Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»

КОД ОКП 42 2860

Счетчики электрической энергии однофазные статические

РиМ 289.21, РиМ 289.22, РиМ 289.23, РиМ 289.24

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Новосибирск

Содержание

1 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ 4
2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ 4
2.1 Назначение счетчиков 4
2.2 Основные метрологические и технические характеристики 10
2.3 Перечень величин, измеряемых счетчиком 12
2.4 Показатели точности счетчиков 15
2.5 Программное обеспечение 20
2.6 Разграничение прав доступа к информации в счетчиках 21
2.7 Считывание информации со счетчиков 22
2.8 Конфигурирование счетчиков 22
2.9 Комплект поставки счетчиков 23
2.10 Устройство и работа 24
2.11 Средства измерения, инструмент и принадлежности 27
2.12 Маркировка и пломбирование 27
3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ 28
3.1Эксплуатационные ограничения 28
3.2Подготовка счетчиков к использованию 28
3.3Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации 29
4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ 30
5 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ 30
6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ 30
7 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ 31
8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ 32
9 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ, ВОЗМОЖНЫХ ОШИБОК ПЕРСОНАЛА, ПРИВОДЯЩИХ К АВАРИЙНЫМ РЕЖИМАМ РАБОТЫ СЧЕТЧИКА, И ДЕЙСТВИЙ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИХ УКАЗАННЫЕ ОШИБКИ 32
10 УТИЛИЗАЦИЯ 32
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Схема подключения счетчиков при эксплуатации 33
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Габаритные, установочные размеры и расположение индикаторов счетчиков 34
ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Описание индикации 35
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное) Описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков 42
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Описание журналов и профилей счетчиков 47
ПРИЛОЖЕНИЕ Е (обязательное) Начальные установки счетчиков 62
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (обязательное) Управление нагрузкой 64
ПРИЛОЖЕНИЕ И (обязательное) Методика замены резервного элемента питания ЧРВ 66
ПРИЛОЖЕНИЕ К (обязательное) Варианты комплекта поставки 67
ПРИЛОЖЕНИЕ Л (обязательное) Перечень предприятий, выпускающих счетчики 68

Перечень обозначений и сокращений, используемых в документе:

АС	Автоматизированная система контроля и учета электрической энергии
ВЛ	Воздушная линия электропередач
ВУ АС	Внешние устройства автоматизированной системы
ДВ/ТМ	Дискретные входы и испытательные выходы
ДМП	Датчик магнитного поля
ИСК	Интерфейс связи с коммуникатором
КнУ	Кнопка управления
МТ	Терминал мобильный РиМ 099.01
МКС	Маршрутизатор каналов связи РиМ 099.02, РиМ 099.03
ПК	Персональный компьютер
ПО	Программное обеспечение
Программа–конфигуратор	Программирование счетчиков РиМ по технологии DLMS/COSEM (Setting_dlms)
РДЧ	Расчетный день и час
ТМ	Индикатор функционирования счетчика
ТМ+, ТМ–	Выходы электрического испытательного выхода
УКН	Устройство коммутации нагрузки, встроенное в счетчик
$УПМ_К$	Установленный порог активной мощности для управления нагрузкой
УСО	Устройство сопряжения оптическое УСО–2
ЧРВ	Часы реального времени
ЭПл	Электронная пломба крышки корпуса
ЭПлК	Электронная пломба клеммной крышки
RF868	Интерфейс для обмена данными по радиоканалу на частоте 868 МГц
COSEM	COmpanion Specification for Energy Metering
DLMS	Distribution Line Message Specification
HDLC	High–Level Data Link Control
L	Фаза, фазный провод
N	«Нуль», нейтраль, «нулевой» провод
P_{LIM}	Значение $УПМ_К$
USB–RF	Конвертор USB–RF РиМ 043.04 для связи со счётчиками по интерфейсу RF868
USB–RS	Конвертор USB–RS232/RS485 РиМ 093.01

Настоящее руководство по эксплуатации позволяет ознакомиться со структурой и основными принципами работы счетчиков электрической энергии однофазных статических РиМ 289.21, РиМ 289.22, РиМ 289.23, РиМ 289.24 (далее – счетчики) и устанавливает правила эксплуатации, соблюдение которых обеспечивает поддержание счетчиков в исправном состоянии.

При изучении и эксплуатации необходимо дополнительно руководствоваться следующими документами:

Методика поверки, подробнее см. приложение Л.

Терминал мобильный РиМ 099.01. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.426487.030 РЭ.

1 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

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

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

1.3 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.

1.4 В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети <u>только в ручном режиме</u>. 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.

2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ

2.1 Назначение счетчиков

2.1.1 Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 289.21, РиМ 289.22, РиМ 289.23, РиМ 289.24 – счетчики непосредственного включения, являющиеся многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения, см. таблица 2.1).

2.1.2 Счетчики соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11–2012, ГОСТ 31819.21–2012, ГОСТ 31819.23–2012.

2.1.3 Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

<table>
<tr><th>Условное обозначение счетчика</th><th>УКН</th><th>Датчик тока нулевого провода</th><th>Резидентные интерфейсы</th><th>Базовый/ максимальный ток, А</th><th>Класс точности при измерении активной /реактивной энергии</th><th>Номинальное напряжение, В</th></tr>
<tr><td>РиМ 289.21</td><td>Нет</td><td rowspan="2">Нет</td><td rowspan="4">Оптопорт, ИСК[1)], RS–485, RF868 [2)]</td><td rowspan="4">5 / 100</td><td rowspan="4">1 / 2</td><td rowspan="4">230</td></tr>
<tr><td>РиМ 289.22</td><td>Есть</td></tr>
<tr><td>РиМ 289.23</td><td>Нет</td><td rowspan="2">Есть</td></tr>
<tr><td>РиМ 289.24</td><td>Есть</td></tr>
<tr><td colspan="7">[1)] Интерфейс связи с коммуникатором. Коммуникатор, при наличии, см. подробнее вариант комплекта поставки в разделе 15 паспорта, реализует дополнительные интерфейсы PLC, RF, GPRS или др. Номенклатура комплектов поставки приведена в приложении К.
[2)] Только для счётчиков с версией ПО 3.00 и выше.</td></tr>
</table>

2.1.4 Счетчики выполняют измерение энергии:

– активной импортируемой (прием) в I и IV квадрантах, потарифно;
– активной экспортируемой (отдача) в II и III квадрантах, потарифно;
– реактивной импортируемой (прием) в I и II квадрантах, потарифно;
– реактивной экспортируемой (отдача) в III и IV квадрантах, потарифно.

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

2.1.5 Режим учета активной энергии программируется на учет активной энергии по модулю (I, II, III и IV квадранты) или на раздельный учет импортируемой (I и IV квадранты) и экспортируемой (II и III квадранты) активной энергии.

2.1.6 Режим учета активной и реактивной энергии, удельной энергии потерь в цепи тока, режим измерения активной, реактивной и полной мощности программируется на учет по нулевому проводу, в случае превышения тока в нулевом проводе над током в фазном проводе (в зависимости от исполнения, см. таблица 2.1).

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

2.1.8 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.

2.1.9 Счетчики измеряют среднеквадратическое значение тока фазного провода, среднеквадратическое значение фазного напряжения, частоту питающей сети, значения активной, реактивной и полной мощностей, удельную энергию потерь в цепи тока, коэффициент реактивной мощности цепи tg φ, коэффициент мощности cos φ, а также среднеквадратическое значения тока нулевого провода и небаланс токов фазного и нулевого проводов (в зависимости от исполнения, см. таблицу 2.1).

2.1.10 Счетчики измеряют параметры показателей качества электрической энергии: установившееся отклонение напряжения $\delta U_У$, отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонение напряжения и отклонение частоты Δf по ГОСТ 32144–2013, ГОСТ 30804.4.30–2013, класс S.

2.1.11 Счетчики оснащены гальванически развязанными резидентными интерфейсами: оптопортом, RS–485, ИСК и RF868 (подробнее см. таблицу 2.1).

2.1.12 Счетчики обеспечивают ретрансляцию данных и команд по интерфейсу RF868.

2.1.13 Информационные протоколы обмена резидентных интерфейсов счетчиков соответствуют СПОДЭС ПАО «Россети», IEC 62056–46(2007) (DLMS COSEM, профиль HDLC). Для счётчиков с версией ПО 4.00 и выше – ГОСТ Р 58940–2020.

При применении соответствующих внешних конверторов интерфейсов резидентные интерфейсы счетчика могут быть совместимы с нестандартными протоколами обмена производителей устройств АС.

2.1.14 Резидентные интерфейсы счетчиков предназначены для дистанционного управления, считывания измерительной информации, конфигурирования (параметрирования) с фиксацией меток времени соответствующих событий и измерительной информации, локального обмена данными и подключения к АС.

Счётчики совместимы с АС «РМС–2150» разработки АО «РиМ» и с АС «Пирамида 2.0», «Пирамида–Сети», «Энергосфера», «Телескоп+», «Энфорс» разработки сторонних организаций.

Счётчики совместимы с устройствами сбора АС: терминалом мобильным РиМ 099.01 и маршрутизатором каналов связи РиМ 099.03.

2.1.15 Счетчики оснащены отсеком для размещения встраиваемого коммуникатора, предназначенного для реализации обмена с внешними устройствами АС по интерфейсам PLC, RF, GSM и др. Тип установленного коммуникатора, при его наличии, указан в варианте комплекта поставки счетчика (см. раздел 15 паспорта). Номенклатура комплектов поставки приведена приложении К.

Обмен данными между счетчиком и встраиваемым коммуникатором осуществляется по ИСК.

Питание встраиваемого коммуникатора осуществляется подключением его к разъему, расположенному в отсеке. Номинальная активная мощность, потребляемая коммуникатором, должна быть не более 3 Вт.

2.1.16 Конфигурирование счетчиков выполняется при помощи программы–конфигуратора «Программирование счетчиков РиМ по технологии DLMS/COSEM» с использованием терминала мобильного РиМ 099.01 соответствующего исполнения, который представляет собой персональный компьютер, оснащенный набором необходимых устройств и программных продуктов для локального или дистанционного обмена данными со счетчиками.

Подробное описание функциональных возможностей резидентных интерфейсов счетчиков приведено в приложении Г.

2.1.17 Характеристики интерфейсов:

2.1.17.1. Характеристики оптопорта:

– скорость обмена данными, Бод	от 300 до 9600;
– конструкция, магнитные и оптические характеристики	IEC 62056–21.

2.1.17.2. Характеристики RS–485:

– скорость обмена данными, Бод	от 9600 до 19200;
– питание	от внутреннего источника питания.

2.1.17.3. Характеристики ИСК:

– скорость обмена данными, Бод	9600;
– тип интерфейса	UART;
– характеристики оптического сигнала	в соответсвие IEC 62056–21.

2.1.17.4. Характеристики RF868 [1)]

– скорость обмена данными, Бод	9600;
– полоса радиочастот, МГц	868,7–869,2;
– максимальная ЭИМ, мВт	25.

2.1.18 Счетчики оснащены электронным дисплеем. Вывод данных на электронный дисплей выполняется в автоматическом режиме и в ручном режиме при помощи кнопки управления
(далее – КнУ), в том числе при отсутствии сетевого напряжения. Предусмотрена подсветка индикации.

Внимание! Использовать индикацию показаний, при отсутствии сетевого напряжения на счетчике, следует в исключительных случаях во избежание преждевременного разряда источника питания ЧРВ.

2.1.19 Информация на дисплее счетчика отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию – на русском языке.

2.1.20 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.

2.1.21 Счетчики оснащены ДМП. Состояние ДМП считывается по интерфейсам при помощи устройств АС, а также сохраняется в соответствующий журнал с привязкой по времени.

2.1.22 Счетчики оснащены ЭПл и ЭПлК срабатывающеми в том числе при отсутсвии сетевого питания. Состояние ЭПл и ЭПлК считывается по интерфейсам при помощи устройств АС, а также сохраняется в соответствующем журнале с привязкой по времени.

[1)] Соответствует решению ГКРЧ № 07–20–03–001 (Приложение 11).

2.1.23 Для поддержания работоспособного состояния ЧРВ в счетчиках применены источники питания:

а) **основной** – ионистр, со сроком эксплуатации не менее 30 лет;

б) **резервный** – литиевый источник питания.

2.1.24 Резервный источник питания ЧРВ размещен в отсеке коммуникатора и снабжен отдельной крышкой, что позволяет проводить его замену без нарушения пломбы поверителя, подробнее см. приложение И.

2.1.25 Срок энергетической автономности хода ЧРВ:

а) от резервного источника питания ЧРВ – не менее 16 лет;

б) от основного источника питания ЧРВ (в случае разряда резервного источника питания ЧРВ) – не менее 60 ч.

2.1.26 Корректировка ЧРВ счетчика выполняется:

– автоматически при каждом считывании данных со счетчика при помощи устройств АС при несовпадении времени ЧРВ счетчика с текущим временем АС;

– в ручном режиме при помощи программы–конфигуратора.

2.1.27 Счетчики, в зависимости от исполнения, см таблица 2.1, оснащены УКН, позволяющем выполнять отключение/подключение абонента автоматически в случае наступления настраиваемых программно событий или дистанционно при помощи устройств АС по всем имеющимся интерфейсам.

Характеристики УКН – см. 2.2.

Счётчики с ПО версии 4.00 и выше оснащены физической (аппаратной) блокировкой срабатывания УКН и определяют текущее состояние УКН путём оценки наличия напряжения со стороны нагрузки.

Подробнее см. приложение Е.

2.1.28 Счетчики диагностируют и отображают в статусной информации и на своём дисплее события: текущее состояние УКН, состояние ЧРВ (корректность даты и времени счетчика), события, связанные со срабатыванием электронных пломб, ДМП и т. д. (см. приложение Д).

2.1.29 При фиксации счетчиком событий (функция автоматического отслеживания событий – опция), к которым относятся:

– срабатывание ЭПл и (или) ЭПлК;
– сработывание ДМП;
– срабатывание УКН (подробнее см. приложение Ж);
– включение/отключение счетчика;
– конфигурирование (параметрирование) счетчика;
– изменение статуса самодиагностики (подробнее см. приложение Д, таблица Д.12);
– изменение статуса качества сети (подробнее см. приложение Д, таблица Д.11);

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

2.1.30 Счетчики реализуют функцию самодиагностики и формируют код режима работы (статус), отражающий состояние блока памяти, измерительного блока, тактового генератора, вычислительного блока, источника питания, дистанционного дисплея, ЧРВ и др.

2.1.31 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.

Все журналы сохраняются в энергонезависимой памяти с временем сохранения данных при отсутствии сетевого напряжения не менее 40 лет. Журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы–конфигуратора.

Подробное описание журналов – в приложении Д.

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

2.1.33 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.

2.1.34 Счетчики оснащены электрическим испытательным выходом ТМ который используются при поверке счетчика при измерении активной и реактивной энергии, и оптическим индикатором ТМ, который является технологическим. Конфигурирование испытательного выхода ТМ и индикатора ТМ по виду измеряемой энергии (активной или реактивной) выполнятся программно. Характеристики испытательного выхода соответствуют ГОСТ 31818.11–2012.

