

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»

ОКП 42 2860

Счетчики электрической энергии

РиМ X89.4

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Новосибирск

Содержание

1	ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	4
2	ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ	5
2.1	Назначение счетчиков	5
2.2	Основные метрологические и технические характеристики	11
2.3	Перечень величин, измеряемых счетчиком	13
2.4	Показатели точности счетчиков	18
2.5	Программное обеспечение	22
2.6	Разграничение прав доступа к информации в счетчиках	23
2.7	Считывание информации со счетчиков	23
2.8	Конфигурирование счетчиков	24
2.9	Комплект поставки счетчиков	24
2.10	Устройство и работа	25
2.11	Средства измерения, инструменты и принадлежности	27
2.12	Маркировка и пломбирование	27
3	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ	28
3.1	Эксплуатационные ограничения	28
3.2	Подготовка счетчиков к использованию	28
3.3	Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации	30
4	ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	30
5	ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ	30
6	ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	31
7	УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	31
8	ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	31
9	ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ, ВОЗМОЖНЫХ ОШИБОК ПЕРСОНАЛА, ПРИВОДЯЩИХ К АВАРИЙНЫМ РЕЖИМАМ РАБОТЫ АГРЕГАТА, И ДЕЙСТВИЙ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИХ УКАЗАННЫЕ ОШИБКИ	32
10	УТИЛИЗАЦИЯ	32
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Схемы подключения счетчиков при эксплуатации	33
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Габаритные, установочные размеры и расположение индикаторов счетчиков	34
	ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков	36
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное) Описание журналов и профилей счетчиков	41
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Начальные установки счетчиков	57
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е (обязательное) Управление нагрузкой	59
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (обязательное) Методика замены элемента питания ЧРВ	61
	ПРИЛОЖЕНИЕ И (обязательное) Варианты комплекта поставки	62
	ПРИЛОЖЕНИЕ К (обязательное) Перечень предприятий, выпускающих счетчики	63

Перечень обозначений и сокращений, используемых в документе:

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
RF2400	Интерфейс для обмена данными по радиоканалу на частоте 2,4 ГГц (Bluetooth)
RF433	Интерфейс для обмена данными по радиоканалу на частоте 433 МГц
RF868	Интерфейс для обмена данными по радиоканалу на частоте 868 МГц
USB–RF	Конвертор USB–RF РИМ 043.04 для связи со счётчиками по интерфейсу RF868 и USB–RF РИМ 043.08 для связи со счётчиками по интерфейсу RF433
USB–RS	Конвертор USB–RS232/RS485 РИМ 093.01
АС	Автоматизированная система контроля и учета электрической энергии
ВЛ	Воздушная линия электропередач
ВУ АС	Внешние устройства автоматизированной системы
ГНСС	Приемник сигналов глобальных навигационных спутниковых систем
ДД	Дисплей дистанционный РИМ 040.05 ТУ 4200–039–11821941–2009
ДМП	Датчик магнитного поля
ИБТ	Источник реального времени тарификатора
ИСК	Служебный интерфейс связи с коммуникатором
ИМС	Служебный интерфейс связи с модулем связи
МС	Модуль связи
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
РЧПП	Радиочастотный приемо–передатчик
ТМ	Электрический испытательный выход (индикатор функционирования счетчика)
ТМА	Электрический испытательный выход (индикатор функционирования счетчика) при измерении активной энергии
ТМР	Электрический испытательный выход (индикатор функционирования счетчика) при измерении реактивной энергии
ТМА/Р	Электрический испытательный выход (индикатор функционирования счетчика) при измерении активной/реактивной энергии
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
ЭПЛМС	Электронная пломба крышки отсека модуля связи

Настоящее руководство по эксплуатации позволяет ознакомиться со структурой и основными принципами работы счетчиков РИМ Х89.4 – счетчики электрической энергии однофазные РИМ 189.40, РИМ 189.46, РИМ 189.48, счетчики электрической энергии трехфазные РИМ 489.46, РИМ 489.48, (далее – счетчики) и устанавливает правила эксплуатации, соблюдение которых обеспечивает поддержание счетчиков в исправном состоянии.

Счетчики РИМ 189.40 – счетчики непосредственного включения, в малогабаритном корпусе для установки на DIN-рейку, предназначенные для подключения к однофазным двухпроводным электрическим цепям переменного тока промышленной частоты.

Счетчики РИМ 189.46, РИМ 189.48 – счетчики непосредственного включения, сплит-исполнения, предназначенные для подключения к однофазным двухпроводным электрическим цепям переменного тока промышленной частоты.

Счетчики РИМ 489.46, РИМ 489.48 – счетчики непосредственного включения, сплит-исполнения, предназначенные для подключения к трехфазным четырехпроводным электрическим цепям переменного тока промышленной частоты.

При изучении и эксплуатации необходимо дополнительно руководствоваться следующими документами:

Методика поверки, подробнее см. приложение К.

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

1.5 Допускается подключение счетчиков без снятия напряжения к магистрали 0,4 кВ выполненной изолированным проводом с использованием прокалывающих зажимов при отключенной нагрузке у абонента.

2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ

2.1 Назначение счетчиков

2.1.1 Счетчики электрической энергии РиМ Х89.4 – счетчики электрической энергии однофазные РиМ 189.40, РиМ 189.46, РиМ 189.48, счетчики электрической энергии трехфазные РиМ 489.46, РиМ 489.48.

Счетчики РиМ 189.40 – счетчики непосредственного включения, в малогабаритном корпусе для установки на DIN–рейку, предназначенные для подключения к однофазным двухпроводным электрическим цепям переменного тока промышленной частоты.

