическое значение <sup>4)</sup>	
		Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение <sup>3)</sup> пофазно	
		Межфазное (линейное) напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение <sup>3)</sup>	
		Среднее значение напряжения на программируемом интервале <sup>4)</sup> пофазно	
		Установившееся отклонение напряжения основной частоты <sup>5)</sup>	
		Частота питающей сети <sup>3)</sup>	
		Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ пофазно, суммарно	
		Отклонение частоты <sup>5)</sup>	
		Коэффициент мощности cosφ <sup>4)</sup> пофазно, суммарно	
		Длительность провалов/длительность перенапряжений <sup>5)</sup>	
		Глубина провала напряжения <sup>5)</sup>	
		Величина перенапряжения <sup>5)</sup>	
		Напряжение прямой последовательности <sup>4)</sup>	
		Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям <sup>4)</sup>	
		Температура внутри корпуса счетчика <sup>4)</sup>	
		Количество импульсов, поступивших на дискретный вход <sup>4)</sup>	
		<sup>1)</sup> Время интегрирования значений (период измерения) токов, мощностей составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения). <sup>2)</sup> Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 мин. <sup>3)</sup> Длительность интервала интегрирования при измерении частоты 10 с, в соответствии с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013. Время интегрирования значений (период измерения) среднеквадратического (действующего) значения напряжения 10 периодов напряжения в соответствии с требованиями S по ГОСТ 30804.4.30-2013 <sup>4)</sup> Для технического учета. <sup>5)</sup> Усреднение согласно с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013 <sup>6)</sup> Импорт - прием, экспорт – отдача. Расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012	
Подп. и дата			
Име. № дубл.			
Взам. име. №			
Подп. и дата			
Име. № инст.			



КОНТРОЛЬНЫЙ  
ЭКЗЕМПЛЯР

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	301	2672-	2016	ХИИ-	05.02.16

ВНКЛ.411152.077 ПС

Лист
7

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма при выводе на дисплей, по интерфейсам RS-485, оптопорту приведены в таблице 3.

Таблица 3

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда при выводе на дисплей, по интерфейсам RS-485, оптопорту
Активная энергия	кВт•ч	$10^5 / 10^{-2}$
Реактивная энергия	квар•ч	$10^5 / 10^{-2}$
Активная мощность	кВт	$10^2 / 10^{-4}$
Реактивная мощность	квар	$10^2 / 10^{-4}$
Полная мощность	кВ•А	$10^2 / 10^{-4}$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^2 / 10^{-3}$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 10^{-2}$
Частота сети	Гц	$10^1 / 10^{-3}$
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА <sup>2</sup> •ч	$10^5 / 10^{-2}$
Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах*	кВ <sup>2</sup> •ч	$10^7 / 10^{-2}$
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ*	безразм.	$10^3 / 10^{-3}$
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	$10^0 / 10^{-3}$
Длительность провалов/перенапряжений*	с	$10^1 / 10^{-2}$
Глубина провалов напряжения*	%	$10^2 / 10^{-2}$
Величина перенапряжения*	В	$10^2 / 10^{-2}$
Температура внутри корпуса счетчика*	°С	$10^1 / 10^{-2}$
Напряжение прямой последовательности *	В	$10^2 / 10^{-2}$
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям*	%	$10^2 / 10^{-2}$
Количество импульсов на дискретном входе *	имп.	$10^9 / 10^0$

\*На дисплей счетчиков не выводится



Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	30М	2672-	2016	ИИЧ	05.01.16

**ВНКЛ.411152.077 ПС**



### 3 КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 4.

Таблица 4

Обозначение	Наименование	Количество
	Счетчик электрической энергии трехфазный статический РИМ 489.23 ( РИМ 489.24, РИМ 489.25) в упаковке	1 шт.
	Паспорт	1 экз.
ВНКЛ.411152.077 РЭ	Руководство по эксплуатации	1) 2) 4)
ВНКЛ.411152.077 ДИ	Методика поверки	1) 3) 4)
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РИМ 099.01	1 компл. 1)
ВНКЛ.426477.041	Коммуникатор GSM РИМ 071.021	1)
ВНКЛ.426477.042	Коммуникатор RFPLC РИМ 090.01	1)
ВНКЛ.411724.281	Устройство проверки ИСК	1), 3)
	Программа –конфигуратор Setting_dlms.exe	1) 4)
СТО ВНКЛ.1 4-2015	Руководство по обмену данными в счетчиках электроэнергии. Сопроводительная документация по чтению, тарификации и управлению нагрузкой	5)

1) поставляется по отдельному заказу.

2) поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков.

3) поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков.

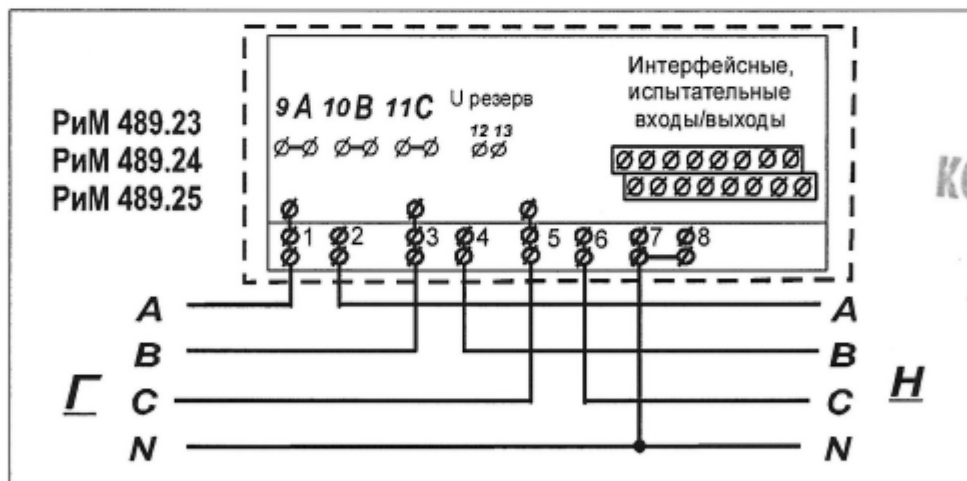
4) - поставляется на CD.

Примечание – Программа - конфигуратор Setting\_dlms.exe в составе Терминала мобильного РИМ 099.01

5) Поставляется по требованию организаций, производящих эксплуатацию счетчиков в составе АС и системных интеграторов

### 4 ПОРЯДОК УСТАНОВКИ

4.1 Включение счетчиков в сеть должен производить квалифицированный электромонтер согласно схеме, приведенной на рисунке 1.



На схеме подключения обозначено:

Г – сторона генератора;

Н – сторона нагрузки;

А, В, С, N – фазы А, В, С, и нуль трехфазной четырехпроводной сети соответственно 1, 2, 3, 4, 5, 6 – контакты для подключения сетевого напряжения при эксплуатации (фазы А, В, С соответственно).

7, 8 – контакты для подключения нуля (N).

9 (А), 10 (В), 11(С) – контакты для подключения цепей напряжения измерительной установки при проведении поверки, фазы А, В, С соответственно

Урезерв (12, 13) - контакты для подключения резервного источника питания

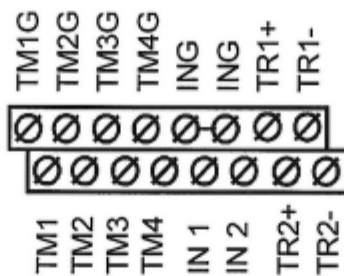
Интерфейсные, испытательные входы/выходы – см. рисунок 2

Рисунок 1 – Схема подключения счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25



Подп. и дата  
Инв. № дубл.  
Взам. инв. №  
Подп. и дата  
Инв. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 ПС</b>		Лист
1	30М	2672	- 2016	ИИМ	05.02.16			9



На схеме обозначено:

TM1, TM2, TM3, TM4, – электрические испытательные выходы и соответствующие им выводы TM1G, TM2G, TM3G, TM4G;

IN1, IN2 - дискретные входы и соответствующие им контакты ING;

TR1+, TR1-, TR2+, TR2- - выводы интерфейсов RS-485-1 RS-485-2 соответственно.