2.1.35 Счетчики выполняют измерение температуры внутри корпуса в диапазоне от минус 45 °С до плюс 85 °С (справочный параметр).

2.1.36 Счетчики, по требованию заказчика, могут быть укомплектованы автономным (работающим без источника питания), разрушаемым детектором электромагнитного поля. Разрушение происходит при превышении плотности энергии электромагнитного поля (СВЧ и ВЧ диапазонов), вызывающего недопустимое отклонение метрологических характиристик (или выход из строя) счетчика. Детектор имеет уникальный серийный номер и выполнен на основе RFID-метки HF–диапазона (13,56 МГц), что позволяет считывать номер при помощи NFC–считывателя (например, смартфона). Детектор размещённой внутри корпуса.

2.2 Основные метрологические и технические характеристики

Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	100
Номинальное напряжение, В	230
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения [1], В	от 140 до 264
Предельный рабочий диапазон фазного напряжения [2], В	от 0 до 400
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	1/2
Стартовый ток при измерении активной/реактивной энергии, мА	20/25
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч) [имп./(квар·ч)]	4000
Погрешность измерения:	
удельной энергии потерь в цепи тока (подробнее см. 2.4.8), %, не более	±1,0
активной мощности:	
соответствует классу точности при измерении активной энергии	
реактивной мощности:	
соответствует классу точности при измерении реактивной энергии	
полной мощности (подробнее см. 2.4.11), %, не более	±3,0
напряжения (подробнее см. 2.4.5), %, не более	±0,5
тока (подробнее см. 2.4.4), %, не более	±0,5
небаланс токов в фазном и нулевом проводах (абсолютный и относительный)	см. 2.4.13
частоты сети (подробнее см. 2.4.6), Гц, не более	±0,030
коэффициента мощности cos φ (подробнее см. 2.4.10), %, не более	±4,0
коэффициент реактивной мощности цепи tg φ (подробнее см. 2.4.9), %, не более	±2,5
установившегося отклонение напряжения основной частоты (подробнее см. 2.4.7) , %, не более	±0,5
отклонения частоты (подробнее см. 2.4.7), Гц, не более	±0,030
Суточный ход ЧРВ:	
при нормальных условиях, с/сут, не более	0,5
в предельном рабочем диапазоне температор, с/сут, не более	3,35
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети	см. 2.1.24

[1] Расширенный рабочий диапазон напряжений – предельные условия, характеризуется смягченными требованиями к точности при измерении энергии и мощности в соответствии с ГОСТ 31819.21–2012, ГОСТ 31819.22–2012, ГОСТ 31819.23–2012.

[2] Предельный рабочий диапазон – предельные условия, которые работающий счетчик может выдержать без повреждения и ухудшения метрологических характеристик при последующей его эксплуатации в установленных рабочих условиях.

Характеристики тарификатора:	
количество тарифов	8
количество тарифных зон, не более	48
максимальный интервал действия тарифных зон, ч	24
дискретность интервала действия тарифных зон, мин	1
специальных дней (праздничных дней и дней переноса)	16
Характеристики УКН (при его наличии, см. таблицу 2.1):	
коммутируемый ток	
при напряжении не более 264 В и *cos φ*=1, А, не более	100
при напряжении не более 250 В и *cos φ*=1, А, не более	110
количество коммутаций, не менее	10^4
Потребляемая мощность активная (полная)	
цепями тока [1)], В•А, не более	0,1
цепью напряжения [1), 2)], Вт (В•А), не более	1,5 (4)
встраиваемым коммуникатором, Вт, не более	3,0
Номинальный ток собственного потребления	
цепью напряжения [1), 2)], мА, не более	20
Масса, кг, не более	1,5
Габаритные размеры, мм, не более	см. приложение Б
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	220 000
Средний срок службы $T_{СЛ}$, лет, не менее	30

Условия эксплуатации счетчиков У3 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 45 °С до плюс 60 °С, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха до 95 % при температуре окружающего воздуха плюс 35 °С (100 % при плюс 25 °С), атмосферном давлении от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.). Предельный рабочий диапазон температур от минус 45 °С до плюс 70 °С.

КнУ счетчиков функционирует при температуре от минус 25 °С 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.

Степень защиты корпуса счетчика от проникновения пыли и воды – IP51 по ГОСТ 14254–2015.

[1)] Цепи напряжения счетчика – параллельные цепи. Цепи тока счетчика – последовательные цепи.

[2)] Без учета мощности, потребляемой встраиваемым коммуникатором.

2.3 Перечень величин, измеряемых счетчиком

2.3.1 Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.2.

Таблица 2.2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия [5), 6), 7)]	
активная импортируемая (I и IV квадрант)	Потарифно
активная экспортируемая (II и III квадрант)	
реактивная импортируемая (I и II квадрант)	
реактивная экспортируемая (III и IV квадрант)	
удельная энергия потерь в линии (цепях тока) [4), 6)]	
Мощность [1), 6)]	–
активная (I и IV квадрант – положительная, II и III квадрант – отрицательная) [5)]	–
реактивная (I и II квадрант – положительная, III и IV квадрант – отрицательная) [5)]	–
полная [4)]	–
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале (активная интервальная мощность, $P_{ИНТ}$) [2), 4)]	–
Максимальное значение средней активной мощности в текущем отчетном периоде (максимальная $P_{ИНТ}$ в текущем отчетном периоде, $P_{ИНТ\ МАКС}$) [4)]	–
Максимальное значение средней активной мощности за прошедщий отчетный период ($P_{ИНТ\ МАКС}$ на РДЧ, $P_{РДЧ}$) [4)]	–
Ток фазного провода, среднеквадратическое (действующее) значение [1)]	–
Ток нулевого провода, среднеквадратическое (действующее) значение [1)]	–
Абсолютный небаланс токов в фазном и нулевом проводах I_{Δ} [4), 8)]	–
Относительный небаланс токов в фазном и нулевом проводах I_{δ} [4), 8)]	–
Напряжение (фазное), среднеквадратическое (действующее) значение [1)]	–
Установившееся отклонение напряжения основной частоты [3)]	–
Отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонение напряжения [3), 8)]	
Частота сети [3)]	–
Отклонение частоты [3)]	–
Коэффициент мощности cos φ [4), 6)]	–
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ [4), 6)]	–
Температура внутри корпуса счетчика [4)]	–

[1)] Время интегрирования значений (период измерения) токов, напряжения, мощностей составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения).

[2)] Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 мин.

[3)] 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 значения напряжения 10 периодов напряжения в соответствии с требованиями S по ГОСТ 30804.4.30–2013.

[4)] Для технического учета.

[5)] Импортируемая – прием, экспортируемая – отдача. Расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23–2012.

[6)] Режим учета активной и реактивной энергии, удельной энергии потерь в цепи тока, активной, реактивной и полной мощности настраивается программно на автоматический переход на учет по нулевому проводу, в случае превышения тока в нулевом проводе над током в фазном проводе.

[7)] Режим учета активной энергии настраивается программно на учет по модулю или на раздельный учет импортируемой и экспортируемой.

[8)] Только для счётчиков РиМ 289.2Х с версией ПО 3.00 и выше.

2.3.1.1 Активная и реактивная мощность с периодом интегрирования 1 с (текущая мощность, активная $P_{ТЕК}$ или реактивная $Q_{ТЕК}$ соответственно), определяются как энергия, потребленная за 1 с (активная и реактивная соответственно).

2.3.1.2 Полная мощность с периодом интегрирования 1 с (далее – текущая полная мощность, $S_{ТЕК}$) определяется по формуле

$$S_{TEK} = U \bullet I, \tag{2.1}$$

где U – среднеквадратическое значение напряжения, В;

I – среднеквадратическое значение тока, А;

$S_{ТЕК}$ – текущее значение полной мощности, В•А.

2.3.1.3 Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

$$W_I = \frac{10^{-3}}{3600}\int_0^T I^2 dt, \tag{2.2}$$

где W_I – расчетное значение удельной энергии потерь в цепях тока, кА^2•ч;

I – среднеквадратичное значение тока, А;

T – время работы счетчика, с.

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

$$P_{ИНТ} = \frac{1}{T}\int_0^T P_{TEK} dt, \tag{2.3}$$

где $P_{ИНТ}$ – расчетное значение средней активной мощности на программируемом интервале, Вт;

$P_{ТЕК}$ –значение текущей активной мощности, Вт;

T – длительность программируемого интервала, с.

2.3.1.5 Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде ($P_{ИНТ\ МАКС}$) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений $P_{ИНТ}$ за текущий месяц.

2.3.1.6 Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале за прошедший отчетный период ($P_{РДЧ}$) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений $P_{ИНТ}$ за прошедщий месяц.

2.3.1.7 Коэффициент мощности cos φ определяется по формуле

$$\cos\varphi = \frac{P_{TEK}}{S_{TEK}}, \tag{2.4}$$

где cos φ – расчетное значение коэффициента мощности;

$S_{ТЕК}$ – расчетное значение текущей полной мощности, В•А;

$P_{ТЕК}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

2.3.1.8 Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ определяется по формуле

$$tg\varphi = \frac{|Q_{TEK}|}{|P_{TEK}|}, \tag{2.5}$$

где tg φ – расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

$Q_{ТЕК}$ – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

$P_{ТЕК}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

2.3.1.9 Абсолютный небаланс токов в фазном и нулевом проводах I_Δ должен определяться по формуле

$$I_\Delta = I_\Phi - I_N, \tag{2.6}$$

где I_Δ – расчетное значение абсолютного небаланса токов в фазном и нулевом проводах, А;

I_Φ – среднеквадратическое значение тока фазного провода, А;

I_N – среднеквадратическое значение тока нулевого провода, А.

2.3.1.10 Относительный небаланс токов в фазном и нулевом проводах I_δ должен определяться по формуле

$$I_\delta = \frac{I_\Phi - I_N}{I_\Phi} \bullet 100, \tag{2.7}$$

где I_δ – расчетное значение относительного небаланса токов в фазном и нулевом проводах, %;

I_Φ – среднеквадратическое значение тока фазного провода, А;

I_N – среднеквадратическое значение тока нулевого провода, А.

2.3.1.11 Определение параметров качества электроэнергии

Параметры качества электроэнергии определяются относительно одного из значений, определяемых программно – номинального фазного значения напряжения или согласованного фазного значения при номинальной частоте 50 Гц:

а) установившееся отклонение напряжения $\delta U_У$ определяется по 5.13 ГОСТ 30804.4.30–2013, класс S;

б) отклонение частоты Δf должно определяться по 5.1 ГОСТ 30804.4.30–2013, класс S, 4.2.1 ГОСТ 32144–2013;

в) отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонение напряжения (медленные изменения напряжения) должны определяться по 5.12 ГОСТ 30804.4.30–2013.

2.3.2 Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда[2)]
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}
Абсолютный небаланс токов в фазном и нулевом проводах [1)]	А	10^2 / 10^{-3}
Относительный небаланс токов в фазном и нулевом проводах [1)]	%	10^2 / 10^0
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	10^2 / 10^{-2}
Частота сети	Гц	10^1 / 10^{-3}
Удельная энергия потерь в цепи тока [1)]	$кА^2$ •ч	10^5 / 10^{-2}
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ [1)]	безразм.	10^3 / 10^{-3}
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	10^0 / 10^{-3}
Температура внутри корпуса счетчика	°С	10^1 / 10^{-2}

[1)] На дисплей счетчиков не выводится.
[2)] При выводе на дисплей счетчиков и по всем интерфейсам.

2.4 Показатели точности счетчиков

2.4.1 При измерении энергии (активной и реактивной) счетчики соответствуют требованиям точности раздела 8 ГОСТ 31819.21–2012 при измерении активной энергии и раздела 8 ГОСТ 31819.23–2012 при измерении реактивной энергии.

Примечание – Для счетчиков, измеряющих ток нулевого провода (см. таблица 2.1), требования предъявляются также при измерении активной и реактивной энергии по нулевому проводу.

2.4.1.1 Значения стартового тока счетчиков при измерении активной и реактивной энергии 20 мА и 25 мА соответсвенно.

2.4.1.2 Допускаемая основная погрешность, вызываемая изменением тока, для счетчиков, находящихся в нормальных условиях, соответствует требованиям 8.1 ГОСТ 31819.21–2012 при измерении активной энергии и ГОСТ 31819.23–2012 при измерении реактивной энергии.

2.4.1.3 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне напряжений, соответствует требованиям 8.2 ГОСТ 31819.21–2012 при измерении активной энергии и 8.2 ГОСТ 31819.23–2012 при измерении реактивной энергии.

2.4.1.4 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне напряжений, соответствует требованиям 8.2 ГОСТ 31819.21–2012 при измерении активной энергии и 8.2 ГОСТ 31819.23–2012 при измерении реактивной энергии.

2.4.1.5 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением напряжения ниже границы расширенного диапазона, соответствует требованиям 8.2 ГОСТ 31819.21–2012 при измерении активной энергии и 8.2 ГОСТ 3181923–2012 при измерении реактивной энергии.

2.4.1.6 Дополнительные погрешности, вызываемые другими влияющими величинами по отношению к нормальным условиям, соответствует требованиям 8.2 ГОСТ 31819.21–2012 при измерении активной энергии и 8.2 ГОСТ 31819.23–2012 при измерении реактивной энергии.

2.4.2 При измерении мощности активной и реактивной с периодом интегрирования 1 с.

Примечание – Для счетчиков, измеряющих ток нулевого провода (см. таблица 2.1), требования предъявляются также при измерении активной и реактивной мощности по нулевому проводу.

2.4.2.1 Допускаемая основная погрешность δP, вызываемая изменением тока, для счетчиков, находящихся в нормальных условиях, при измерении $P_{ТЕК}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии в соответствии с требованиями 8.1 ГОСТ 31819.21–2012.

2.4.2.2 Допускаемая основная погрешность δQ, вызываемая изменением тока, для счетчиков, находящихся в нормальных условиях, при измерении $Q_{ТЕК}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения реактивной энергии в соответствии с требованиями 8.1 ГОСТ 31819.23–2012.

2.4.2.3 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21–2012 и 8.5 ГОСТ 31819.23–2012, не превышают пределов дополнительных погрешностей для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ 31819.21–2012 при измерении $P_{ТЕК}$ и таблицей 8 ГОСТ 31819.23–2012 при измерении $Q_{ТЕК}$.

2.4.3 При измерении $P_{ИНТ}$, $P_{ИНТ\ МАКС}$ и $P_{РДЧ}$

Примечание – Для счетчиков, измеряющих ток нулевого провода (см. таблица 2.1), требования предъявляются также при измерении $P_{ИНТ}$, $P_{ИНТ\ МАКС}$ и $P_{РДЧ}$ по нулевому проводу.

2.4.3.1 Допускаемая основная погрешность при измерении $P_{ИНТ}$, $P_{ИНТ\ МАКС}$ и $P_{РДЧ}$, вызываемая изменением тока, для счетчиков, находящихся в нормальных условиях, не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергиии в соответствии с требованиями 8.1 ГОСТ 31819.21–2012.