Счетчики РиМ 189.46, РиМ 189.48 – счетчики непосредственного включения, сплит–исполнения, предназначенные для подключения к однофазным двухпроводным электрическим цепям переменного тока промышленной частоты.

Счетчики РиМ 489.46, РиМ 489.48 – счетчики непосредственного включения, сплит–исполнения, предназначенные для подключения к трехфазным четырехпроводным электрическим цепям переменного тока промышленной частоты.

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

Характеристика	Исполнения счетчиков		
	РиМ 189.40	РиМ 189.46, РиМ 189.48	РиМ 489.46, РиМ 489.48
Класс точности:			
– при измерении активной энергии	1	1	1
– при измерении реактивной энергии	1	1	1
Базовый (номинальный) ток, А	5	5	5
Максимальный ток, А	80	100	100
Номинальное напряжение, В	230	230	3х230/400
Номинальная частота, Гц	50	50	50
Потребляемая полная мощность по каждой цепи тока, В·А, не более	0,1	0,1	0,1
Потребляемая полная мощность по каждой цепи напряжения, В·А, не более	10	10	10
Потребляемая активная мощность по каждой цепи напряжения (без учета МС), Вт, не более	2	2	2
Потребляемая активная мощность МС, Вт, не более	10	10	10
Стартовый ток:			
– при измерении активной энергии, мА	20	20	20
– при измерении реактивной энергии, мА	20	20	20
Постоянная счетчика, имп./((кВт·ч) [имп./((квар·ч))]	4 000	4 000	4 000
Тип корпуса	DIN	Сплит	Сплит
Габаритные размеры, мм, не более	см. приложение Б		
Масса, кг, не более	0,75	2	2
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254	IP51	IP54	IP54
Средняя наработка на отказ Т _О , ч	360 000	300 000	280 000
Средний срок службы Т _{СЛ} , лет	32	32	32

2.1.4 Счетчики дополнительно оснащены приведенным в таблице 2.2

Таблица 2.2

Оснащение	Исполнения счетчиков				
	РиМ 189.40	РиМ 189.46	РиМ 189.48	РиМ 489.46	РиМ 489.48
RF433	–	Да	Да	Да	Да
RF868	Да	Да	Да	Да	Да
RF2400	Да	Да ¹⁾	Да ¹⁾	Да ¹⁾	Да ¹⁾
Оптопорт	Да	Да	Да	Да	Да
RS–485	Да	–	–	–	–
ИМС	Да	Да	Да	Да	Да
УКН	Да	Да	Да	Да	Да
РУ	–	–	–	–	–
ГНСС	–	–	Да	–	Да
ДМП	Да	Да	Да	Да	Да
ЭПЛ	Да	Да	Да	Да	Да
ЭПЛК	Да	Да	Да	Да	Да
ЭПЛМС	Да	Да	Да	Да	Да
¹⁾ для ПО с идентификатором 02 и выше					

2.1.5 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.

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

2.1.7 Режим учета активной и реактивной энергии, удельной энергии потерь в цепи тока, режим измерения активной, реактивной и полной мощности у однофазных счетчиков программируется на учет по нулевому проводу, в случае превышения тока в нулевом проводе над током в фазном проводе.

2.1.8 Счетчики имеют тарификатор с встроенными ЧРВ и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

2.1.9 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.

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

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

2.1.12 Счетчики определяют параметры качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144–2013, ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S:

- длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{П}}$;
- длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{ПЕР}}$;
- глубину провала напряжения $\delta U_{\text{П}}$;
- величину перенапряжения $\Delta U_{\text{ПЕР}}$.

2.1.13 Трехфазные счетчики определяют параметры показателей качества электрической энергии по ГОСТ 32144–2013, ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017:

- напряжения прямой $U_{(1)}$, обратной $U_{(2)}$ и нулевой $U_{(0)}$ последовательностей;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной $K_{(2)}$ и нулевой $K_{(0)}$ последовательностям.

2.1.14 Счетчики обеспечивают ретрансляцию данных и команд по интерфейсам RF433 и RF868.

2.1.15 Информационные протоколы обмена резидентных интерфейсов счетчиков соответствуют СПОДЭС ПАО «Россети», IEC 62056–46(2007) и ГОСТ Р 58940–2020.

2.1.16 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.

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

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

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

Обмен данными между счетчиком и встраиваемым МС осуществляется по ИМС.

Отсек для размещения МС соответствует СТО 34.01–5.1–009–2024 ПАО «Россети»

2.1.18 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 В.

2.1.19 Характеристики интерфейсов:

2.1.19.1. Характеристики оптопорта:

- Скорость обмена данными, Бод от 300 до 9600;
- Конструкция, магнитные и оптические характеристики IEC 62056–21;

2.1.19.2. Характеристики ИМС:

- Выходное напряжение, В 12
- Отклонение выходного напряжения, % ± 5
- Максимальный ток нагрузки, мА, не более 750
- Скорость обмена данными, Бод 115 200;

Примечание – Подробнее см. приложение А.

2.1.19.3. Характеристики RF433 ¹⁾:

- Скорость обмена данными, Бод 9600;
- Полоса радиочастот, МГц 433,075–434,79;
- ЭИИМ, дБВт, не более –17;

2.1.19.4. Характеристики RF868 ²⁾:

- Скорость обмена данными, Бод 9600;
- Полоса радиочастот, МГц 868,7–869,2;
- Максимальная ЭИМ, мВт 25;

2.1.19.5. Характеристики RF2400 ³⁾:

- Стандарт связи Bluetooth 5.2
- Полоса радиочастот, МГц 2 400–2 483,5;
- ЭИИМ, мВт (дБм), не более 100 (20);

2.1.19.6. Характеристики RS–485:

- Стандарт связи EIA/TIA 485
- Скорость обмена данными, Бод от 9 600 до 115 200;
- Питание интерфейса от встроенного источника питания

2.1.20 Визуальное считывание показаний счетчика абонентом, эксплуатирующим счетчик, производится при помощи ДД.