Рисунок 2 – Схема расположения контактов интерфейсных, испытательных входов/выходов (разъем ДВВ/ТМ)

4.2 Установка счетчиков производится в последовательности, приведенной в руководстве по эксплуатации.

**ВНИМАНИЕ!** Установку счетчика следует выполнять при отключенном сетевом напряжении.

4.3 После установки следует проверить правильность функционирования счетчика согласно указаниям, приведенным в руководстве по эксплуатации, после чего занести данные в раздел 11 настоящего паспорта, а также в другие документы, предусмотренные требованиями организации, проводящей установку счетчика.

**ВНИМАНИЕ!** Монтаж, демонтаж, вскрытие, установку служебной информации, поверку и клеймение должны проводить специально уполномоченные организации и лица согласно действующим правилам по монтажу и запуску электроустановок. В противном случае за неправильную работу счетчика изготовитель ответственности не несет.

## 5 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

5.1 Счетчики специальных мер по техническому обслуживанию не требуют. При появлении на дисплее знака разряда элемента питания ЧРВ следует заменить элемент питания.

5.2 Поверка счетчиков проводится по методике поверки ВНКЛ.411152.077ДИ. Межповерочный интервал 16 лет.

## 6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 Установку, монтаж и техническое обслуживание счетчиков должны производить только специально уполномоченные лица с группой допуска по электробезопасности не ниже 3 после ознакомления с руководством по эксплуатации.

6.2 Потребителю электрической энергии, эксплуатирующему счетчик (абоненту), категорически запрещается проводить любые работы по установке, монтажу или техническому обслуживанию счетчиков.

6.3 Перед выполнением дистанционного подключения абонента к сети обслуживающий персонал, который уполномочен на это действие, должен убедиться в отсутствии факторов, которые могут привести к аварийным ситуациям и несчастным случаям.

6.4 В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети только в ручном режиме. Удаленное (дистанционное) подключение абонента к сети следует использовать в исключительных случаях с соблюдением строгих мер разграничения прав доступа к управлению функцией автоматического подключения к сети.

Име. № подл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Име. № дубл.	Подп. и дата
-------------	--------------	-------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	301	2672	- 2016	Иван	05.02.16	10

**ВНКЛ.411152.077 ПС**

## 7 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 Показания счетчиков отображаются на электронном дисплее. Расход активной электрической энергии учитывается в киловатт-часах (реактивной - в киловар-часах) по **шести цифрам** показаний счетчика, расположенным слева от запятой. Количество потребленной электрической энергии выводится на дисплей счетчиков с точностью до 0,01 кВт · ч (квар · ч). Значения активной мощности выводятся на дисплей счетчиков с точностью до 0,0001 Вт.

7.2. Считывание показаний счетчиков дистанционно при помощи специализированных устройств АС - см. руководство по эксплуатации на соответствующее устройство.

7.3 Счетчики РИМ 489.24 выполняют коммутацию нагрузки (отключение/подключение абонента) при помощи встроенного УКН.

Отключение абонента выполняется удаленно (дистанционно) по интерфейсам счетчика при помощи специализированных средств АС (в случае несвоевременной уплаты за потребленную электроэнергию и др.) или локально (автоматически или при помощи КнУ1) (если это задано при вводе счетчика в эксплуатацию, см. раздел 9) в следующих случаях: при нарушении установленного режима потребления электроэнергии или при фиксации счетчиком событий, нарушающих нормальный режим работы (см. 1.20).

7.4 Подключение абонента к сети выполняется в трех режимах:

- удаленно (дистанционно) при помощи устройств АС;
- локально (в ручном режиме) при помощи кнопки управления (далее – КнУ1), расположенной на лицевой поверхности счетчика (см. рисунок 3) при всех вариантах локального отключения (см. 1.20);
- локально в автоматическом режиме, только если отключение произошло по превышению напряжения (если опция автоматического подключения выбрана при вводе счетчика в эксплуатацию, см. раздел 9). Интервал времени между отключением нагрузки и повторным автоматическим включением задается программно (см. раздел 9).

**ВНИМАНИЕ!** В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети только в ручном режиме. Удаленное (дистанционное) подключение абонента к сети следует использовать в исключительных случаях с соблюдением строгих мер разграничения прав доступа к управлению функцией автоматического подключения к сети.