2.4.3.2 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21–2012 не превышают пределов дополнительных погрешностей для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ 31819.21–2012.

2.4.4 При измерении среднеквадратического значения тока.

2.4.4.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратического значения тока фазного провода δI не превышает пределов, указанных в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Ток, от $I_б$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратического значения тока, %
0,1	±0,5
1,0	±0,5
$I_{МАКС}$	±0,5

2.4.4.2 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратического значения тока нулевого провода δI_N не превышает пределов, указанных в таблице 2.4.

2.4.5 При измерении среднеквадратического значения напряжения.

2.4.5.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратического значения напряжения не превышает пределов, указанных в таблице 2.5.

Таблица 2.5

Диапазон измеряемых среднеквадратических значений фазного напряжения, В	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении напряжения, %
От 140 до 264	±0,5

2.4.5.2 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднего значения фазного напряжения на программируемом интервале не превышает значений, приведенных в таблице 2.5.

2.4.6 При измерении частоты сети.

2.4.6.1 Абсолютная погрешность при измерении частоты сети не превышает ± 0,030 Гц.

2.4.6.2 Диапазон измеряемых частот от 42,5 до 57,5 Гц по классу S ГОСТ 30804.4.30–2013.

2.4.7 При измерении показателей качества электроэнергии.

2.4.7.1 Параметры качества электроэнергии определяют относительно номинального фазного напряжения или заданного (согласованного) напряжения.

2.4.7.2 Требования к точности при измерении показателей качества электроэнергии соответствуют классу S по ГОСТ 30804.4.30–2013 с уточнениями:

а) требования к точности при измерении установившегося отклонения напряжения основной частоты δUy соответствуют 5.13.2 ГОСТ 30804.4.30–2013 – не более ± 0,5 % в диапазоне значений от минус 30 % до плюс 20 %.

б) требования к точности при измерении отклонения частоты Δf соответствуют 5.1.2 ГОСТ 30804.4.30–2013 ± 0,030 Гц в диапазоне значений отклонения от минус 7,5 до плюс 7,5 Гц.

в) требования к точности при измерении отрицательного δU(–) и положительного δU(+) отклонения напряжения должны соответствовать 5.12.2 ГОСТ 30804.4.30 – не более ± 0,5 % в диапазоне значений от минус 30 % до плюс 50 %.

2.4.8 При измерении удельной энергии потерь в цепях тока

Примечание – Для счетчиков, измеряющих ток нулевого провода (см. таблица 2.1), требования предъявляются также при измерении удельной энергии потерь в цепи тока по нулевому проводу.

Допускаемая относительная погрешность при измерении удельной энергии потерь в цепях тока не превышает пределов, приведенных в таблице 2.6.

Таблица 2.6

Ток, от $I_б$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока, %
0,1	±1,0
1,0	±1,0
$I_{МАКС}$	±1,0

2.4.9 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи tg φ

Примечание – Для счетчиков, измеряющих ток нулевого провода (см. таблица 2.1), требования предъявляются также при измерении коэффициента реактивной мощности цепи по нулевому проводу.

2.4.9.1 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении tg φ определяются по формуле

$$\delta tg\varphi = \pm\sqrt{\delta P^2 + \delta Q^2}, \qquad (2.8)$$

где $\delta tg\,\varphi$ – расчетное значение допускаемой относительной погрешности при измерении tg φ, %;

δP – допускаемая относительная погрешность при измерении активной мощности, %;

δQ – допускаемая относительная погрешность при измерении реактивной мощности, %.

Допускаемая основная относительная погрешность при измерении tg φ не превышает пределов, приведенных в таблице 2.7.

Таблица 2.7

Ток, от $I_б$	Пределы допускаемой погрешности, при измерении tg φ, %
0,2	±3,5
1,0	±3,0
$I_{МАКС}$	±3,0

2.4.9.2 Диапазон измеряемых значений tg φ от 0,25 до 1,75.

2.4.10 При измерении коэффициента мощности cos φ.

Примечание – Для счетчиков, измеряющих ток нулевого провода (см. таблица 2.1), требования предъявляются также при измерении коэффициента мощности cos φ по нулевому проводу.

Допускаемая основная относительная погрешность при измерении cos φ не превышает ± 4 %.

2.4.11 При измерении полной мощности.

Примечание – Для счетчиков, измеряющих ток нулевого провода (см. таблица 2.1), требования предъявляются также при измерении полной мощности по нулевому проводу.

Допускаемая основная относительная погрешность при измерении полной мощности не превышает ± 3,0 %.

2.4.12 При измерении температуры внутри корпуса счетчика

Абсолютная погрешность при измерении температуры внутри корпуса счетчика не превышает ± 5 °С в диапазоне температур от минус 45 °С до плюс 85 °С.

2.4.13 Требования к точности при измерении абсолютного I_Δ и относительного I_δ небаланс токов в фазном и нулевом проводах

2.4.13.1 Допускаемая абсолютная погрешность при измерении I_Δ должна определяться по формуле

$$\Delta I_\Delta = \Delta I_\Phi + \Delta I_N, \qquad (2.9)$$

где ΔI_Δ – расчетное значение допускаемой абсолютной погрешности при измерении I_Δ, А;

ΔI_Φ – абсолютная погрешность для действующего значения тока фазного провода, А;

ΔI_N – абсолютная погрешность для действующего значения тока нулевого провода, А

2.4.13.2 Допускаемая абсолютная погрешность при измерении I_δ не должна превышать ± 1 %.

2.4.13.3 Действующие значения тока фазного I_Φ и нулевого I_N проводов должны находится в пределах диапазона приведенного в 2.4.4.

2.5 Программное обеспечение

2.5.1 Встроенное ПО счетчиков должно сохраняться в постоянном запоминающем устройстве контроллера счетчика. Считывание исполняемого кода из счетчика и модификация метрологически значимой части ПО, калибровочных коэффициентов и измеренных данных с использованием интерфейсов счетчика невозможны.

Встроенное ПО счетчиков версии 4.00 и выше разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Реализована возможность обновления метрологически незначимой части программного обеспечения без воздействия на метрологически значимую часть и без потери измеренных данных и журналов событий.

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

2.5.3 Идентификационные данные метрологически значимой части ПО должны соответствовать приведенным в таблице 2.8 для счетчиков версии 3.99 и ниже, и в таблице 2.9 для счётчиков версии 4.00 и выше.

Таблица 2.8

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Исполнения счетчиков
РиМ 289.2Х программа	РМ2892Х ВНКЛ.411152.114 ПО	не ниже v1.00	–	РиМ 289.21
РиМ 289.2Х–01 программа	РМ2892Х ВНКЛ.411152.114–01 ПО	не ниже v1.00		РиМ 289.22
РиМ 289.2Х–02 программа	РМ2892Х ВНКЛ.411152.114–02 ПО	не ниже v1.00		РиМ 289.23
РиМ 289.2Х–03 программа	РМ2892Х ВНКЛ.411152.114–03 ПО	не ниже v1.00		РиМ 289.24

Таблица 2.9

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Исполнения счетчиков	РиМ 289.21, РиМ 289.23	РиМ 289.22, РиМ 289.24
Идентификационное наименование программного обеспечения	РМ28921 ВНКЛ.411152.114 ПО	РМ28922 ВНКЛ.411152.114–01 ПО
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	v4.xx	
Код идентификационного наименования и номера версии (идентификационный номер) программного обеспечения	02892104	02892204
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	E1 44 89 4F 70 DB AA 03 2D 19 D0 D2 F2 19 9D 1C	00 0E 81 3D 74 BC AB D7 05 BF 38 C3 89 E1 CF E2
Диапазон адресов расположения программного обеспечения в постоянном запоминающем устройстве контроллера счётчика	с 0x0805C000 по 0x0805FFFF	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5	

2.5.4 Встроенное ПО счетчиков обеспечивает возможность шифрования данных передаваемых по всем интерфейсам связи методом блочного шифра Galois/Counter Mode на основе алгоритма Advanced Encryption Standard AES–128.

2.5.5 Встроенное ПО счетчиков с версией 4.00 и выше обеспечивает возможность шифрования данных передаваемых по всем интерфейсам связи в режиме гаммирования и выработки имитовставки согласно ГОСТ 34.13–2018 на основе алгоритма ГОСТ 34.12–2018 («Кузнечик») согласно Р 1323565.1.032–2020.

2.5.6 Встроенное ПО поставляется в составе счётчика, предустановленным на заводе изготовителе и отдельно не предоставляется. В программном обеспечении реализованы все функциональные возможности счётчика, указанные в данном документе.

2.5.7 Встроенное ПО обеспечивает автоматическую перезагрузку в случае:

– обновления метрологически незначимой части ПО;

– срабатывания программного сторожевого таймера («watchdog») для защиты от зависания ПО.

2.5.8 Внесение изменений во встроенное ПО сопряжено с изменением версии ПО. Информация с указанием об обновлении встроенного ПО и списком вносимых изменений приводится на сайте предприятия–изготовителя www.ao-rim.ru/vers/.

2.6 Разграничение прав доступа к информации в счетчиках

2.6.1. Доступ к информации в счетчиках регламентирован несколькими уровнями секретности.

2.6.1.1. ***Публичный клиент (PC)*** (в программе–конфигураторе уровень доступа – минимальный) – не требует ввода пароля, шифрование не поддерживает. Для считывания доступны:

– логическое имя устройства (расшифровку см. в приложении Г);

– текущее время ЧРВ счетчиков.

2.6.1.2. ***Считыватель показаний (MR)*** (в программе–конфигураторе уровень доступа – низкий) – требует ввода пароля, поддерживает шифрование. Параметры для считывания описаны в приложении В.

2.6.1.3. ***Конфигуратор (US)*** (в программе–конфигураторе уровень доступа – высокий) – требует ввода пароля, поддерживает шифрование. Параметры для считывания и конфигурирования описаны в приложении Г.

Примечание – Подробнее см. СТО 34.01–5.1–006–2021 «Счетчики электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными».

ВНИМАНИЕ! В целях обеспечения информационной безопасности при вводе в эксплуатацию счетчиков рекомендуется изменить заводские установки паролей.

2.7 Считывание информации со счетчиков

2.7.1. Считывание информации со счетчиков выполняется локально по оптопорту или интерфейсу RS–485.

2.7.2. Считывание информации со счетчиков, снабженных интерфейсом ИСК (см. таблицу 2.1), возможно выполнять также с использованием коммуникаторов различных типов, встраиваемых в специально предназначенный для этого отсек в корпусе счетчика. Обмен данными между счетчиком и коммуникатором происходит через интерфейс ИСК, расположенный в отсеке коммуникаторов счетчика.

2.7.3. Считывание информации выполняется с обязательным вводом пароля соответствующему уровню секретности устанавливаемого соединения (см. 2.6).

2.7.4. Считывание информации выполняют при помощи специализированных устройств АС, например МТ с использованием устройства сопряжения оптического УСО–2, конвертора USB–RS, МКС или других устройств, работающих в соответствии со СПОДЭС ПАО «Россети». Обмен данными выполняется по запросу устройств АС.

При использовании МТ используется программа–конфигуратор (см. руководство по эксплуатации МТ). При использовании других устройств АС считывание данных выполняют в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационной документации на соответствующее устройство.

2.7.5. Перечень данных, доступных для считывания со счетчиков, приведен в таблице В.1.

2.8 Конфигурирование счетчиков

2.8.1. Конфигурирование счетчиков выполняется локально по оптопорту или интерфейсу RS–485.

2.8.2. Конфигурирование счетчиков, снабженных интерфейсом ИСК (см. таблицу 2.1), возможно выполнять также с использованием коммуникаторов различных типов, встраиваемых в специально предназначенный для этого отсек в корпусе счетчика. Обмен данными между счетчиком и коммуникатором происходит через ИСК, расположенный в отсеке коммуникатора счетчика.

2.8.3. Конфигурирование счетчиков выполняется с обязательным вводом пароля соответствующему уровню секретности устанавливаемого соединения (см. 2.6).

2.8.4. Конфигурирование счетчиков выполняется при помощи специализированных устройств АС, например МТ с использованием устройства сопряжения оптического УСО–2, конвертора USB–RS, МКС и других устройств, работающих в соответствии со СПОДЭС ПАО «Россети». Обмен данными выполняется по запросу устройств АС.

При использовании МТ используется программа–конфигуратор (см. руководство по эксплуатации МТ). При использовании других устройств АС считывание данных выполняют в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационной документации на соответствующее устройство.

2.8.5. Перечень параметров, доступных для конфигурирования, приведен в таблице В.1.

2.8.6. Начальные установки при выпуске счетчиков из производства приведены в приложении Е.

2.9 Комплект поставки счетчиков

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 2.10.

Таблица 2.10

Обозначение	Наименование	Количество
–	Счетчик электрической энергии однофазный статический РиМ 289.21 (РиМ 289.22, РиМ 289.23, РиМ 289.24) в упаковке	1 шт.
–	Паспорт	1 экз.
–	Коммуникатор [1), 3)]	–
–	Сервисное ПО [2)]	–
–	Методика поверки [2), 4)]	–
ВНКЛ.411152.114 РЭ	Руководство по эксплуатации [2)]	–
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РиМ 099.01 [3)]	–
ВНКЛ.411724.281	Устройство проверки ИСК [3)]	–
–	Комплект для крепления на DIN–рейку [3), 5)]	1 комплект

[1)] Счетчики по требованию заказчика могут комплектоваться коммуникатором РиМ 071.24 или др. Номенклатуру коммуникаторов подробнее см. приложение К.

[2)] Поставляется по отдельному запросу на электронном носителе или доступно на сайте www.ao–rim.ru.

[3)] Поставляется по отдельному заказу.

[4)] Подробнее см. приложение Л.

[5)] Счётчик может комплектоваться комплектом крепления на DIN рейку состоящим из кронштейна монтажного 209–120 2 шт. и винтов 4х14 ГОСТ 10619-80 (саморез потай) 2 шт.

2.10 Устройство и работа

2.10.1 Конструктивное исполнение

Основой конструкции счетчика является основание корпуса, в котором закреплен электронный блок, состоящий из источника питания с УКН (в зависимости от исполнения, см. таблица 2.1) с закрепленным на нем контроллером счетчика, и кассета клеммной колодки, образующая цоколь счетчика. Электронный блок покрыт влагозащитным покрытием.

Электронный блок закрыт прозрачной крышкой, на которую нанесен шильдик с нанесенными на нем обозначениями. Крышка крепится к основанию корпуса в нижней части – винтами, в верхней части – пломбировочным винтом с отверстием для установки свинцовой пломбы. Крышка содержит отсек, предназначенный для установки коммуникатора (отсек коммуникатора), который закрывается отдельной крышкой. В отсеке коммуникатора расположен отсек резервного источника питания ЧРВ с отдельной пломбируемой крышкой.

На плате контроллера расположены клеммы, на которые выведены конфигурируемое импульсное выходные устройства (ТМ) и контакты для подключения интерфейса RS–485 (TR+, TR–) и сенсоры электронных пломб.