2.1.21 Информация на ДД отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию – на русском языке.

2.1.22 Показания счетчика выводятся на ДД последовательным нажатием кнопки на передней панели ДД. Перечень измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей ДД, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по всем интерфейсам счетчиков.

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

² Соответствует решению ГКРЧ № 07–20–03–001 (Приложение 11).

³ Соответствует решению ГКРЧ № 07–20–03–001 (Приложение 2).

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

2.1.24 Счетчики оснащены ЭПл, ЭПлК и ЭПлМС. Состояние ЭПл, ЭПлК и ЭПлМС считывается по интерфейсам при помощи устройств АС, а также записывается в соответствующий журнал с привязкой по времени.

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

- **основной** – ионистр, со сроком эксплуатации не менее 30 лет и обеспечивающего ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течение не менее 60 ч;
- **резервный** – литиевый элемент питания обеспечивающий ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течение 16 лет.

2.1.26 Резервный элемент питания ЧРВ размещен в отдельно пломбируемом отсеке модуля связи.

2.1.27 Корректировка ЧРВ счетчика выполняется:

- автоматически при приеме сигнала ГНСС (при его наличии в зависимости от исполнения);
- 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.

2.1.28 Счетчики, в зависимости от исполнения, см. таблицу 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.

Счетчики оснащены физической (аппаратной) блокировкой срабатывания УКН и определяют текущее состояние УКН путем оценки наличия напряжения со стороны нагрузки.

Подробнее см. приложение Е.

2.1.29 Счетчики диагностируют и отображают в статусной информации, на дисплее (при наличии) и на ДД события, текущее состояние УКН, состояние ЧРВ (корректность даты и времени счетчика), события, связанные со срабатыванием электронных пломб, ДМП и т. д. (см. паспорт на ДД).

2.1.30 Счетчики обеспечивают контроль правильности подключения измерительных цепей – при неправильном порядке следования (подключения) фаз статусная информация считывается по интерфейсам счетчиков, отображается на дисплее (при наличии) и выводится на ДД.

2.1.31 Счетчики оснащены оптическими испытательными выходами ТМА и ТМР или ТМА/Р, которые используются при проверке счетчика при измерении активной и реактивной энергии соответственно, и оптическим индикатором ТМ, который является технологическим. Характеристики оптических испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11–2012.

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

- срабатывание ЭПл и (или) ЭПлК и (или) ЭПлМС;
- срабатывание ДМП;
- срабатывание УКН (подробнее см. приложение Е);
- включение/отключение счетчика;
- при непрерывном отсутствии питания более 10 часов (после возобновлении подачи напряжения);
- конфигурирование (параметрирование) счетчика;
- изменение статуса самодиагностики (подробнее см. приложение Г, таблицу Г.14);
- изменение статуса качества сети (подробнее см. приложение Г, таблицу Г.12);

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

2.1.33 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 недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигулятора.

Подробное описание журналов – в приложении Г.

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

2.1.35 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.

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

2.2 Основные метрологические и технические характеристики

Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	см. таблицу 2.1
Номинальное напряжение, В	см. таблицу 2.1
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 161 до 276
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения ¹⁾ , В	от 138 до 276
Предельный рабочий диапазон фазного напряжения ²⁾ , В	от 0 до 400
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см. таблицу 2.1
Стартовый ток при измерении активной/реактивной энергии, мА	20 / 20
Постоянная счетчика, имп./($\text{кВт} \cdot \text{ч}$) [имп./($\text{квар} \cdot \text{ч}$)]	см. таблицу 2.1
Погрешность измерения	
удельной энергии потерь в цепи тока, %, не более	$\pm 1,0$
удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах, %, не более	$\pm 1,0$
активной мощности	
соответствует классу точности при измерении активной энергии	
реактивной мощности	
соответствует классу точности при измерении реактивной энергии	
полной мощности, %, не более	± 2
напряжения, %, не более	$\pm 0,5$
тока, %, не более	$\pm 0,5$
частоты сети, Гц, не более	$\pm 0,010$
коэффициента мощности $\cos \varphi$, %, не более	$\pm 3,0$
коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$, %, не более	$\pm 2,5$
установившегося отклонение напряжения основной частоты	$\pm 0,5$
отклонения частоты	$\pm 0,030$
Суточный ход ЧРВ ³⁾ :	
при нормальных условиях, с/сут, не более	0,5
в предельном рабочем диапазоне температур, 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.

³⁾ При питании как от сетевого напряжения, так и от основного и резервного источников питания ЧРВ.

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:

коммутируемый ток	
при напряжении не более 264 В и $\cos \varphi=1$, А, не более	$I_{\text{МАКС}}$
при напряжении не более 250 В и $\cos \varphi=1$, А, не более	$1,1 \cdot I_{\text{МАКС}}$
количество коммутаций, не менее	10^4

Потребляемая мощность активная (полная)

каждой цепью тока ¹⁾ , Вт ($V \cdot A$), не более	0,1 (0,1)
каждой цепью напряжения ^{1), 2)} , Вт ($V \cdot A$), не более	2 (10)

Номинальный ток собственного потребления:

каждой цепью напряжения ^{1), 2)} , мА, не более	45
--	----

Дальность обмена данными по интерфейсу RF433 и RF868

с устройствами АС, м, не менее	100
с ДД, м, не менее	30

Масса, кг, не более

см. таблицу 2.1

Габаритные размеры, мм, не более

см. приложение Б

Условия эксплуатации счетчиков:

– для счетчиков в корпусе типа сплит – У1 по ГОСТ 15150 – на открытом воздухе 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.