При отключении УКН на дисплей счетчика выводится знак отключения нагрузки (см. рисунок 4).

Если *над знаком видна стрелка*, возможно подключение сети при помощи КнУ1. Перед нажатием КнУ1 следует устранить возможные нарушения потребления электроэнергии (превышение потребляемой мощности сверх установленного УПМк, см. раздел 9, или тока по каждой фазе), устранить возможные внешние воздействия, приведшие к отключению, после чего нажать КнУ1 (см. рисунок 3) и удерживать ее в нажатом состоянии 2 с.

Если *над знаком не видна стрелка*, необходимо обратиться к поставщику электроэнергии, выяснить причину отключения, устранить ее и получить разрешение на подключение. После получения разрешения на подключение (передается дистанционно по интерфейсу с использованием специализированных устройств АС) *над знаком появляется стрелка* и подключение нагрузки выполняется при помощи КнУ1 аналогично описанному выше. Возможно также дистанционное подключение нагрузки с использованием специализированных устройств АС.



Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.		Лист
1	304	2672	- 2016	Ищ	05.02.16	ВНКЛ.411152.077 ПС	11

7.5 Показателями работоспособности счетчиков в процессе эксплуатации являются:

- мигание индикатора ТМ (см. рисунок 3) пропорционально активной мощности подключенной нагрузки. При подключении нагрузки мощностью 1 кВт по каждой фазе индикатор ТМ должен мигать с частотой приблизительно 3 раза в секунду;
- наличие показаний на дисплее;
- стабильное считывание показаний счетчика при помощи устройств АС.

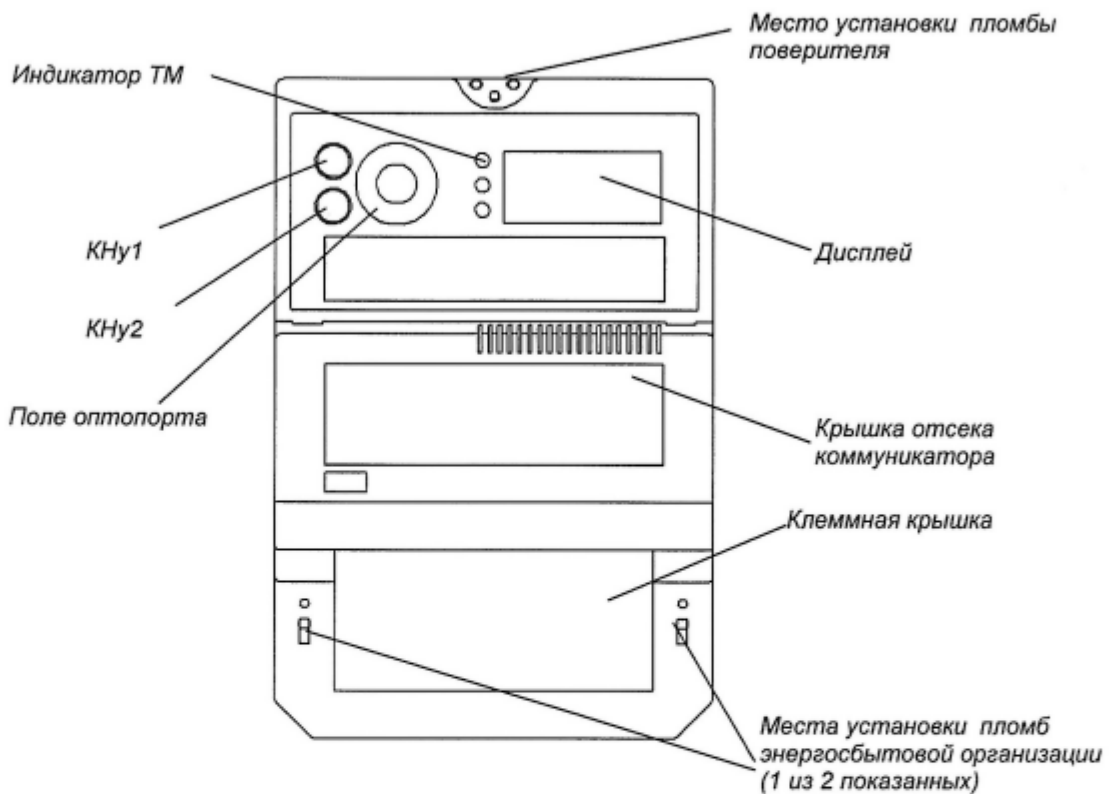


Рисунок 3 – Схема расположения индикаторов и органов управления счетчиков



Изм. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инв. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	300	2672-	2016	ИИИ	05.02.16