Клеммная колодка счетчика имеет клеммные зажимы для подключения фазного и нулевого проводов.

Клеммная колодка и клеммники в процессе эксплуатации закрыты прозрачной клеммной крышкой, снабженной местами для установки пломбы энергосбытовой организации.

Для установки счетчика на месте эксплуатации в нижней части основания имеется два отверстия под крепежные винты, а в верхней части основания – петля.

2.10.2 Принцип работы счетчика

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов токов и напряжения при помощи специализированной микросхемы со встроенными аналого–цифровым преобразователем. Остальные параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем по измеренным значениям тока, напряжения и частоты сети.

2.10.3 Устройство и работа основных узлов счетчика

Основными узлами счетчиков являются:

- контроллер счетчика;
- источник питания;
- измерительные преобразователи тока;
- УКН (в зависимости от исполнения, см. таблица 2.1).

Контроллер счетчика состоит из следующих функциональных узлов:

- измерительный преобразователь напряжения;
- измеритель;
- контроллер;
- ЧРВ;
- источник питания ЧРВ;
- энергонезависимая память;
- устройство индикации;
- узел ЭПл и ЭПлК;
- ДМП;
- оптопорт;
- РЧПП;
- RS–485;
- ИСК.

В качестве **измерительных преобразователей тока** используются шунт в качестве датчика тока фазного провода и трансформатор тока с подавлением влияния постоянной составляющей в качестве датчика тока нулевого провода (в зависимости от исполнения, см. таблицу 2.1). У счетчиков с УКН (в зависимости от исполнения, см. таблицу 2.1) датчик тока фазного провода входит в состав УКН.

В качестве **измерительного преобразователя напряжения** используются резистивный делитель.

Источник питания – выполнен по схеме импульсного источника питания и вырабатывает основные напряжения питания всех узлов счетчика.

Измеритель – выполнен на специализированной измерительной микросхеме, которая включает в себя усилители каналов тока и напряжения, три аналого–цифровых преобразователя. Имеет внутренний источник опорного напряжения. Измеритель включает в себя также защитные и помехоподавляющие элементы.

Контроллер – осуществляет обработку результатов измерителя, управление интерфейсами счетчика, а также осуществляет обмен информацией с энергонезависимой памятью. Энергонезависимая память контроллера, счетчиков с ПО версии 4.0 и выше, защищена путём сравнения вычисленного значения контрольной суммы исполняемого кода (MD5) эталонным значением (см. таблицу 2.9).

Энергонезависимая память предназначена для хранения показаний и настроек счетчика при отключении напряжения сети, а также для хранения журналов счетчика. Время сохранения данных в энергонезависимой памяти более 40 лет. Энергонезависимая память имеет емкость не менее 4 Мбит. Счетчик выполняет самодиагностику (проверку) каждого блока памяти путём проверки контрольной суммы при его изменении и всех блоков данных через каждые 24 ч.

ЧРВ счетчика осуществляют ведение даты и времени [1)], входит в состав **контроллера**, обеспечивающего низкое потребление и высокую стабильность суточного хода часов за счет температурной коррекции частоты кварцевого резонатора, в том числе при отсутствии сетевого напряжения. При пропадании питания от основного и дополнительного источников питания, дата и время на счетчике фиксируется в неизменном состоянии.

Источник питания ЧРВ состоит из:

– основного источника питания ЧРВ – выполненного на базе ионистора (суперконденсатора), со сроком эксплуатации не менее 30 лет и обеспечивающего ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течени не менее 60 ч;

– резервного источника питания ЧРВ – выполненного на основе литиевого элемента питания, обеспечивающего ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течение 16 лет.

ДМП – состоит из трех датчиков магнитного поля, фиксирующих воздействие на них магнитного поля индукцией более 5 мТл.

Узел ЭПЛ и ЭПЛК – предназначен для обнаружения и фиксации вскрытия корпуса счетчика (ЭПл) и клеммной крышки (ЭПлК). Питание при отсутствии сетевого напряжения осуществляется от источника питания ЧРВ. Электронные пломбы фиксирует все моменты вскрытия с занесением соответствующих данных в журналы счетчика.

Оптический порт в части конструкции, магнитных и оптических характеристик соответствует IEC 62056–21, режим «E».

ИСК – интерфейс связи с коммуникатором, в части оптических характеристик соответствует IEC 62056–21.

УКН – устройство коммутации нагрузки имеет два устойчивых состояния (фиксируется в положениях «включено» и «отключено»), находясь в которых оно не потребляет энергию. Энергия потребляется только в момент переключения. Счетчик периодически контролирует состояние УКН и подает повторные управляющие сигналы. Счётчики с ПО версии 4.00 и выше оснащены физической (аппаратной) блокировкой срабатывания УКН и определяют текущее состояние УКН путём оценки наличия напряжения со стороны нагрузки и фиксирует количество циклов включения/отключения.

[1)] Под датой и временем, согласно СПОДЭС, понимается тип данных date–time содержащий в себе значения: года, месяца, дня месяца, дня недели, часа, минуты, секунды, сотой доли секунды, часового пояса и статуса времени.

Устройство индикации. Дисплей устройства индикации выполнен на основе многофункционального жидкокристаллического индикатора. На дисплее отображаются показания счетчика в соответствии с заданным режимом отображения.

Показания счетчика на дисплее можно переключить с помощью КнУ. Дисплей счетчиков снабжен подсветкой. Подсветка включается при нажатии на КнУ (краткое нажатие), отключается через 30 с после последнего нажатия на КнУ.

Устройство индикации может работать без сетевого напряжения. Для включения необходимо в течение двух секунд удерживать КнУ. Набор выводимых параметров при работе без сетевого напряжения ограничен (см. таблицу В.1). Подсветка дисплея без сетевого напряжения не включается.

РЧПП – приёмо–передающий радиомодем с встроенной (внутренней) антенной.

Интерфейс RS-485 является адресным, двунаправленным и позволяет получить всю информацию, имеющуюся в счётчике, а также запрограммировать различные параметры и режимы работы.

Скорость обмена по интерфейсу RS–485 от 9600 до 19200 Бод.

Питание интерфейсов RS–485 – внутреннее с гальванической развязкой от цепей счетчика.

Выводы интерфейсов RS–485 выведены на разъём расположенный на плате контроллера счетчика.

2.11 Средства измерения, инструмент и принадлежности

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения монтажа и эксплуатации счетчиков, приведен руководстве по монтажу счетчиков на опору ВЛ ВНКЛ.410106.007 Д.

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения поверки, приведен в методике поверки, подробнее см. приложение Л.

2.12 Маркировка и пломбирование

2.12.1 Маркировка счетчика, содержащая тип счетчика, тип коммуникатора (при его наличии), фирменный знак производителя, заводской номер, штриховой код счетчика, год изготовления и другие символы, предусмотренные ГОСТ 31818.11–2012, нанесены на корпусе счетчика.

2.12.2 Корпус счетчика пломбируется пломбой Поверителя. Пломба устанавливаются в отверстия на приливах внешнего корпуса и крышки счетчика (см. приложение Б).

Внимание! Пломбу на счетчик следует навешивать только с использованием проволоки пломбировочной, изготовленной из нержавеющей стали (например, проволоки 0,5–ТС–1–12Х18Н10Т ГОСТ 18143–72 или аналогичной). Пломбирование счетчиков с использованием медной проволоки, и проволоки из других материалов допускающих коррозию, недопустимо.

2.12.3 Клеммная колодка счетчика закрыты прозрачной крышкой, позволяющей контролировать правильность подключения счетчика. На клеммную крышку устанавливаются контрольные пломбы сетевой организации (подробнее см. приложение Б).

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ

3.1 Эксплуатационные ограничения

3.1.1 Подача на счетчики напряжения более предельного рабочего напряжения (см. 2.2) в течение длительного времени может привести к выходу счетчика из строя.

3.1.2 Использовать индикацию показаний при отсутствии сетевого напряжения на счетчиках следует в исключительных случаях во избежание преждевременного разряда элемента питания ЧРВ.

3.1.3 Протекание тока более максимального (см. таблицу 2.1) в течение длительного времени через токовую цепь счетчика может вызвать подгорание контактов, перегрев и оплавление УКН и выход счетчика из строя.

3.2 Подготовка счетчиков к использованию

3.2.1 Меры безопасности

По защите обслуживающего персонала счетчики относятся к классу защиты II по ГОСТ 12.2.007.0–75.

Монтаж и эксплуатация счетчиков должны проводиться в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Монтаж, демонтаж, вскрытие, поверку и клеймение должны производить специально уполномоченные организации и лица согласно действующим правилам по монтажу электроустановок.

3.2.2 Порядок внешнего осмотра счетчика перед установкой

Перед установкой счетчика следует проверить внешним осмотром:

– целостность корпуса счетчика, элементов конструкции, клемм для подключения к сети;

– наличие пломбы Поверителя.

3.2.3 Порядок установки счетчика

3.2.3.1 Установка счетчика должна производиться квалифицированным электромонтером уполномоченной организации, ознакомленным с настоящим руководством по эксплуатации.

3.2.3.2 Установка счетчика производится согласно схеме подключения, имеющейся на клеммной крышке (см. приложение А), в следующем порядке:

а) **обесточить сеть**;

б) разметить по установочным размерам счетчика и просверлить крепежные отверстия (в случае замены подобрать выдвижением кронштейна расстояние между верхней и нижними крепежными точками);

в) затянуть винты крепления кронштейна к основанию корпуса счетчика;

г) установить счетчик на крепежные отверстия;

д) подсоединить провода от ввода электрической энергии и нагрузки к счетчику в соответствии со схемой подключения, имеющейся на клеммной крышке (см. приложение А);

Примечание – Убедитесь в соответствии выбранного сечения проводов максимальному току потребления абонента. В однофазной двухпроводной сети с нагрузкой до 60 А рекомендуется использовать медные провода сечением не менее 10 мм^2 или алюминиевые не менее 16 мм^2, при токах до 80 А – 16 мм^2 и 25 мм^2, а при токах до 100 А – 25 мм^2 и 35 мм^2 соответственно.

е) затянуть все контактные винты клеммников на клеммной колодке;

Примечание – При подключении алюминиевых проводов к зажимам счетчика рекомендуется применять монтажный компаунд или проводящую пасту. После нанесения пасты на место контакта, затянуть соединение, подождать несколько минут, а затем подтянуть еще раз. Это ослабит влияние текучести алюминия в холодном состоянии.

ж) подать напряжение сети на счетчик;

и) убедиться, что на дисплее счетчика последовательно отображаются данные: номер версии, заводской номер счетчика и далее показания счетчика (подробнее – см. приложение В);

к) проверить работоспособность счетчика. После подачи напряжения на счетчик и при наличии тока нагрузки индикатор ТМ должен периодически мигать с частотой, пропорциональной мощности. При подключении нагрузки мощностью 1 кВт индикатор ТМ должен мигать с частотой приблизительно один раз в секунду;

л) провести конфигурирование счетчика по любому из интерфейсов при помощи МТ (см. руководство по эксплуатации МТ, электронный документ) или других устройств АС (см. руководство по эксплуатации соответствующего устройств АС);

Примечание – Рекомендуется выполнять конфигурирование счетчиков до установки на место эксплуатации.

ВНИМАНИЕ! Подключение интерфейса RS–485 выполнять при отключенном сетевом напряжении.

м) проверить работоспособность коммуникатора (при наличии, см. раздел 15 паспорта счетчика);

н) заполнить раздел «Свидетельство о вводе в эксплуатацию» паспорта счетчика;

п) занести данные в документы, предусмотренные организацией, проводящей установку счетчика у абонента;

р) закрыть клеммную крышку и опломбировать пломбой эксплуатирующей организации.

3.3 Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации

Показателями работоспособности счетчика в процессе эксплуатации являются:

– наличие показаний на дисплее;

– мигание индикатора ТМ с частотой, пропорционально мощности подаваемой на счетчик;

– передача данных по любому из имеющимся интерфейсов;

– на дисплее не должно быть символов, свидетельствующих о неисправности ЧРВ, разряде источника питания ЧРВ, наличии внешнего воздействия (см. приложение В).

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

4.1 Счетчики специальных мер по техническому обслуживанию не требуют, за исключением замены резервного источника питания ЧРВ, при снижении его напряжения ниже 3,2 В, о чем будет сигнализировать мигание знака «Заряд источника питания ЧРВ» на дисплее счетчика (так же напряжения резервного источника питания ЧРВ может быть считано со счетчика по любому из интерфейсов). Методика замены приведена в приложении И.

4.2 Поверка счетчиков проводится по методике поверки, подробнее см. приложение Л. Межповерочный интервал 16 лет.

5 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

Счетчики не подлежат ремонту на месте эксплуатации.

6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

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

6.2 Счетчики транспортируют в транспортной и потребительской таре.

Предельные условия транспортирования:

– тряска с ускорением не более 30 м/с² при частоте ударов от 80 до 120 в минуту;

– температура окружающего воздуха от минус 50 °С до плюс 70 °С;

– верхнее значение относительной влажности воздуха 95 % при температуре плюс 35 °С.

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

7 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 Условия эксплуатации счетчиков У3 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 45 °С до плюс 60 °С, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха до 95 % при температуре окружающего воздуха плюс 35 °С (100 % при плюс 25 °С), атмосферном давлении от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.). Предельный рабочий диапазон температур от минус 45 °С до плюс 70 °С.

КнУ счетчиков функционирует при температуре от минус 25 °С 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.

7.2 Установка, монтаж и эксплуатация счетчиков должны производиться в соответствии с руководством по эксплуатации и паспортом. Схемы подключения счетчиков приведены в приложении А.

7.3 При установке счетчиков рекомендуется использовать ограничители перенапряжений нелинейные ОПН-П-0,4/(0,38-0,5) УХЛ1 или аналогичные.

7.4 Номинальная активная мощность коммуникатора, устанавливаемого в отсек коммуникатора счетчика, не должна превышать 3 Вт.

7.5 Потребителю электрической энергии, эксплуатирующему счетчик (абоненту), **запрещается** проводить любые работы по установке, монтажу и техническому обслуживанию счетчиков.

8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

8.1 Изготовитель гарантирует соответствие счетчиков требованиям ТУ 4228–057–11821941–2012, ГОСТ 31818.11–2012, ГОСТ 31819.21–2012, ГОСТ 31819.23–2012 при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

8.2 Гарантийный срок эксплуатации – 5 лет с даты ввода счетчика в эксплуатацию, подтвержденной отметкой в паспорте или надлежащей копией акта ввода в эксплуатацию. При их отсутствии гарантийный срок исчисляется с даты изготовления.