– для счетчиков в корпусе типа DIN – У2 по ГОСТ 15150 – в палатках, металлических и иных помещениях без теплоизоляции, при отсутствии прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков, при температуре окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 60 °С, верхнем значении относительной влажности 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.

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 по ГОСТ 14254–2015, в зависимости от варианта исполнения (см.таблицу 2.1.).

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 2.3.

Таблица 2.3

Наименование измеряемой величины	Исполнения счетчиков	
	РиМ 189.40, РиМ 189.46, РиМ 189.48	РиМ 489.46, РиМ 489.48
Энергия		
активная импортируемая (I и IV квадрант) ^{1), 2)}	Да	Да
активная экспортируемая (II и III квадрант) ^{1), 2)}	Да	Да
реактивная импортируемая (I и II квадрант) ²⁾	Да	Да
реактивная экспортируемая (III и IV квадрант) ²⁾	Да	Да
удельная энергия потерь в линии (цепях тока)	Да	Да
удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах	Да	Да
Мощность		
активная (I и IV квадрант – положительная, II и III квадрант – отрицательная)	Да	Да
реактивная (I и II квадрант – положительная, III и IV квадрант – отрицательная)	Да	Да
полная	Да	Да
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале (активная интервальная мощность, $P_{\text{инт}}$) ³⁾	Да	Да
Максимальное значение средней активной мощности в текущем отчетном периоде (максимальная $P_{\text{инт}}$ в текущем отчетном периоде, $P_{\text{инт макс}}$) ³⁾	Да	Да
Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период ($P_{\text{инт макс}}$ на РДЧ, $P_{\text{рдч}}$) ³⁾	Да	Да
Ток фазного провода, среднеквадратическое (действующее) значение ⁴⁾	Да	Да
Ток нулевого провода, среднеквадратическое (действующее) значение ⁴⁾	Да	Да
Абсолютный небаланс токов в фазных и нулевом проводах I_{Δ} ⁴⁾	Да	Да
Относительный небаланс токов в фазных и нулевом проводах I_{δ} ⁴⁾	Да	Да
Напряжение (фазное), среднеквадратическое (действующее) значение ⁴⁾	Да	Да
Напряжение линейное (межфазное), среднеквадратическое значение ⁴⁾	Нет	Да
Отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения	Да	Да
Частота сети ⁴⁾	Да	Да
Отклонение частоты	Да	Да
Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ⁴⁾	Да	Да
Коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$ ⁴⁾	Да	Да

Окончание таблицы 2.3

Длительность провалов/перенапряжений	Да	Да
Глубина провала напряжения	Да	Да
Величина перенапряжения	Да	Да
Напряжения прямой, обратной, нулевой последовательностей	Нет	Да
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	Нет	Да
Температура внутри корпуса счетчика	Да	Да
¹⁾ Режим учета активной энергии программируется на учет активной энергии по модулю или на отдельный учет импортируемой и экспортируемой. ²⁾ Импортируемая – прием, экспортируемая – отдача. Расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23. ³⁾ Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 мин. ⁴⁾ Время интегрирования значений (период измерения) составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения).		

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

Суммарная текущая мощность (активная и реактивная) определяется как сумма соответствующих фазных значений мощности с учетом знака.

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

$$S_{\text{ТЕК}} = U \bullet I, \quad (2.1)$$

где U – среднеквадратическое значение напряжения, В;

I – среднеквадратическое значение тока, А;

S – текущее значение полной мощности, В•А.

Суммарная текущая полная мощность определяется как сумма соответствующих фазных значений мощности с учетом знака.

2.3.1.3. Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

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

где W_I – расчетное значение удельной энергии потерь в цепях тока, $\text{кА}^2 \cdot \text{ч}$;

I – действующее (среднеквадратичное) значение тока, А;

T – время работы счетчика, с.

Суммарная удельная энергия потерь в цепях тока определяется как сумма фазных значений удельной энергии потерь.

2.3.1.4. Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах определяется по формуле

$$W_U = \frac{10^{-3}}{3600} \int_0^T U^2 dt, \quad (2.3)$$

где W_U – расчетное значение удельной энергии потерь холостого хода, $\text{kB}^2 \cdot \text{ч}$;

U – действующее (среднеквадратичное) значение напряжения, В;

T – время работы счетчика, с.

Суммарная удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах определяется как сумма фазных значений удельной энергии потерь.

2.3.1.5. Средняя активная мощность на программируемом интервале (активная интервальная мощность) определяется методом «скользящего окна» по формуле

$$P_{\text{инт}} = \frac{1}{T} \int_0^T P_{\text{тек}} dt, \quad (2.4)$$

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

$P_{\text{тек}}$ – значение текущей активной мощности, Вт;

T – длительность программируемого интервала, с.

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

2.3.1.7. Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале за прошедший отчетный период (максимальная интервальная активная мощность на РДЧ, $P_{\text{рдч}}$) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений $P_{\text{инт}}$ за прошедший месяц.

2.3.1.8. Коэффициент мощности $\cos \varphi$ определяется по формуле

$$\cos \varphi = \frac{P_{\text{тек}}}{S_{\text{тек}}}, \quad (2.5)$$

где $\cos \varphi$ – расчетное значение коэффициента мощности;

$S_{\text{тек}}$ – расчетное значение текущей полной мощности, $\text{В} \cdot \text{А}$;

$P_{\text{тек}}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Суммарное значение $\cos \varphi$ определяется как среднее геометрическое фазных значений.