**ВНКЛ.411152.077 ПС**

### 7.6 Описание индикации

Непосредственно после включения счетчика на индикаторе дисплея одновременно отображаются все сегменты индикатора, затем заводской номер счетчика, после чего счетчик переходит в основной режим индикации.



Рисунок 4 – Расположение полей дисплея счетчика

В поле «**Значение параметра/Дата**» выводятся следующие данные:

- номер версии ПО и тип счетчика;
- параметры связи по интерфейсам RS-485 (адрес в магистрали RS-485 и скорость обмена);
- заводской номер счетчика;
- значения измеренных параметров;
- дата в формате «ДД ММ ГГГГ»;

В поле «**Текущий тариф**» выводится шеврон с указанием номера текущего тарифа (слева – 1 тариф, справа – 8 тариф).

В поле «**Состояние УКН (РУ)**» пиктограмма показывает состояние УКН (замкнуто или разомкнуто).

В поле «**ИЧС**» - расположены индикаторы чувствительности/самохода: появляются при протекании токов (активного – P и реактивного Q соответственно), превышающих стартовый ток, с указанием квадранта положения вектора полной мощности.



Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 ПС	Лист
1	30М	2672	- 2016	Ищф	05.02.16		13



В поле «Единица измерения» при индикации значений параметров формируются соответствующие комбинации символов:

- кВт (Вт) .. - при выводе значения активной мощности;
- кВт ч - при выводе потребления активной энергии;
- кВА<sub>р</sub> (ВА<sub>р</sub>) - при выводе значения реактивной мощности;
- кВА<sub>р</sub>ч - при выводе потребления реактивной энергии;
- кВА (ВА) - при выводе значения полной мощности
- Г - при выводе даты;
- Гц - при выводе частоты питающей сети;
- cos φ - при выводе коэффициента мощности;
- А - при выводе значений тока;
- В - при выводе значений напряжения;
- кА<sup>2</sup>ч - при выводе удельной энергии потерь в цепях тока.

В поле «Статус фаз» индицируется наличие напряжения по каждой фазе.

В поле «OBIS-коды» выводятся значение OBIS-кода параметра, значение которого выведено на индикацию в поле «Значение параметра / дата» (см. таблицу Д.1)

Служебные символы на дисплее означают:

- «Суммарно по всем тарифам» - появляется во время индикации суммарных значений энергии;
- «Время не установлено» - появление символа означает сбой или остановку ЧРВ;
- «Заряд ЧРВ» - показывает уровень заряда батареи питания ЧРВ;
- «Внимание!» - появление символа означает, что на счетчик происходит воздействие магнитного поля, либо сработала как минимум одна электронная пломба – ЭПл или ЭПлК. История срабатываний электронных пломб и воздействий магнитного поля на счетчик сохраняется в журнале «Внешних воздействий».

Перечень параметров, которые могут быть выведены на дисплей счетчика, приведен в таблице Ж.1 руководства по эксплуатации. Конкретный перечень параметров, которые выводятся на дисплей счетчика в автоматическом режиме, определяется конфигурированием счетчиков при вводе в эксплуатацию.

Примеры индикации приведены на рисунках 5 - 9. На всех рисунках показаны примеры отображения служебного кода OBIS (см. рисунок 4).