8.3 Гарантийные обязательства не распространяются на счетчики:

а) с нарушенной пломбой поверителя;

б) со следами взлома, самостоятельного ремонта;

в) с механическими повреждениями элементов конструкции счетчиков и коммуникатора, при его наличии, или оплавлением корпуса, вызванными внешними воздействиями;

9 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ, ВОЗМОЖНЫХ ОШИБОК ПЕРСОНАЛА, ПРИВОДЯЩИХ К АВАРИЙНЫМ РЕЖИМАМ РАБОТЫ СЧЕТЧИКА, И ДЕЙСТВИЙ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИХ УКАЗАННЫЕ ОШИБКИ

К критическим отказам счетчиков может привести:

– повреждение корпуса;

– протекание тока, превышающего максимальный (см. таблицу 2.1), в течение длительного времени через токовые цепи счетчиков;

– подача на счетчики напряжения более предельного рабочего напряжения (см. 2.2) в течение длительного времени;

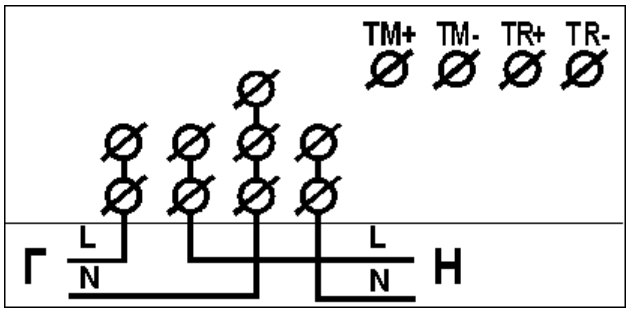
– несоблюдение правил установки счетчиков, приведенных в настоящим руководством по эксплуатации.

Для предотвращения ошибок при установке счетчиков обслуживающий персонал должен быть ознакомлен со схемой подключения и настоящим руководством по эксплуатации.

10 УТИЛИЗАЦИЯ

Порядок утилизации счетчиков в соответствии с требованиями, устанавливаемыми законодательством РФ для утилизации электронного оборудования согласно Федерального классификационного каталога отходов ФККО (код 92100000 00 00 0), ГОСТ 30775–2001 (код N200303//P 0000//Q01//WS6//C27+C25//H12//D01+R13).

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)
Схема подключения счетчиков при эксплуатации



На схеме подключения обозначено:
TR- , TR+ – контакты интерфейса RS–485;
TM+, TM- – контакты электрического испытательного выхода TM.

Рисунок А.1 – Схема подключения счетчиков при эксплуатации

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Габаритные, установочные размеры и расположение индикаторов счетчиков

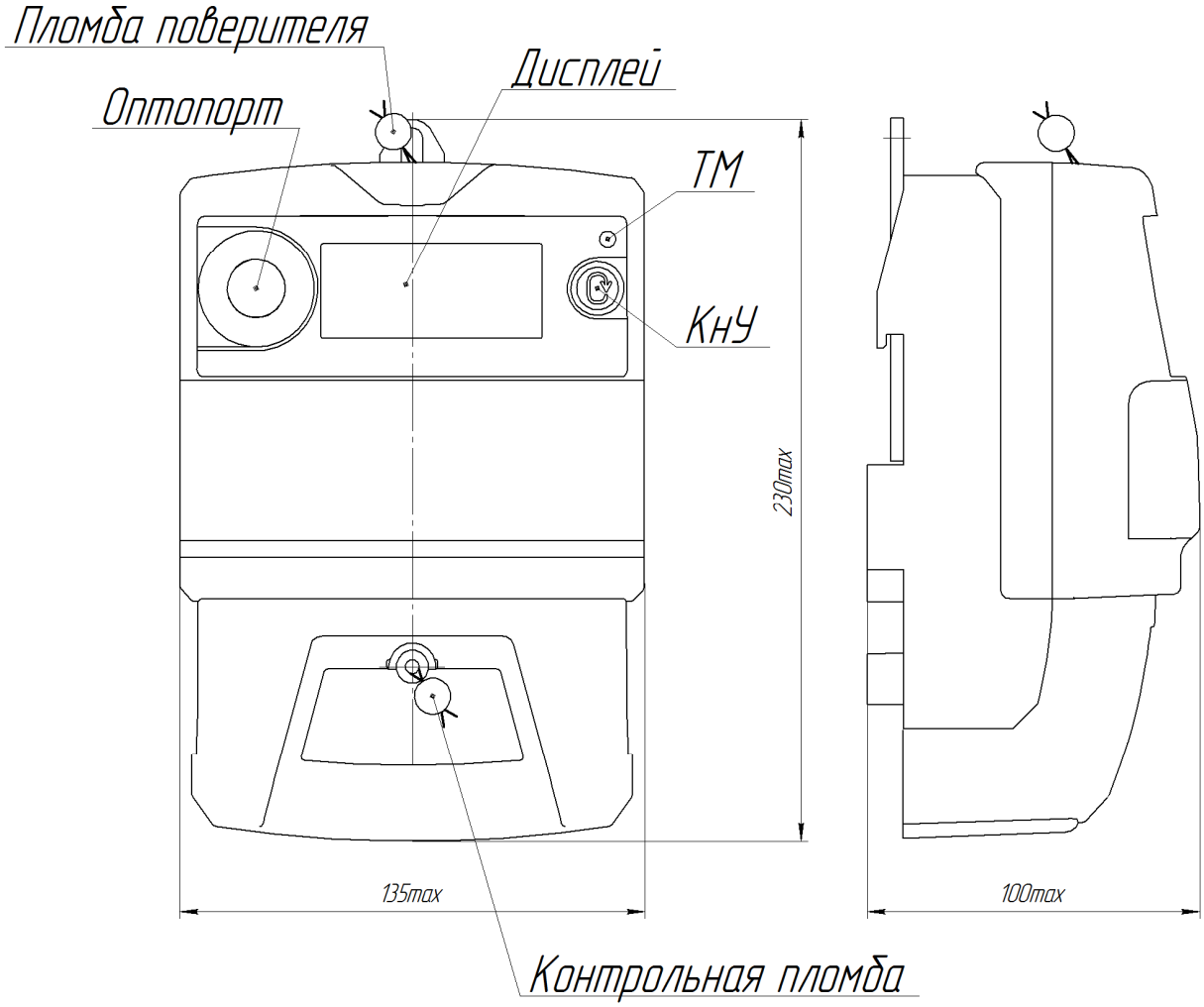


Рисунок Б.1 – Габаритные размеры и расположение индикаторов счетчиков

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)
Описание индикации

Непосредственно после включения счетчика происходит автоматическая процедура самодиагностики дисплея, при этом на дисплее одновременно отображаются все сегменты индикатора, затем отображается заводской номер счетчика, после чего счетчик переходит в основной режим индикации.

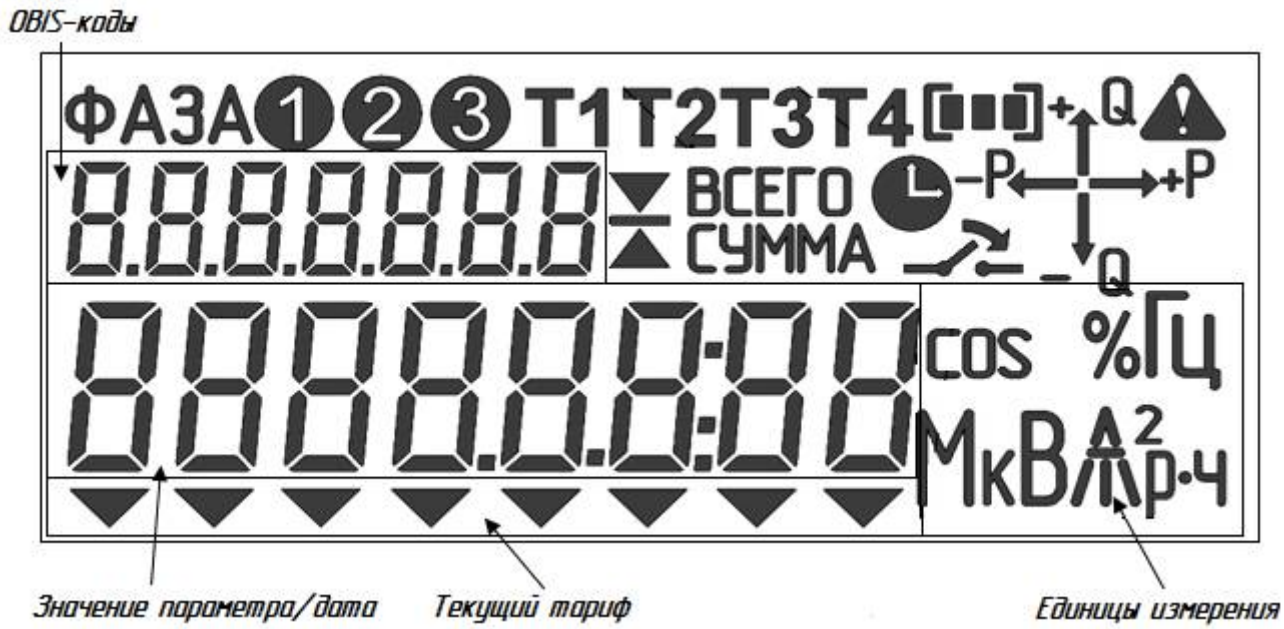


Рисунок В.1 – Расположение полей дисплея счетчика с ПО версии ниже 3.99

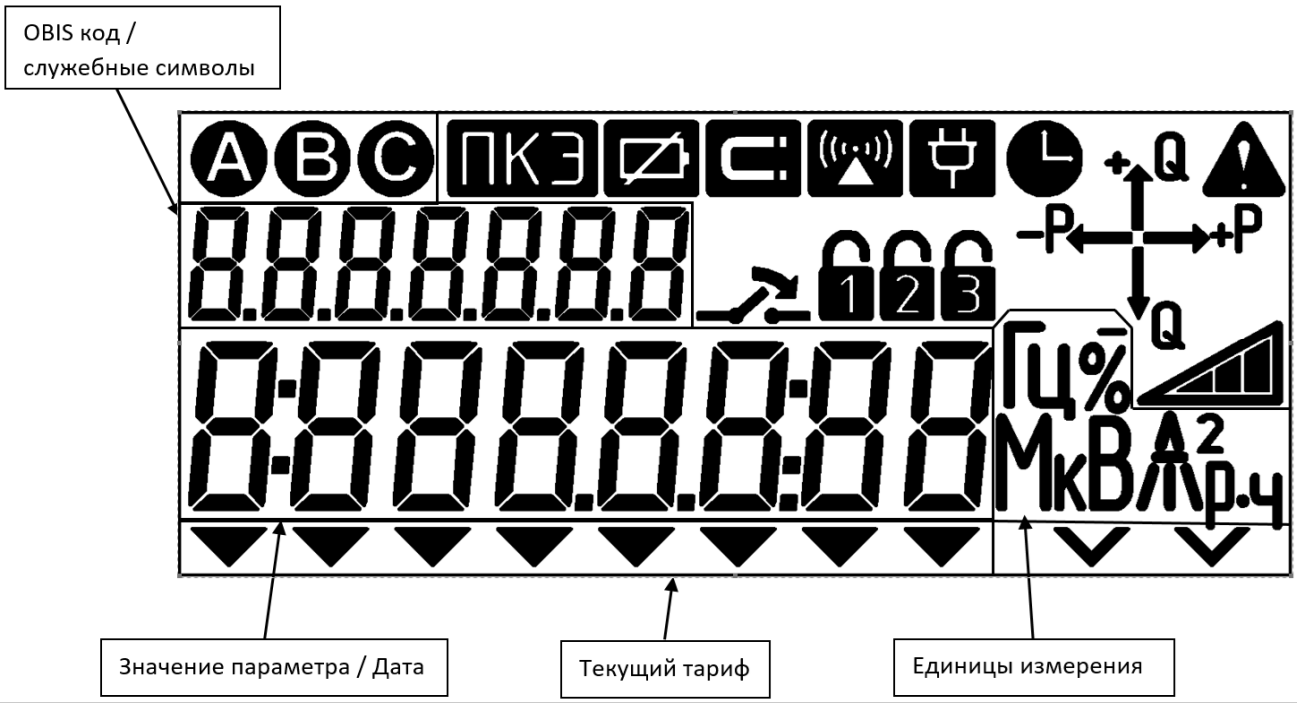


Рисунок В.2 – Расположение полей дисплея счетчика с ПО версии 4.00 и выше

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

– номер версии ПО и тип счетчика;

– параметры связи по интерфейсу RS–485 (адрес в магистрали RS–485 и скорость обмена);

– заводской номер счетчика;

– значения измеренных параметров;

– дата в формате «ГГГГ.ММ.ДД»;

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

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;

кВАр (ВАр) – при выводе значения реактивной мощности;

кВАр ч – при выводе потребления реактивной энергии;

кВА (ВА) – при выводе воде значения полной мощности;

Г – при выводе даты;

Гц – при выводе частоты питающей сети;

cos φ – при выводе коэффициента мощности (только для ПО версии 3.99 и ниже);

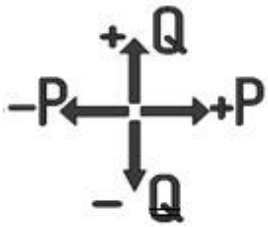
А – при выводе значений тока;

В – при выводе значений напряжения;

k A^2 ч – при выводе удельной энергии потерь в цепях тока.

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

Служебные символы на дисплее означают:



– индикаторы чувствительности/самохода: появляются при протекании мощности (активной – Р и реактивной Q соответственно) и превышение стартового тока, с указанием квадранта положения вектора полной мощности.

– показывает состояние УКН, подробнее см. приложение Ж

– появляется во время индикации суммарных значений энергии (только для ПО версии 3.99 и ниже);

– появление символа означает сбой или остановку ЧРВ;

– показывает уровень заряда источника питания ЧРВ, мигает при снижении напряжения ниже 3,2 В указывая тем самым на необходимость замены источника питания ЧРВ (только для ПО версии 3.99 и ниже);

– показывает уровень заряда источника питания ЧРВ, мигает при снижении напряжения ниже 3,2 В указывая тем самым на необходимость замены источника питания ЧРВ (только для ПО версии 4.00 и выше);

ПКЭ [1)] – символ, указывающий на нарушение индивидуальных показателей качества электроэнергии (только для ПО версии 4.00 и выше);

– символ, указывающий на воздействие внешнего магнитного поля на счетчик (только для ПО версии 4.00 и выше);

1 2 3 – символ, указывающий на срабатывание электронных пломб корпуса, клеммной крышки или батарейного отсека соответственно (только для ПО версии 4.00 и выше);

– символ мигает при отрицательном результате самодиагностики (только для ПО версии 4.00 и выше)

– появление символа означает, что на счетчик происходит воздействие магнитного поля, либо сработала как минимум одна электронная пломба – ЭПл или ЭПлК, либо результат самодиагностики отрицательный. История срабатываний электронных пломб и воздействий магнитного поля на счетчик сохраняется в журнале «Внешних воздействий» (только для ПО версии 3.99 и ниже).

Отображение любых символов на ЖКИ (без нажатия на КнУ) свидетельствует о наличие счетчике напряжения [1)].

Перечень параметров, которые могут быть выведены на дисплей счетчика, приведен в таблице В.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 В.3 – В.8. На всех рисунках показаны примеры отображения служебного кода OBIS (см. рисунок В.1).