2.3.1.9. Коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$ определяется по формуле

$$\text{tg } \varphi = \frac{|Q_{\text{тек}}|}{|P_{\text{тек}}|}, \quad (2.6)$$

где $\text{tg } \varphi$ – расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

$Q_{\text{тек}}$ – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

$P_{\text{тек}}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Суммарное значение $\text{tg } \varphi$ определяется как среднее геометрическое фазных значений.

2.3.1.10. Определение показателей качества электроэнергии

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

а) установившееся отклонение напряжения δU_y должно определяться по 5.13 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

б) отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонение напряжения должны определяться по 5.12 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

в) отклонение частоты Δf должно определяться по 4.2.1 ГОСТ 32144, 5.1 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

г) длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{П}}$ должна определяться согласно 5.4 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

д) длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{ПЕР}}$ должна определяться согласно 5.4 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

е) глубина провала $\delta U_{\text{П}}$ должна определяться согласно 5.4 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

ж) величина перенапряжения $\Delta U_{\text{ПЕР}}$ должна определяться согласно 5.4 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S.

з) напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей, коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям должны определяться согласно 5.7 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S.

2.3.1.11. Абсолютный небаланс токов в фазных и нулевом проводах I_{Δ} должен определяться по формуле

$$I_{\Delta} = \left| \vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C \right| - I_N, \quad (2.7)$$

где I_{Δ} – расчетное значение абсолютного небаланса токов в фазных и нулевом проводах, А;

I_A – среднеквадратическое значение тока по фазе А провода, А;

I_B – среднеквадратическое значение тока по фазе В провода, А;

I_C – среднеквадратическое значение тока по фазе С провода, А;

I_N – среднеквадратическое значение тока нулевого провода, А.

2.3.1.12. Относительный небаланс токов в фазном и нулевом проводах I_{δ} должен определяться по формуле

$$I_{\delta} = \frac{\left| \vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C \right| - I_N}{\left| \vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C \right|} \cdot 100, \quad (2.8)$$

где I_{δ} – расчетное значение относительного небаланса токов в фазных и нулевом проводах, %;

I_A – среднеквадратическое значение тока по фазе А провода, А;

I_B – среднеквадратическое значение тока по фазе В провода, А;

I_C – среднеквадратическое значение тока по фазе С провода, А;

I_N – среднеквадратическое значение тока нулевого провода, А.

2.3.2 Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда
		РиМ 189.40, РиМ 189.46, РиМ 189.48, РиМ 489.46, РиМ 489.48
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 фазных и нулевом проводах	А	$10^2 / 10^{-3}$
Относительный небаланс токов в фазных и нулевом проводах	%	$10^2 / 10^{-2}$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 10^{-2}$
Частота сети	Гц	$10^1 / 10^{-3}$
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА ² •ч	$10^5 / 10^{-2}$
Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах	кВ ² •ч	$10^7 / 10^{-2}$
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ	безразм.	$10^3 / 10^{-3}$
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	$10^0 / 10^{-3}$
Длительность провалов/перенапряжений	с ²⁾	$10^1 / 10^{-2}$
Глубина провала/величина перенапряжения	%	$10^2 / 10^{-2}$
Величина перенапряжения	В	$10^2 / 10^{-2}$
Температура внутри корпуса счетчика	°С	$10^1 / 10^{-2}$
Напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей	В	$10^2 / 10^{-2}$
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	%	$10^2 / 10^{-2}$

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.

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

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 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 31819.23-2012 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.

2.4.1.7 Допускаемая основная погрешность счетчиков с однофазной нагрузкой должна соответствовать требованиям 8.1 ГОСТ 31819.21 при измерении активной энергии и 8.1 ГОСТ 31819.23 при измерении реактивной энергии.

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

2.4.2.1 Допускаемая основная погрешность δP при измерении $P_{\text{ТЕК}}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.21 для счетчиков класса точности указанного в таблице 2.1.

2.4.2.2 Допускаемая основная погрешность δQ при измерении $Q_{\text{ТЕК}}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения реактивной энергии в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.23 для счетчиков класса точности указанного в таблице 2.1.

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

2.4.3. При измерении средней активной мощности на программируемом интервале ($P_{\text{ИНТ}}$), максимальной средней активной мощности на программируемом интервале ($P_{\text{ИНТ МАКС}}$), максимальной средней активной мощности на РДЧ ($P_{\text{РДЧ}}$)

2.4.3.1 Допускаемая основная погрешность при измерении $P_{\text{ИНТ}}$, $P_{\text{ИНТ МАКС}}$ и $P_{\text{РДЧ}}$ не должна превышать пределов допускаемой основной допускаемой погрешности измерения активной энергии в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.21 для счетчиков класса точности, указанного в таблице 2.1.

2.4.3.2 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21, не должны превышать пределов дополнительных погрешностей для счетчиков в соответствии с таблицей 8 ГОСТ 31819.21 для счетчиков класса точности, указанного в таблице 2.1.

2.4.4. При измерении среднеквадратических значений тока.

2.4.4.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений тока δI не превышает пределов, указанных в таблице 2.13.

Таблица 2.13

Ток, от I_b	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,05	$\pm 0,5$
0,1	$\pm 0,5$
1,0	$\pm 0,5$
$I_{\text{МАКС}}$	$\pm 0,5$

2.4.4.2 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений тока нулевого провода δI_N не превышает пределов, указанных в таблице 2.13.

2.4.5. При измерении среднеквадратических значений напряжения (фазных и межфазных).