0.096.10  
10000030

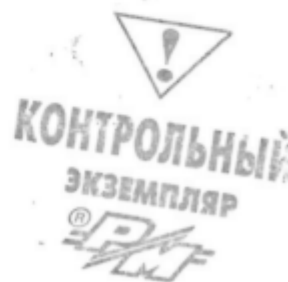


Рисунок 5 – Пример индикации заводского номера счетчика (в примере – 10000030)

Име № подл	Подп. и дата	Взам. инв.№	Име. № дубл.	Подп. и дата
------------	--------------	-------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 ПС</b>	Лист
1	30М	2672	- 2016	Имф.	05.02.16		14

0.096.11  
489.24

Рисунок 6 – Пример индикации типа счетчика (в примере – РИМ 489.24)

0.096.12  
1.03

Рисунок 7 – Версии ПО счетчика (в примере – версия 1.03)

ФАЗА ① ② ③  
18.1  
80.34  
кВт·ч



Рисунок 8 – Пример индикации значения потребления активной энергии по 1 тарифу

ФАЗА ① ② ③  
71.70  
5.003  
А




**КОНТРОЛЬНЫЙ  
ЭКЗЕМПЛЯР**



Рисунок 9 - Пример индикации текущего значения тока по фазе С

Име. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Име. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	30M	2672	2016	Хщ/	05.01.16

ВНКЛ.411152.077 ПС

Лист

15

## 6 СВЕДЕНИЯ О ХРАНЕНИИ

8.1 Счетчики до введения в эксплуатацию следует хранить в транспортной или потребительской таре (упаковке).

8.2 Счетчики хранят в закрытых помещениях при температуре от минус 40 до плюс 60 °С и верхнем значении относительной влажности воздуха не более 80 % при температуре 35 °С при отсутствии агрессивных паров и газов.

8.3 При хранении на стеллажах и полках (только в потребительской таре) счетчики должны быть уложены не более чем в 10 рядов по высоте с применением прокладочных материалов через 5 рядов и не ближе 0,5 м от отопительной системы.

8.4 Хранение счетчиков без упаковки допустимо только в ремонтных мастерских с укладкой не более 5 рядов по высоте с прокладками из картона или фанеры.

## 7 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

9.1 Счетчики транспортируют в крытых железнодорожных вагонах, в герметизированных отапливаемых отсеках самолетов, автомобильным или водным транспортом с защитой от дождя и снега.

9.2 Условия транспортирования: в транспортной и потребительской таре при условиях тряски с ускорением не более 30 м/с<sup>2</sup> при частоте ударов от 80 до 120 в минуту, при температуре окружающего воздуха от минус 50 до плюс 70 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 95 % при температуре 30 °С.

## 8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

10.1 Изготовитель гарантирует соответствие счетчиков требованиям технических условий ТУ 4228-076-11821941-2015 и ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012 при соблюдении правил хранения, транспортирования и эксплуатации, а также при сохранности поверочной пломбы.

10.2 Гарантийный срок эксплуатации счетчиков – 5 лет.

10.3 Гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты ввода счетчиков в эксплуатацию. При отсутствии отметки о вводе в эксплуатацию гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты передачи (отгрузки) счетчиков покупателю. Если дату передачи (отгрузки) установить невозможно, гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты изготовления счетчиков.

10.4 Гарантийные обязательства не распространяются на счетчики:

- а) с нарушенной пломбой поверителя;
- б) со следами взлома, самостоятельного ремонта;
- в) с механическими повреждениями элементов конструкции счетчика или оплавлением корпуса, вызванными внешними воздействиями или плохой затяжкой винтов клеммной колодки;
- г) с повреждениями, вызванными воздействиями перенапряжений на линии, если линия не оборудована ограничителями перенапряжений.

Примечание – При представлении счетчиков для ремонта или замены в течение гарантийного срока обязательно предъявление настоящего паспорта с отметками о дате выпуска и дате ввода в эксплуатацию.



Подп. и дата
Име. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Име. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
-1	3AM	2672	-2016	Шуф	05.02.16	16

**ВНКЛ.411152.077 ПС**

## 9 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Счетчик электрической энергии трехфазный статический

РиМ 489. \_\_\_\_\_ заводской № \_\_\_\_\_

введен в эксплуатацию представителем организации

(Название организации, должность представителя, Фамилия, И.О.)

Подпись \_\_\_\_\_ Дата ввода \_\_\_\_\_

### УСТАНОВЛЕННЫ ПАРАМЕТРЫ

- Пароль счетчика Считыватель показаний (MR) - \_\_\_\_\_.