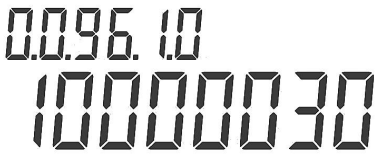


Рисунок В.3 – Пример индикации заводского номера счетчика (в примере – 10000030)

Рисунок В.4 – Пример индикации типа счетчика (в примере – РиМ 289.24)

[1)] Неисправность в сети приводит или к нарушению параметров качества (индикатор ПКЭ) или отключению прибора (отключению напряжения) Других событий на данный момент не определено.

Рисунок В.5 – Версии ПО счетчика (в примере – версия 1.03)

Рисунок В.6 – Пример индикации значения потребления активной энергии по 1 тарифу

Рисунок В.7 – Пример индикации текущего значения тока фазного провода

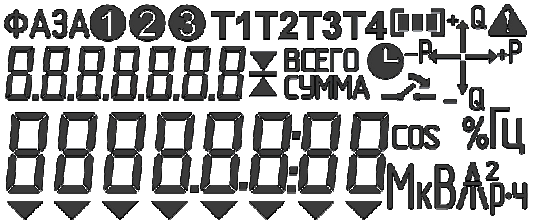


Рисунок В.8 – Пример индикации при выполнении автоматической самодиагностики и пользовательской диагностики дисплея [1)]

[1)] Для осуществления пользовательской диагностики дисплея в момент отображения данного режима необходимо:

– если все сегменты отображаются непрерывно – произвести короткое нажатие (менее 2 с) КнУ;

– если все сегменты отображаются, но при этом изменяют свою контрастность (мигают) – произвести длительное нажатие (не менее 5 с) КнУ;

– если какие–то сегменты не отображаются, а другие отображаются постоянно – произвести длительное нажатие (не менее 5 с) КнУ;

– если какие–то сегменты не отображаются, а другие изменяют свою контрастность (мигают) – произвести короткое нажатие (менее 2 с) КнУ.

Таблица В.1 Коды OBIS

№п/п	OBIS –код[2)]	Параметр
1	1.0.1.8.1.255	активная энергия импорт по 1 тарифу
2	1.0.1.8.2.255	активная энергия импорт по 2 тарифу
3	1.0.1.8.3.255	активная энергия импорт по 3 тарифу
4	1.0.1.8.4.255	активная энергия импорт по 4 тарифу
5	1.0.1.8.5.255	активная энергия импорт по 5 тарифу
6	1.0.1.8.6.255	активная энергия импорт по 6 тарифу
7	1.0.1.8.7.255	активная энергия импорт по 7 тарифу
8	1.0.1.8.8.255	активная энергия импорт по 8 тарифу
9	1.0.2.8.1.255	активная энергия экспорт по 1 тарифу
10	1.0.2.8.2.255	активная энергия экспорт по 2 тарифу
11	1.0.2.8.3.255	активная энергия экспорт по 3 тарифу
12	1.0.2.8.4.255	активная энергия экспорт по 4 тарифу
13	1.0.2.8.5.255	активная энергия экспорт по 5 тарифу
14	1.0.2.8.6.255	активная энергия экспорт по 6 тарифу
15	1.0.2.8.7.255	активная энергия экспорт по 7 тарифу
16	1.0.2.8.8.255	активная энергия экспорт по 8 тарифу
17	1.0.3.8.1.255	реактивная энергия импорт по 1 тарифу
18	1.0.3.8.2.255	реактивная энергия импорт по 2 тарифу
19	1.0.3.8.3.255	реактивная энергия импорт по 3 тарифу
20	1.0.3.8.4.255	реактивная энергия импорт по 4 тарифу
21	1.0.3.8.5.255	реактивная энергия импорт по 5 тарифу
22	1.0.3.8.6.255	реактивная энергия импорт по 6 тарифу
23	1.0.3.8.7.255	реактивная энергия импорт по 7 тарифу
24	1.0.3.8.8.255	реактивная энергия импорт по 8 тарифу
25	1.0.4.8.1.255	реактивная энергия экспорт по 1 тарифу
26	1.0.4.8.2.255	реактивная энергия экспорт по 2 тарифу
27	1.0.4.8.3.255	реактивная энергия экспорт по 3 тарифу
28	1.0.4.8.4.255	реактивная энергия экспорт по 4 тарифу
29	1.0.4.8.5.255	реактивная энергия экспорт по 5 тарифу
30	1.0.4.8.6.255	реактивная энергия экспорт по 6 тарифу
31	1.0.4.8.7.255	реактивная энергия экспорт по 7 тарифу
32	1.0.4.8.8.255	реактивная энергия экспорт по 8 тарифу
33	0.0.0.9.2.255	Дата
34	0.0.0.9.1.255	Время
35	1.0.1.17.1.255	активная энергия импорт по 1 тарифу на РДЧ
36	1.0.1.17.2.255	активная энергия импорт по 2 тарифу на РДЧ
37	1.0.1.17.3.255	активная энергия импорт по 3 тарифу на РДЧ
38	1.0.1.17.4.255	активная энергия импорт по 4 тарифу на РДЧ
39	1.0.1.17.5.255	активная энергия импорт по 5 тарифу на РДЧ
40	1.0.1.17.6.255	активная энергия импорт по 6 тарифу на РДЧ
41	1.0.1.17.7.255	активная энергия импорт по 7 тарифу на РДЧ
42	1.0.1.17.8.255	активная энергия импорт по 8 тарифу на РДЧ

Продолжение таблицы В.1

№п/п	OBIS –код[2)]	Параметр
43	1.0.2.17.1.255	активная энергия экспорт по 1 тарифу на РДЧ
44	1.0.2.17.2.255	активная энергия экспорт по 2 тарифу на РДЧ
45	1.0.2.17.3.255	активная энергия экспорт по 3 тарифу на РДЧ
46	1.0.2.17.4.255	активная энергия экспорт по 4 тарифу на РДЧ
47	1.0.2.17.5.255	активная энергия экспорт по 5 тарифу на РДЧ
48	1.0.2.17.6.255	активная энергия экспорт по 6 тарифу на РДЧ
49	1.0.2.17.7.255	активная энергия экспорт по 7 тарифу на РДЧ
50	1.0.2.17.8.255	активная энергия экспорт по 8 тарифу на РДЧ
51	1.0.3.17.1.255	реактивная энергия импорт по 1 тарифу на РДЧ
52	1.0.3.17.2.255	реактивная энергия импорт по 2 тарифу на РДЧ
53	1.0.3.17.3.255	реактивная энергия импорт по 3 тарифу на РДЧ
54	1.0.3.17.4.255	реактивная энергия импорт по 4 тарифу на РДЧ
55	1.0.3.17.5.255	реактивная энергия импорт по 5 тарифу на РДЧ
56	1.0.3.17.6.255	реактивная энергия импорт по 6 тарифу на РДЧ
57	1.0.3.17.7.255	реактивная энергия импорт по 7 тарифу на РДЧ
58	1.0.3.17.8.255	реактивная энергия импорт по 8 тарифу на РДЧ
59	1.0.4.17.1.255	реактивная энергия экспорт по 1 тарифу на РДЧ
60	1.0.4.17.2.255	реактивная энергия экспорт по 2 тарифу на РДЧ
61	1.0.4.17.3.255	реактивная энергия экспорт по 3 тарифу на РДЧ
62	1.0.4.17.4.255	реактивная энергия экспорт по 4 тарифу на РДЧ
63	1.0.4.17.5.255	реактивная энергия экспорт по 5 тарифу на РДЧ
64	1.0.4.17.6.255	реактивная энергия экспорт по 6 тарифу на РДЧ
65	1.0.4.17.7.255	реактивная энергия экспорт по 7 тарифу на РДЧ
66	1.0.4.17.8.255	реактивная энергия экспорт по 8 тарифу на РДЧ
67	1.0.88.8.1.255	энергия потерь в цепях тока по 1 тарифу
68	1.0.88.8.2.255	энергия потерь в цепях тока по 2 тарифу
69	1.0.88.8.3.255	энергия потерь в цепях тока по 3 тарифу
70	1.0.88.8.4.255	энергия потерь в цепях тока по 4 тарифу
71	1.0.88.8.5.255	энергия потерь в цепях тока по 5 тарифу
72	1.0.88.8.6.255	энергия потерь в цепях тока по 6 тарифу
73	1.0.88.8.7.255	энергия потерь в цепях тока по 7 тарифу
74	1.0.88.8.8.255	энергия потерь в цепях тока по 8 тарифу
75	1.0.88.17.1.255	энергия потерь в цепях тока по 1 тарифу на РДЧ
76	1.0.88.17.2.255	энергия потерь в цепях тока по 2 тарифу на РДЧ
77	1.0.88.17.3.255	энергия потерь в цепях тока по 3 тарифу на РДЧ
78	1.0.88.17.4.255	энергия потерь в цепях тока по 4 тарифу на РДЧ
79	1.0.88.17.5.255	энергия потерь в цепях тока по 5 тарифу на РДЧ
80	1.0.88.17.6.255	энергия потерь в цепях тока по 6 тарифу на РДЧ
81	1.0.88.17.7.255	энергия потерь в цепях тока по 7 тарифу на РДЧ
82	1.0.88.17.8.255	энергия потерь в цепях тока по 8 тарифу на РДЧ
83	1.0.1.8.0.255	суммарная активная энергия импорт
84	1.0.2.8.0.255	суммарная активная энергия экспорт

Окончание таблицы В.1

№п/п	OBIS –код[2)]	Параметр
85	1.0.3.8.0.255	суммарная реактивная энергия импорт
86	1.0.4.8.0.255	суммарная реактивная энергия экспорт
87	1.0.88.8.0.255	суммарная энергия потерь в цепях тока
88	1.0.1.17.0.255	суммарная активная энергия импорт на РДЧ
89	1.0.2.17.0.255	суммарная активная энергия экспорт на РДЧ
90	1.0.3.17.0.255	суммарная реактивная энергия импорт на РДЧ
91	1.0.4.17.0.255	суммарная реактивная энергия экспорт на РДЧ
92	1.0.88.17.0.255	суммарная энергия потерь в цепях тока на РДЧ
93	1.0.1.7.0.255	текущая активная мощность
94	1.0.3.7.0.255	текущая реактивная мощность
95	1.0.9.7.0.255	текущая полная мощность
96	1.0.32.7.0.255	напряжение по фазе
97	1.0.31.7.0.255	ток по фазе
98	1.0.91.7.0.255	ток по нейтрали
99	1.0.13.7.0.255	коэффициент мощности cos φ
100	1.0.14.7.0.255	частота питающей сети
101	0.0.96.1.0	Серийный номер
102	0.0.96.1.1	Тип
103	0.0.96.1.2	Версия ПО
104	0.1.22.0.0-2	Скорость RS–485
105	0.1.22.0.0-9	Адрес RS–485
106	–	Пользовательская диагностика дисплея [1)]

[1)] В данном режиме отображаются все сегменты индикатора.
[2)] Последнее число OBIS кода (255) на дисплей не выводится. При отображении измерительной информации первые два числа (1.0.) на дисплей также не выводятся.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(обязательное)
Описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков

Таблица Г.1 – Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности [1)]		
		PC	MR	US
Считывание	Логическое имя устройства (идентификатор счетчика) [2)]	+	+	+
	Текущие дата и время счетчика	+	+	+
	Заводской номер		+	+
	Тип		+	+
	Версия ПО		+	+
	Скорость RS–485		+	+
	Адрес RS–485		+	+
	<u>Показания</u>			
	активная энергия импорт по 1 тарифу		+	+
	активная энергия импорт по 2 тарифу		+	+
	активная энергия импорт по 3 тарифу		+	+
	активная энергия импорт по 4 тарифу		+	+
	активная энергия импорт по 5 тарифу		+	+
	активная энергия импорт по 6 тарифу		+	+
	активная энергия импорт по 7 тарифу		+	+
	активная энергия импорт по 8 тарифу		+	+
	активная энергия импорт по 1 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия импорт по 2 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия импорт по 3 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия импорт по 4 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия импорт по 5 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия импорт по 6 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия импорт по 7 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия импорт по 8 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт по 1 тарифу		+	+
	активная энергия экспорт по 2 тарифу		+	+
	активная энергия экспорт по 3 тарифу		+	+
	активная энергия экспорт по 4 тарифу		+	+
	активная энергия экспорт по 5 тарифу		+	+
	активная энергия экспорт по 6 тарифу		+	+
	активная энергия экспорт по 7 тарифу		+	+
	активная энергия экспорт по 8 тарифу		+	+

Продолжение таблицы Г.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности [1)]		
		PC	MR	US
Считывание	активная энергия экспорт по 1 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт по 2 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт по 3 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт по 4 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт по 5 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт по 6 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт по 7 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт по 8 тарифу на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт по 1 тарифу		+	+
	реактивная энергия импорт по 2 тарифу		+	+
	реактивная энергия импорт по 3 тарифу		+	+
	реактивная энергия импорт по 4 тарифу		+	+
	реактивная энергия импорт по 5 тарифу		+	+
	реактивная энергия импорт по 6 тарифу		+	+
	реактивная энергия импорт по 7 тарифу		+	+
	реактивная энергия импорт по 8 тарифу		+	+
	реактивная энергия импорт по 1 тарифу на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт по 2 тарифу на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт по 3 тарифу на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт по 4 тарифу на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт по 5 тарифу на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт по 6 тарифу на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт по 7 тарифу на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт по 8 тарифу на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу		+	+

Продолжение таблицы Г.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности [1)]		
		PC	MR	US
Считывание	удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу на РДЧ		+	+
	активная энергия импорт		+	+
	активная энергия экспорт		+	+
	реактивная энергия импорт		+	+
	реактивная энергия экспорт		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока		+	+
	активная энергия импорт на РДЧ		+	+
	активная энергия экспорт на РДЧ		+	+
	реактивная энергия импорт на РДЧ		+	+
	реактивная энергия экспорт на РДЧ		+	+
	удельная энергия потерь в цепи тока на РДЧ		+	+

Продолжение таблицы Г.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности [1)]		
		PC	MR	US
Считывание	текущая активная мощность		+	+
	текущая реактивная мощность		+	+
	текущая полная мощность		+	+
	напряжение		+	+
	ток фазного провода		+	+
	ток нулевого провода		+	+
	абсолютный небаланс токов в фазном и нулевом проводе		+	+
	относительный небаланс токов в фазном и нулевом проводе		+	+
	коэффициент мощности cos φ		+	+
	частота питающей сети		+	+
	коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	температура внутри корпуса счетчика		+	+
	напряжение резервного элемента питания ЧРВ		+	+
	Журналы		+	+
	Служебная информация			
	состояние датчика магнитного поля		+	+
	состояние ЭПЛ		+	+
	состояние ЭПЛК		+	+
	режим учета активной электрической энергии		+	+
	режим УКН		+	+
	статус качества электроэнергии		+	+
	тарифное расписание		+	+
	РДЧ		+	+
	режим индикации		+	+
	лимит мощности		+	+
	защитный период на отключение по мощности		+	+
	защитный период на отключение по току		+	+
	защитный период на отключение/включения по напряжению		+	+
	защитный период на отключение по ДМП		+	+
	порог tg φ		+	+
	согласованное напряжение		+	+
	период интегрирования пиковой мощности		+	+

Окончание таблицы Г.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности [1)]		
		PC	MR	US
Считывание	Справочная информация			
	период фиксации профиля 1		+	+
	период фиксации профиля 2		+	+
	счётчик мастер–коррекций (инициализаций)		+	+
	последняя мастер–коррекция (инициализация)		+	+
	данные точки учета		+	+
	сопротивление линии		+	+
Запись	дата и время счетчика			+
	Служебная информация			
	режим учета активной электрической энергии			+
	режим УКН			+
	тарифное расписание			+
	РДЧ			+
	режим индикации			+
	лимит мощности			+
	защитный период на отключение по мощности			+
	защитный период на отключение по току			+
	защитный период на отключение/включения по напряжению			+
	защитный период на отключение при воздействии внешнего магнитного поля			+
	порог tg φ			+
	согласованное напряжение			+
	период пиковой мощности			+
	период фиксации профиля 1			+
	период фиксации профиля 2			+
	Справочная информация			
	данные точки учета			+
	сопротивление линии			+

[1)] Уровни секретности (см. 2.7):
- публичный клиент (PC);
- считыватель показаний (MR);
- конфигуратор (US).