2.4.5.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений напряжения (фазных и межфазных) не превышает пределов, указанных в таблице 2.14.

Таблица 2.14

Диапазон измеряемых среднеквадратических значений фазного (межфазного) напряжения, В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении напряжения, %
От 140 до 264 (от 242 до 457)	$\pm 0,5$

2.4.5.2 Допускаемая относительная погрешность при измерении средних значений фазных напряжений на программируемом интервале не превышает значений, приведенных в таблице 2.14.

2.4.6. При измерении частоты сети.

2.4.6.1 Абсолютная погрешность при измерении частоты сети не превышает $\pm 0,010$ Гц.

2.4.6.2 Диапазон измеряемых частот от 42,5 до 57,5 Гц по классу S ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017.

2.4.7. При измерении показателей качества электроэнергии.

Показатели качества электроэнергии определяют относительно одного из значений, задаваемых программно: номинального фазного напряжения (см. таблицу 2.1) или согласованного фазного напряжения.

Требования к точности при измерении показателей качества электроэнергии соответствуют классу S по ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, с уточнениями:

2.4.7.1 Требования к точности при измерении установившегося отклонения напряжения δU_u должны соответствовать 5.13.2 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017 – не более $\pm 0,5\%$ в диапазоне значений от минус 30 до 20 %.

2.4.7.2 Требования к точности при измерении отклонения частоты Δf должны соответствовать 5.1.2 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017 – $\pm 0,030$ Гц в диапазоне значений отклонения от минус 7,5 до 7,5 Гц.

2.4.7.3 Требования к точности при измерении длительности провала напряжения Δt_p должна соответствовать 5.4.5 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017 – не более ± 1 периода сетевого напряжения в диапазоне значений от 0,04 до 60 с.

2.4.7.4 Требования к точности при измерении длительности перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}}$ должна соответствовать 5.4.5 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017 – не более ± 1 период сетевого в диапазоне значений от 0,04 до 60 с.

2.4.7.5 Требования к точности при измерении глубины провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$ должна соответствовать 5.4.5 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017 – не более 1 % в диапазоне значений от минус 10 до минус 70 %.

2.4.7.6 Требования к точности при измерении величины перенапряжения $\Delta U_{\text{пер}}$ должна соответствовать 5.4.5 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017 – не более 1 % в диапазоне значений от $U_{\text{ном}}$ до $1,5 U_{\text{ном}}$.

2.4.7.7 Допускаемая относительная погрешность при измерении напряжений прямой U_1 , обратной U_2 и нулевой U_0 последовательностей не должна превышать $\pm 0,5$ % в диапазоне значений напряжения от $0,8 U_{\text{ном}}$ до $1,15 U_{\text{ном}}$.

2.4.7.8 Требования к точности при измерении коэффициентов несимметрии напряжения по обратной $K_{2(U)}$ и по нулевой последовательностям $K_{0(U)}$ должны соответствовать 5.7.2 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017 – не более $\pm 0,3$ % в диапазоне значений коэффициентов несимметрии от 0 до 10 %.

2.4.7.9 Требования к точности при измерении отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения должны соответствовать 5.12.2 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017 – не более $\pm 0,5\%$ в диапазоне значений от минус 30 до 20 %.

2.4.7.10 Влияющие величины в соответствии с требованиями 6.1 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S.

2.4.8. При измерении удельной энергии потерь в цепях тока

2.4.8.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении удельной энергии потерь в цепях тока не превышает пределов, приведенных в таблице 2.15.

Таблица 2.15

Ток, от I_b	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока, %
0,05	$\pm 1,0$
0,1	$\pm 1,0$
1,0	$\pm 1,0$
$I_{\text{макс}}$	$\pm 1,0$

2.4.9. При измерении удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах.

2.4.9.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах не превышает пределов, приведенных в таблице 2.16.

Таблица 2.16

Напряжение, от $U_{\text{ном}}$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах, %
$U_{\text{мин}}^{1)}$	$\pm 1,0$
1,0	$\pm 1,0$
$U_{\text{макс}}^{2)}$	$\pm 1,0$

¹⁾ $U_{\text{мин}}$ – значение напряжения, соответствующее нижней границе расширенного рабочего диапазона напряжений.
²⁾ $U_{\text{макс}}$ – значение напряжения, соответствующее верхней границе расширенного рабочего диапазона напряжений.

2.4.10. При измерении коэффициента реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$

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

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

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

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

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

Допускаемая основная погрешность при измерении $\operatorname{tg} \varphi$ не превышает пределов, приведенных в таблице 2.17.

Таблица 2.17

Ток, от I_b	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении $\operatorname{tg} \varphi$, %
0,2	$\pm 3,5$
1,0	$\pm 3,0$
$I_{\text{МАКС}}$	$\pm 3,0$

2.4.10.2 Диапазон измеряемых значений $\operatorname{tg} \varphi$ от 0,25 до 1,75.

2.4.11. При измерении коэффициента мощности $\cos \varphi$.

2.4.11.1 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении $\cos \varphi$ не превышает $\pm 3,0$ %.

2.4.12. Требования к точности при измерении полной мощности

2.4.12.1 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении полной мощности не превышает $\pm 2,0$ %.

2.4.13. Требования к точности при измерении температуры внутри корпуса счетчика

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

2.4.14. Требования к точности при измерении абсолютного I_Δ и относительного I_b небаланс токов в фазном и нулевом проводах

2.4.14.1 Допускаемая абсолютная погрешность при измерении I_Δ должна определяться по формуле

$$\Delta I_\Delta = 3 \bullet \Delta I_\phi + \Delta I_N, \quad (2.10)$$

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

2.4.14.2 Допускаемая абсолютная погрешность при измерении I_b не должна превышать ± 2 %.