#### Параметры связи по интерфейсам RS-485:

- адрес в магистрали RS-485-1: - \_\_\_\_\_; адрес в магистрали RS-485-2: \_\_\_\_\_;  
 - скорость обмена - \_\_\_\_\_; скорость обмена- \_\_\_\_\_

#### Параметры тарификации

- одностарифное / \_\_\_\_\_ тарифов  
 (документ, устанавливающий тарифное расписание \_\_\_\_\_);  
 - расчетный день и час: день = \_\_\_\_\_, час = \_\_\_\_\_;  
 - автоматический переход на летнее/зимнее время: не активирован / не активирован;  
 - таблица переносов выходных и праздничных дней:  
 пустая / установлена (документ \_\_\_\_\_);  
 - текущее время: UTC + \_\_\_\_\_ (г. \_\_\_\_\_).

#### Функция автоматического ограничения потребляемой мощности:

##### Отключение абонента (только для счетчиков РиМ 489.24)

- при превышении напряжения 15 % - не установлено / установлено;  
 - при превышении максимальной мощности:  
 не установлено / установлено \_\_\_\_\_ кВт (документ \_\_\_\_\_)  
 - при превышении максимального тока: не установлено / установлено.

##### Автоматическое отключение при воздействии магнитного поля

- не установлено / установлено

##### Автоматическое включение при снижении напряжения ниже 1,15 Unom

- не установлено / установлено: время автоматического включения \_\_\_\_\_

##### Состояние УКН (РиМ 489.24)

- включено.

##### Параметры настройки профилей:

- период фиксации профиля №1: 3 мин / установлено \_\_\_\_\_ мин.  
 - период фиксации профиля №2: 30 мин / установлено \_\_\_\_\_ мин.  
 - период фиксации профиля №3: 60 мин / установлено \_\_\_\_\_ мин.

##### Параметры для определения показателей качества электроэнергии:

- опорное напряжение : номинальное напряжение 230 В / согласованное напряжение \_\_\_\_\_ В;  
 - порог по tgφ: 1, 73 / установлено \_\_\_\_\_;  
 - порог провала: 20 % / установлено \_\_\_\_\_ %;  
 - порог перенапряжения: 10 % / установлено \_\_\_\_\_ %.

документ устанавливающий требования \_\_\_\_\_

##### Функция автоматического отслеживания событий:

- Не активирована / активирована



Имя № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Или. № дубл.	Подп. и дата
------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 ПС	Лист
1	30М	2672-	2016	Иван	08.02.16		17

### 10 ЗАМЕЧАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Дата	Содержание замечания	Причина возникновения	Принятые меры	ФИО, дата и подпись ответственного лица

### 11 ДАННЫЕ О ПЕРИОДИЧЕСКОЙ, ВНЕОЧЕРЕДНОЙ ПОВЕРКЕ

Дата	Причина проведения поверки	Результат поверки	Наименование органа, проводившего поверку, ФИО поверителя, должность	Подпись поверителя, место отриски поверительного клейма



Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 ПС</b>	Лист
1	Зам	2672-	2016	Ущл-	05.02.16		18



## 12 СВЕДЕНИЯ О ПРИЕМКЕ

Счетчик электрической энергии трехфазный статический

РиМ 489. \_\_\_\_\_ заводской № \_\_\_\_\_

соответствует требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-076-11821941-2015, поверен, имеет клеймо органов государственного метрологического контроля и признан годным к эксплуатации

Штамп ОТК \_\_\_\_\_

Дата выпуска \_\_\_\_\_

Штамп Поверителя \_\_\_\_\_

Поверитель \_\_\_\_\_

Дата поверки \_\_\_\_\_

## 13 СВЕДЕНИЯ О КОМПЛЕКТОВАНИИ И УПАКОВЫВАНИИ

Счетчик электрической энергии трехфазный статический

РиМ 489. \_\_\_\_\_ заводской № \_\_\_\_\_

Упаковщик \_\_\_\_\_

Дата упаковывания \_\_\_\_\_



Имя № инст	Подп. и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подп. и дата
------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 ПС</b>	Лист
1	30М	2672	- 2016	Ищ-05.02.16			19