[2)] Логическое имя устройства состоит из 16 символов, первые три символа идентификатор производителя (RIM), пять символов тип счетчика (например, 28924) и восемь символов заводской номер счетчика.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)
Описание журналов и профилей счетчиков

Д.1 Счетчики ведут профиль ежегодных показаний емкостью 3 записи (глубина хранения 3 года). Захват показаний осуществляется на 1 января 00 часов 00 минут. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Д.1).

Таблица Д.1 – Профиль ежегодных показаний

№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.1.8.1.255
3	Импорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.1.8.2.255
4	Импорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.1.8.3.255
5	Импорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.1.8.4.255
6	Импорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.1.8.5.255
7	Импорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.1.8.6.255
8	Импорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.1.8.7.255
9	Импорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.1.8.8.255
10	Экспорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.2.8.1.255
11	Экспорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.2.8.2.255
12	Экспорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.2.8.3.255
13	Экспорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.2.8.4.255
14	Экспорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.2.8.5.255
15	Экспорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.2.8.6.255
16	Экспорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.2.8.7.255
17	Экспорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.2.8.8.255
18	Импорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.3.8.1.255
19	Импорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.3.8.2.255
20	Импорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.3.8.3.255
21	Импорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.3.8.4.255
22	Импорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.3.8.5.255
23	Импорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.3.8.6.255
24	Импорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.3.8.7.255
25	Импорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.3.8.8.255
26	Экспорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.4.8.1.255
27	Экспорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.4.8.2.255
28	Экспорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.4.8.3.255
29	Экспорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.4.8.4.255
30	Экспорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.4.8.5.255
31	Экспорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.4.8.6.255
32	Экспорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.4.8.7.255
33	Экспорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.4.8.8.255

Окончание таблицы Д.1

№ параметра	Параметр	OBIS–код
34	Удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу от начала работы	1.0.88.8.1.255
35	Удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу от начала работы	1.0.88.8.2.255
36	Удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу от начала работы	1.0.88.8.3.255
37	Удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу от начала работы	1.0.88.8.4.255
38	Удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу от начала работы	1.0.88.8.5.255
39	Удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу от начала работы	1.0.88.8.6.255
40	Удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу от начала работы	1.0.88.8.7.255
41	Удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу от начала работы	1.0.88.8.8.255
42	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
43	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
44	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
45	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
46	Удельная энергия потерь в цепи тока от начала работы	1.0.88.8.0.255
47	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

Д.2 Счетчики ведут профиль ежемесячных показаний емкостью 36 записей (глубина хранения 3 года). Захват показаний осуществляется на РДЧ. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Д.2).

Таблица Д.2 – Профиль ежемесячных показаний

№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.1.8.1.255
3	Импорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.1.8.2.255
4	Импорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.1.8.3.255
5	Импорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.1.8.4.255
6	Импорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.1.8.5.255
7	Импорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.1.8.6.255
8	Импорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.1.8.7.255
9	Импорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.1.8.8.255
10	Экспорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.2.8.1.255
11	Экспорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.2.8.2.255
12	Экспорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.2.8.3.255
13	Экспорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.2.8.4.255
14	Экспорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.2.8.5.255
15	Экспорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.2.8.6.255
16	Экспорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.2.8.7.255
17	Экспорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.2.8.8.255
18	Импорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.3.8.1.255
19	Импорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.3.8.2.255
20	Импорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.3.8.3.255
21	Импорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.3.8.4.255
22	Импорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.3.8.5.255
23	Импорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.3.8.6.255
24	Импорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.3.8.7.255
25	Импорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.3.8.8.255
26	Экспорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.4.8.1.255
27	Экспорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.4.8.2.255
28	Экспорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.4.8.3.255
29	Экспорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.4.8.4.255
30	Экспорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.4.8.5.255
31	Экспорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.4.8.6.255
32	Экспорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.4.8.7.255
33	Экспорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.4.8.8.255

Продолжение таблицы Д.2

№ параметра	Параметр	OBIS–код
34	Удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу от начала работы	1.0.88.8.1.255
35	Удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу от начала работы	1.0.88.8.2.255
36	Удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу от начала работы	1.0.88.8.3.255
37	Удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу от начала работы	1.0.88.8.4.255
38	Удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу от начала работы	1.0.88.8.5.255
39	Удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу от начала работы	1.0.88.8.6.255
40	Удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу от начала работы	1.0.88.8.7.255
41	Удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу от начала работы	1.0.88.8.8.255
42	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
43	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
44	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
45	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
46	Удельная энергия потерь в цепи тока от начала работы	1.0.88.8.0.255
47	Максимальная активная интервальная мощность за период записи и время фиксации максимума	1.0.1.6.0.255
48	Время нахождения тангенса за порогом	1.0.131.37.0.255
49	Максимальное значение тангенса при выходе за порог	1.0.131.38.0.255
50	Минимальная полная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.9.3.128.255
51	Максимальная полная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.9.6.128.255
52	Минимальная активная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.15.3.128.255
53	Максимальная активная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.128.255
54	Минимальная реактивная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.137.3.128.255
55	Максимальная реактивная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.137.6.128.255

Окончание таблицы Д.2

№ параметра	Параметр	OBIS–код
56	Среднее значение суточных максимумов активной энергии на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.129.255
57	Среднее значение суточных максимумов активной энергии в часы пиковой нагрузки на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.130.255
58	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

Д.3 Счетчики ведут профиль суточных показаний емкостью 186 записей (глубина хранения 186 сут). Захват показаний осуществляется в конце 24–часового периода. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Д.3).

Таблица Д.3 – Профиль суточных показаний

№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.1.8.1.255
3	Импорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.1.8.2.255
4	Импорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.1.8.3.255
5	Импорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.1.8.4.255
6	Импорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.1.8.5.255
7	Импорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.1.8.6.255
8	Импорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.1.8.7.255
9	Импорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.1.8.8.255
10	Экспорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.2.8.1.255
11	Экспорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.2.8.2.255
12	Экспорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.2.8.3.255
13	Экспорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.2.8.4.255
14	Экспорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.2.8.5.255
15	Экспорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.2.8.6.255
16	Экспорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.2.8.7.255
17	Экспорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.2.8.8.255
18	Импорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.3.8.1.255
19	Импорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.3.8.2.255
20	Импорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.3.8.3.255
21	Импорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.3.8.4.255
22	Импорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.3.8.5.255
23	Импорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.3.8.6.255
24	Импорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.3.8.7.255
25	Импорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.3.8.8.255
26	Экспорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.4.8.1.255
27	Экспорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.4.8.2.255
28	Экспорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.4.8.3.255
29	Экспорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.4.8.4.255
30	Экспорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.4.8.5.255
31	Экспорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.4.8.6.255
32	Экспорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.4.8.7.255
33	Экспорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.4.8.8.255

Окончание таблицы Д.3

№ параметра	Параметр	OBIS–код
34	Удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу от начала работы	1.0.88.8.1.255
35	Удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу от начала работы	1.0.88.8.2.255
36	Удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу от начала работы	1.0.88.8.3.255
37	Удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу от начала работы	1.0.88.8.4.255
38	Удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу от начала работы	1.0.88.8.5.255
39	Удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу от начала работы	1.0.88.8.6.255
40	Удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу от начала работы	1.0.88.8.7.255
41	Удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу от начала работы	1.0.88.8.8.255
42	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
43	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
44	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
45	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
46	Удельная энергия потерь в цепи тока от начала работы	1.0.88.8.0.255
47	Максимальная активная интервальная мощность за период записи и время фиксации максимума	1.0.1.6.0.255
48	Время некачественной частоты	0.0.96.8.1.255
49	Статус некачественной энергии	0.0.96.5.1.255
50	Максимальная активная энергия на часовом интервале за период записи	1.0.15.16.0.255
51	Максимальная активная энергия на часовом интервале в часы пиковой нагрузки за период записи	1.0.15.16.1.255
52	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

Д.4 Счетчики ведут два профиля №1 и №2 с программируемым интервалом (периодом записи) из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин. Все профили недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигуратора.

Емкость каждого профиля составляет 4464 записей (при интервале 60 мин глубина хранения 186 сут). В случае если у профиля №1 и №2 выбран одинаковый интервал, профили объединяются, ёмкость суммарного профиля оставляет 8928 записей. Профили организованы следующим образом (см. таблицу Д.4).

Таблица Д.4 – Профили счетчиков

№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии за период записи [1)]	1.0.1.29.0.255
3	Экспорт активной энергии за период записи [1)]	1.0.2.29.0.255
4	Импорт реактивной энергии за период записи [1)]	1.0.3.29.0.255
5	Экспорт реактивной энергии за период записи [1)]	1.0.4.29.0.255
6	Среднее напряжение за период записи	1.0.12.27.0.255
7	Средняя температура за период записи	0.0.96.9.0.255
8	Продолжительность записи (длительность интервала)	0.0.96.8.0.255
[1)] Профиль нагрузки.		

Д.5 Счетчики ведут профиль мгновенных (текущих) параметров емкостью одна запись. Захват показаний может осуществляться по команде от устройств АС или в указанный момент времени (но не чаще одного раза в сутки). Профиль организован следующим образом (см. таблицу Д.5).

Таблица Д.5 – Профиль мгновенных (текущих) параметров

№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Дата и время	0.0.1.0.0.255
2	Ток фазного провода	1.0.11.7.0.255
3	Ток нулевого провода	1.0.91.7.0.255
4	Напряжение	1.0.12.7.0.255
5	Коэффициент мощности cos φ со знаком	1.0.13.7.0.255
6	Частота сети	1.0.14.7.0.255
7	Полная мощность	1.0.9.7.0.255
8	Активная мощность со знаком	1.0.1.7.0.255
9	Реактивная мощность со знаком	1.0.3.7.0.255
10	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
11	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
12	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
13	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
14	Удельная энергия потерь в цепях тока от начала работы	1.0.88.8.0.255

Д.6 Счетчики ведут запись и сохранение результатов измерений и служебных данных в журналах событий в энергонезависимой памяти. Все журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигуратора. Общая ёмкость журналов событий более 2800 записей. Журналы организованы следующим образом (см. таблицы Д.6 – Д.16).

Таблица Д.6 – Журнал токов

OBIS–код **0.0.96.11.1.255** «Журнал токов» 256 записей	
Код события	Описание
1	Экспорт активной энергии – начало
2	Экспорт активной энергии – окончание
13	Разбаланс токов - начало
14	Разбаланс токов - окончание
17	Превышение максимального тока – начало
18	Превышение максимального тока – окончание
19	Наличие тока при отсутствие напряжения – начало
20	Наличие тока при отсутствие напряжения – окончание
126	Превышение лимита мощности - начало
127	Превышение лимита мощности - окончание

Таблица Д.7 – Журнал Включений–Выключений

OBIS–код **0.0.96.11.2.255** «Журнал Вкл.–Выкл.» 256 записей	
Код события	Описание
1	Выключение счетчика
2	Включение счетчика
3	Выключение нагрузки дистанционное
4	Включение нагрузки дистанционное
5	Получение разрешения на включение нагрузки
6	Выключение нагрузки ручное
7	Включение нагрузки ручное
8	Выключение нагрузки локальное по превышению лимита мощности
9	Выключение нагрузки локальное по превышению максимального тока
10	Выключение нагрузки локальное при воздействии магнитного поля
11	Выключение нагрузки локальное по превышению напряжения
12	Включение нагрузки локальное при возвращение напряжения в норму
13	Выключение локальное по наличию тока при отсутствии напряжения
14	Выключение локальное по разбалансу токов
15	Выключение локальное по температуре

Окончание таблицы Д.7

OBIS–код **0.0.96.11.2.255** «Журнал Вкл.–Выкл.» 256 записей	
Код события	Описание
18	Выключение локальное по электронной пломбе
125	Включение реле (аппаратная блокировка)
126	Выключение реле (аппаратная блокировка)
127	Аппаратная блокировка реле не используется

Таблица Д.8 – Журнал внешних воздействий

OBIS–код **0.0.96.11.4.255** «Журнал внешних воздействий» 256 записи	
Код события	Описание
1	Магнитное поле – начало
2	Магнитное поле – окончание
3	Срабатывание ЭПЛ
4	Срабатывание ЭПЛК
124	Превышение температуры - начало
125	Превышение температуры - окончание

Таблица Д.9 – Журнал подключений

OBIS–код **0.0.96.11.5.255** «Журнал подключений» 128 записи	
Код события	Описание
1	Разорвано соединение (интерфейс)
2	Установлено соединение (интерфейс)

Таблица Д.10 – Журнал несанкционированного доступа

OBIS–код **0.0.96.11.6.255** «Журнал несанкционированного доступа» 128 записей	
Код события	Описание
1	Попытка несанкционированного доступа (интерфейс)
2	Нарушение правил COSEM

Таблица Д.11 – Журнал ПКЭ

OBIS–код **0.0.96.11.7.255** «Журнал ПКЭ» (Показатели качества сети) 256 записей	
Код события	Описание
Статус [1)]	Изменение статуса качества
[1)] Статус содержит информацию: – положительное отклонение напряжения от номинального более чем на 10 %; – отрицательное отклонение напряжения от номинального более чем на 10 %; – отрицательное отклонение частоты сети более чем на 0,2 Гц; – положительное отклонение частоты сети более чем на 0,2 Гц; – отрицательное отклонение частоты сети более чем на 0,4 Гц; – положительное отклонение частоты сети более чем на 0,4 Гц; – возвращение вышеперечисленных параметров к нормальным значениям.	