2.4.14.3 Действующие значения тока фазного I_ϕ и нулевого I_N проводов должны находиться 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.

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

2.5.3 Встроенное ПО счетчиков разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

2.5.4 Идентификационные данные метрологически значимой части ПО должны соответствовать приведенным в таблице 2.8.

Таблица 2.8

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Исполнения счетчиков	РиМ 189.40	РиМ 189.46, РиМ 189.48	РиМ 489.46, РиМ 489.48
Идентификационное наименование программного обеспечения	PM18940 ВНКЛ.411152.161 ПО	PM18946 ВНКЛ.411152.160 ПО	PM48946 ВНКЛ.411152.162 ПО
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	v1.xx и выше		
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	AE 07 13 05 37 37 0F A6 B0 25 88 52 E8 5D BD 58	56 8C B7 95 BC A5 9B 3D 05 E0 18 60 63 DF 0F 2B	2C 77 4D 6E 4E 97 91 4A EA 70 CB D0 26 66 E8 BC
Диапазон адресов расположения программного обеспечения в постоянном запоминающем устройстве контроллера счётчика	с 0x10003FFF по 0x10007FFE	с 0x0807C000 по 0x0807FFFF	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5		

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

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

2.5.6 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 и 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.

2.5.7 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-gim.ru.

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 В);
- 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 В.

Примечание – Подробнее см. стандарт организации СТО 34.01–5.1–006–2023 «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 4)».

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 любому из интерфейсов (см. таблицу 2.2).

2.7.2. Считывание информации возможно выполнять также с использованием МС различных типов, встраиваемых в специально предназначенных для этого отсек в корпусе счетчика. Обмен данными между счетчиком и коммуникатором происходит через интерфейс ИМС, расположенный в отсеке МС счетчиков.

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–RF, МКС и других устройств, работающих в соответствии с 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.

2.7.6. За счет применения цифровых каналов передачи данных при установке счетчиков на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в разделе 3 настоящего руководства по эксплуатации.

2.8 Конфигурирование счетчиков

2.8.1 Конфигурирование счетчиков выполняется локально по любому из интерфейсов (см. таблицу 2.2).

2.8.2 Конфигурирование счетчиков возможно выполнять также с использованием МС различных типов, встраиваемых в специально предназначенных для этого отсек в корпусе счетчика. Обмен данными между счетчиком и МС происходит через ИМС, расположенный в отсеке МС счетчиков.

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–RF, МКС и других устройств, работающих в соответствии с 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 Д.

2.9 Комплект поставки счетчиков

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 2.20.

Таблица 2.20

Обозначение	Наименование	Количество
	Счетчик электрической энергии РиМ 189.40 (РиМ 189.46, РиМ 189.48, РиМ 489.46, РиМ 489.48) в упаковке (транспортной таре)	1 шт.
ВНKL.411152.160 ПС ВНKL.411152.161 ПС ВНKL.411152.162 ПС	Паспорт	1 экз.
	Комплект наконечников под опрессовку для подключения проводов сечением 16 мм ²	1 комплект
	ДД	1)
	Комплект монтажных частей	1)
	МС	1)
	Сервисное ПО	2)
ВНKL.411152.160 РЭ	Руководство по эксплуатации	2)
	Методика поверки	2), 3)
ВНKL.410106.011 ИМ	Инструкция по монтажу	2)
¹⁾ Счетчики по требованию заказчика могут комплектоваться: – ДД; – МС; – комплектом монтажных частей. Номенклатура комплекта поставки – количество поставляемых зажимов, исполнение ДД и МС – подробнее см. приложение И. ²⁾ Поставляется по требованию в электронном виде или доступно на сайте www.ao-rim.ru. ³⁾ Подробнее см. приложение К.		

2.10 Устройство и работа

2.10.1 Конструктивное исполнение

Основой конструкции счетчика является основание (клеммная колодка). На закрепленные на основание стойки (каркас) закрепляется электронный блок счетчика, плата контактная и плата УКН.

Клеммная колодка счетчика предназначена для подключения проводов сечением от 16 до 35 мм² (в зависимости от максимального тока потребления абонента).

ВНИМАНИЕ! Требование по опрессовке проводов – см. п. 3.1.2.

Внешний корпус счетчика разделен перегородкой на два отсека. В один отсек устанавливается основание счетчика, другой предназначен для установки МС.

Клеммная колодка и отсек МС в процессе эксплуатации закрыты прозрачной клеммной крышкой и непрозрачной крышкой отсека МС, снабженной местом для установки пломбы энергосбытовой организации.

Для установки счетчика на месте эксплуатации корпус счетчика снабжен креплением для анкерного зажима и для ленты монтажной.

2.10.2 Принцип работы счетчика

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов токов и напряжений при помощи специализированных микросхем со встроенными АЦП. 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:

- электронный блок;
- плата контактная;
- клеммная колодка, предназначенная для подключения счетчика к ВЛ;
- измерительные преобразователи тока;
- УКН (см таблицу 2.2).

Электронный блок состоит из следующих функциональных узлов:

- измерительный преобразователь напряжения;
- источник питания;
- измеритель;
- контроллер
- часы реального времени (ЧРВ);
- источник питания ЧРВ;
- энергонезависимая память;
- РЧПП;
- ГНСС (см таблицу 2.2)
- ДМП;
- оптический испытательный выход ТМ;
- электронные пломбы;
- оптопорт;
- ИМС

В качестве **измерительного преобразователя тока** используются трансформаторы тока с подавлением влияния постоянной составляющей.

В качестве **измерительных преобразователей напряжения** используются резистивные делители.