Таблица Д.12 – Журнал самодиагностики и инициализации

OBIS–код **0.0.96.11.10.255** «Журнал самодиагностики и инициализации» 256 записей	
Код события	Описание
1	Инициализация счетчика
2	Измерительный блок – ошибка
3	Измерительный блок – норма
4	Вычислительный блок – ошибка
5	Часы реального времени – ошибка
6	Часы реального времени – норма
7	Блок питания – ошибка
8	Блок питания – норма
9	Дисплей – ошибка
10	Дисплей – норма
11	Блок памяти – ошибка
12	Блок памяти – норма
13	Блок тактирования – ошибка
14	Блок тактирования – норма

Таблица Д.13 – Журнал коррекций

OBIS–код **0.0.96.11.3.255** «Журнал коррекций» 1024 записи	
Код события	Описание
3	Установка времени
4	Изменение параметров перехода на летнее время
5	Изменение сезонного профиля тарифного расписания
6	Изменение недельного профиля тарифного расписания
7	Изменение суточного профиля тарифного расписания
8	Изменение даты активации тарифного расписания
9	Активация тарифного расписания
10	Изменение расчетных дня и часа
11	Изменение режима индикации (список параметров)
12	Изменение режима индикации (автопереключение)
13	Изменение пароля низкой секретности (на чтение)
14	Изменение пароля высокой секретности (на запись)
15	Изменение данных точки учета
18	Изменение параметров линии для вычисления техпотерь
19	Изменение лимита мощности для отключения
20	Изменение режима на отключение по мощности
21	Изменение режима на отключение по превышению максимального тока
22	Изменение режима на отключение по максимальному напряжению
23	Изменение режима на отключение по воздействию магнитного поля
27	Изменение порога превышения тангенса
29	Изменение согласованного напряжения
30	Изменение интервала интегрирования пиковой мощности
31	Изменение периода захвата профиля 1
32	Изменение периода захвата профиля 2
35	Очистка месячного журнала
36	Очистка суточного журнала
38	Очистка журнала тока
39	Очистка журнала включений/выключений
40	Очистка журнала внешних воздействий
41	Очистка журнала соединений
42	Очистка журнала несанкционированного доступа
43	Очистка журнала качества сети
44	Очистка журнала тангенса
46	Очистка журнала профиля 1
47	Очистка журнала профиля 2
49	Изменение таблицы специальных дней
50	Изменение режима управления реле

Окончание таблицы Д.13

Код события	Описание
51	Фиксация показаний в месячном журнале
52	Изменение режима инициативного выхода
53	Изменение одноадресного ключа шифрования для низкой секретности
54	Изменение широковещательного ключа шифрования для низкой секретности
55	Изменение ключа аутентификации для низкой секретности
56	Изменение одноадресного ключа шифрования для высокой секретности
57	Изменение широковещательного ключа шифрования для высокой секретности
58	Изменение ключа аутентификации для высокой секретности
59	Изменение мастер-ключа
60	Изменение уровня безопасности для низкой секретности
61	Изменение уровня безопасности для высокой секретности
62	Изменение номера дистанционного дисплея
63	Изменение режима учета активной энергии
65	Изменение режима на отключение по наличию тока при отсутствии напряжения
67	Изменение режима на отключение по разбалансу токов
68	Изменение режима на отключение по температуре
69	Коррекция времени
70	Очистка флагов инициативного выхода
71	Изменение таймаута для HDLC-соединения
72	Изменение часов больших нагрузок
73	Изменение часов контроля максимума
74	Изменение схемы подключения
78	Изменение режима на отключение по электронной пломбе
127	Изменение набора безопасности

Таблица Д.14 – Журнал контроля tg φ [1)]

OBIS–код **0.0.96.11.12.255** «Журнал контроля tg φ» 512 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Среднее значение tg φ за время выхода за пределы	1.0.131.27.0.255
3	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

[1)] Только для счетчиков с версией ПО 3.00 и выше.

Таблица Д.15 – Журнал коррекций времени [1)]

OBIS–код **0.0.96.11.13.255** «Журнал коррекций времени» 128 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Установленное время	0.0.1.0.0.255
2	Измененное время	0.0.1.0.0.255
3	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

Таблица Д.16 – Журнал напряжений [2)]

OBIS – код **0.0.96.11.0.255** «Журнал напряжений» 256 записи	
Код события	Описание
7	Перенапряжение начало
8	Перенапряжение окончание
9	Провал начало
10	Провал окончание
27	Прерывание напряжения начало
28	Прерывание напряжения окончание

[1)] Только для счетчиков с версией ПО 3.00 и выше.
[2)] Только для счетчиков с версией ПО 4.00 и выше.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(обязательное)
Начальные установки счетчиков

При выпуске из производства:

– Пароль уровня Считыватель показаний (MR) Reader
– Пароль уровня Конфигуратор (US) SettingRiM489.2X

ВНИМАНИЕ! В целях обеспечения информационной безопасности при вводе в эксплуатацию счетчиков рекомендуется изменить заводские установки паролей.

Параметры тарификации

– Однотарифное расписание;
– РДЧ: день=01, час=00;
– автоматический переход на летнее/зимнее время – не активирован;
– таблица выходных и праздничных дней в соответствии с официальным графиком, без корректировок;
– таблица переносов выходных и праздничных дней – пустая;
– текущее время: UTC+7.

Состояние УКН:

– включено.

Функция автоматического ограничения потребляемой мощности:

Отключение абонента (только для счетчиков с УКН):

– при превышении максимальной мощности – контроль отключен;
– при превышении максимального тока – контроль отключен;
– при превышении напряжения 15 % – контроль отключен;
– при воздействии внешнего магнитного поля – контроль отключен;
– при разбалансе каналов тока – контроль отключен;
– при превышении температуры – контроль отключен;
– при наличии тока при отсутствии напряжения – контроль отключен.

Автоматическое включение абонента (только для счетчиков с УКН):

– при снижении напряжения ниже 1,15 $U_{СОГ}$ – нет.

Аппаратная блокировка УКН (только для счетчиков с УКН):

– режим «Включено».

Условия фиксации событий:

– превышение максимальной мощности – порог 23 кВт, время превышения 10 с;
– превышение максимального тока – порог 105 А, время превышения 10 с;
– воздействие внешнего магнитного поля – время воздействия 30 с;
– разбаланс каналов тока – порог 0,75 А, время превышения 30 с.

Режим учета активной энергии:

– раздельный.

Параметры настройки профилей:

– период фиксации профиля №1 – 60 мин;
– период фиксации профиля №2 – 30 мин.

Параметры для определения показателей качества электроэнергии:

– согласованное напряжение 230 В;
– порог по tgφ 1,732.

Функция автоматического отслеживания событий:

– порт – отключен;
– маска – 0.

Параметры индикации

на дисплей счетчика выводятся показания счетчика:

– суммарная активная энергия прямого направления (импорт);
– суммарная текущая активная мощность;
– показания счетчика по 1 тарифу текущие;
– показания счетчика по 1 тарифу на РДЧ.

Состояние журналов счетчиков:

Журналы счетчиков могут содержать записи, произведенные во время производственного цикла.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(обязательное)
Управление нагрузкой

Счетчики (в зависимости от исполнения, см. таблицу 2.1) оснащены УКН позволяющим выполнять функцию по дистанционному ограничению/отлучению абонента.

Счетчики с версией ПО 4.00 и выше оснащены физической (аппаратной) блокировкой срабатывания УКН (подробнее см. рисунок Ж.1).

Отключение абонента от сети выполняется в двух режимах:

а) **удаленное отключение** [1)] (дистанционное) посредством подачи команды по любому из интерфейса счетчика из центра управления АС (например, в случае плановых работ на сетях, при неуплате абонентом за потребленную электроэнергию и др.);

б) **локальное отключения** (если функция активирована при конфигурировании счетчика):

– при превышении установленного порога мощности (порог мощности от 0 до 28 кВт, время превышение от 5 до 60 с) [2)];

– при превышении максимального тока (порог по току 105 А, время превышения от 5 до 60 с) [2)];

– при превышении напряжения на 15 % от согласованного (при обнаружение факта превышения);

– при воздействии внешнего магнитного поля (время воздействия от 0 до 60 с) [2)];

– при превышении установленного порога небаланса токов фазного и нулевого проводов (порог небаланса от 0,25 до 105 А, время превышение от 5 до 60 с) [2)];

– при превышении температуры внутри корпуса счетчика (порог по температуре плюс 85º С, время превышения от 5 до 60 с);

– при срабатывание электронной пломбы (по факту обнаружения события).

Подключение абонента к сети выполняется в двух режимах:

а) **удаленное подключение** [1)] (дистанционно) посредством подачи команды по любому из интерфейса счетчика из центра управления АС;

б) **локальное подключение** (если функция активирована при конфигурировании счетчика):

– в ручном режиме при помощи КнУ (только если дано разрешение из центра управления АС);

– автоматически (только если отключение произошло локальное отключение по превышению напряжения и функция автоматического подключения активирована при конфигурировании счетчика).

[1)] Доступ к функциям удаленного (дистанционного) отключения и подключения реализован в соответсвие со СПОДЭС ПАО «Россети» «Счетчики электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными» (в том числе установка и смена пароля доступа).

[2)] Условия фиксации событий (порог срабатывания и время воздействия) настраиваются единомоментно с условиями локального отлючения. При этом отключение абонента при фиксации события – отдельно настраиваемая опция при конфигурирование счетчика.

ВНИМАНИЕ! В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети <u>только в ручном режиме</u>. 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 (подробнее см. приложение В).

Если ***над знаком*** ***видна стрелка***, возможно подключение к сети при помощи КнУ. Перед нажатием кнопки следует устранить возможные нарушения потребления электроэнергии (превышение потребляемой мощности сверх установленного порога мощности или тока), устранить возможные внешние воздействия, приведшие к отключению, после чего нажать кнопку и удерживать ее в нажатом состоянии более 5 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 любому из интерфейсов с использованием специализированных устройств АС) ***над знаком*** ***появляется стрелка*** и подключение нагрузки выполняется при помощи КнУ аналогично описанному выше. Возможно также дистанционное подключение нагрузки с использованием специализированных устройств АС.

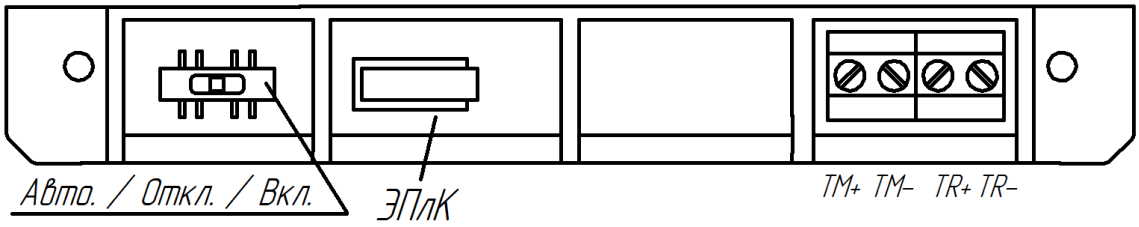


Рисунок Ж.1 – Расположение переключателя физической (аппаратной) блокировки состояния УКН

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(обязательное)
Методика замены резервного элемента питания ЧРВ

При снижении напряжения резервного источника питания ЧРВ ниже 3,2 В (напряжения резервного источника питания ЧРВ может быть считано со счетчика по любому из интерфейсов или выведено на дисплей счетчика), необходимо произвести его замену. Элемент питания резервного источника питания ЧРВ расположен в отсеке резервного источника питания ЧРВ счетчика.

Замена выполняется в последовательности:

– снять со счетчика сетевое напряжение;

ВНИМАНИЕ! Замену резервного элемента питания ЧРВ питания проводить только при отключенном сетевом напряжении.

– удалить контрольную пломбу и снять клеммную крышку счетчика;

– снять крышку отсека коммуникатора;

– демонтировать коммуникатора в случае если счетчик был им укомплектован;

– снять крышку отсека резервного источника питания ЧРВ;

– аккуратно отсоединить разъем и вынуть элемент питания;

– установить новый элемент питания (ER14250–CB–LD\ или аналогичный по параметрам), подключив его к разъёму;

Примечание – Рекомендуется перед установкой проверить срок годности элемента питания. Если с момента выпуска элемента прошло более 12 месяцев, произвести депассивацию элемента питания, нагрузив его на сопротивление 300 Ом ± 10 % на 60 мин.

– установить крышку отсека резервного источника питания ЧРВ на прежнее место;

– установить коммуникатор, если счетчик был им укомплектован;

– установить крышку отсека коммуникатора;

– установить клеммную крышку и опломбировать контрольной пломбой;

– подать на счетчик напряжение.

После замены элемента питания необходимо установить связь со счетчиком с помощью программы–конфигуратора и убедится, что напряжения резервного источника питания ЧРВ выше 3,6 В.

В случае, если во время замены резервного источника питания ЧРВ счетчик был выключен на время более 60 ч, после подачи на него напряжения необходимо выполнить синхронизацию ЧРВ при помощи программы–конфигуратора (см. руководство пользователя, электронный документ), или удалённо при помощи средств АС.

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(обязательное)
Варианты комплекта поставки

Вариант комплекта поставки обозначается записью ВК.Х, где Х – вариант устанавливаемого коммуникатора, см. таблица К.1.

Таблица К.1

Значение Х	Наименование коммуникатора	Реализуемые коммуникатором интерфейсы	Дополнительная информация
О	–	–	–
R8	РиМ 041.21	RF868 (несущая частота 868 МГц)	Работа в единой радио–сети совместно со счётчиками РиМ 189.2Х и РиМ 489.2Х
2GN	РиМ 071.24	GPRS (2G)	Работа в режиме TCP–клиента или TCP–сервера; SMS–сообщения.
3GN	РиМ 071.34	GPRS (2G) / 3G	Работа в режиме TCP–клиента или TCP–сервера; SMS–сообщения.
4GN	РиМ 071.44	GPRS (2G) / 3G / LTE (4G)	Работа в режиме TCP–клиента или TCP–сервера; SMS–сообщения.

Более подробно технические характеристики и функциональные возможности см. паспорт на соответствующий коммуникатор.

ПРИЛОЖЕНИЕ Л
(обязательное)
Перечень предприятий, выпускающих счетчики

Таблица Л.1

Наименование предприятия изготовителя	Торговый знак предприятия изготовителя	Методика поверки	Свидетельство об утверждении типа средств измерения	Регистрацион–ный номер в Федеральном информацион–ном фонде по обеспечению единства измерений	Условное обозначение исполнения счетчика	Штрих код по EAN–13
Акционерное Общество «Радио и Микро–электроника» (АО «РиМ»)		ВНКЛ.411152.114 ДИ			РиМ 289.21	4607134512780
					РиМ 289.22	4607134512797
					РиМ 289.23	4607134512803
					РиМ 289.24	4607134512810

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника» (АО РиМ»)
Россия, 630082, г. Новосибирск, ул. Дачная 60/1, офис 307
Тел/факс (383) 2195313
Телефон (383) 2034109 – гарантийный ремонт
E-mail: rim@zao-rim.ru
www.ao-rim.ru
(2)