Источник питания – выполнен по схеме импульсного источника питания и вырабатывает основные напряжения питания всех узлов счетчика. Защита от превышения тока сетевого питания в случае отказа обеспечивается встроенными цепями ограничения импеданса — токоограничивающими резисторами, установленным в последовательную цепь питания.

Измеритель – выполнен на специализированной измерительной микросхеме, которая включает в себя усилители каналов тока и напряжения, семь АЦП. 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 защищена путем сравнения вычисленного значения контрольной суммы исполняемого кода (MD5) с эталонным значением (см. таблицу 2.8).

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. Счетчик выполняет самодиагностику (проверку) каждого блока памяти путем проверки контрольной суммы при его изменении и всех блоков данных через каждые 24 часа.

ЧРВ счетчика осуществляют ведение даты и времени¹⁾, 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 течении 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. Литиевый элемент расположен в отдельном отсеке, который позволяет выполнять его замену без нарушения пломбы поверителя.

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

ГНСС – приемник сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (ГЛОНАСС, GPS или др.) позволяющий счетчикам автоматически синхронизировать время и определять координаты места установки.

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

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.

Характеристики **оптического испытательного выхода ТМ** соответствуют 5.11.1, 5.11.2 ГОСТ 31818.11–2012. Конфигурирование функций оптического испытательного выхода выполняется на программном уровне согласно таблице 2.2.

Электронные пломбы предназначены для обнаружения и фиксации вскрытия корпуса счетчика (ЭПл), клеммной крышки (ЭПлК) и крышки отсека МС (ЭПлМС). 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 «Е».

ИМС – интерфейс связи с коммуникатором, имеющий следующие характеристики:

- тип интерфейса UART;
- уровень сигналов 5В TTL.

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. Счетчики оснащены физической (аппаратной) блокировкой срабатывания УКН и определяют текущее состояние УКН путем оценки наличия напряжения со стороны нагрузки и фиксирует количество циклов включения (отключения).

2.11 Средства измерения, инструменты и принадлежности

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения монтажа и эксплуатации счетчиков, приведен Инструкция по монтажу ВНКЛ.410106.011 ИМ.

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

2.12 Маркировка и пломбирование

2.12.1 Маркировка счетчика, содержащая тип счетчика, тип модуля связи (при его наличии), фирменный знак производителя, заводской номер счетчика позволяющий его идентифицировать без подъема персонала на опору [шрифт – Arial, PF DIN Text Cond Pro или другой, по требованию заказчика, размер шрифта до 86 пт (30 мм)], штриховой код счетчика, год изготовления и другие символы, предусмотренные ГОСТ 31818.11–2012, нанесены на корпусе счетчика. Маркировка счетчика устойчива к атмосферным воздействиям в течение всего срока службы.

2.12.2 Корпус счетчика пломбируется пломбами поверителя. Пломбы 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 недопустимо.

Примечания

1 Контрольная пломба устанавливается сетевой организацией или гарантирующим поставщиком (энергосбытовой, энергоснабжающей организацией).

2 При выпуске из производства контрольная пломба не устанавливается.

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ

3.1 Эксплуатационные ограничения

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

3.1.2 Провод ответвления от ВЛ к абоненту для установки счетчика должен быть сечением от 16 до 35 мм² (алюминий) в зависимости от максимального тока потребления абонента.

ВНИМАНИЕ! На алюминиевые провода сечением 16 мм² обязательно опрессовывать наконечники из комплекта поставки счетчика. При подключении счетчика медными проводами 10 мм² обязательно опрессовывать наконечники неизолированные типа А2-Р12 (Cembre). Без использования наконечников подключение счетчика алюминиевыми проводами сечением 16 мм² (медными сечением 10 мм²) допускается в случае не превышения предельного уровня нагрузки для данного сечения и соблюдения условий по техническому обслуживанию в соответствии с разделом 4 настоящего руководства по эксплуатации. Подключение счетчика алюминиевыми проводами с сечением менее 16 мм² (медными с сечением менее 10 мм²) запрещено.

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 клеммной колодки и УКН и выход счетчика из строя.

3.1.4 Не допускается механическая нагрузка от проводов ответвления на выводы счетчика.

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 службы поверки;
- соответствие данных сжимов сечению проводов ответвления.

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 в корпусе типа сплит производится согласно схемам подключения, приведенным в приложении А (см. рисунки А.1, А.2), в следующем порядке:

а) **обесточить воздушную линию электропередачи, см. также требования безопасности п. 1.5;**

б) закрепить анкерный зажим, указанный в таблице 2.29, на опоре ВЛ, используя, например, крюк изолятора ВЛ;

в) закрепить провода ответвления к абоненту в анкерном зажиме;

Примечание – убедитесь в соответствии выбранного сечения проводов ответвления максимальному току потребления абонента. В трехфазной четырехпроводной сети с нагрузкой до 60 А рекомендуется использовать медные провода сечением не менее 10 мм² или алюминиевые не менее 16 мм², при токах до 80 А – 16 мм² и 25 мм², а при токах до 100 А – 25 мм² и 35 мм² соответственно.

ВНИМАНИЕ! Указания касательно требований к опрессовке проводов наконечниками - см. 3.1.2.

Несоблюдение данных требований может привести к оплавлению клемм счетчика, что является не гарантийным случаем.

- г) прикрепить скобу для крепления счетчика к опоре при помощи монтажной ленты;
- д) надеть счетчик на скобу
- е) соединить выводы «1Г», «2Г», «3Г», «НГ» счетчика с проводами ВЛ, строго соблюдая фазировку, при помощи зажимов;
- ж) соединить выводы «1Н», «2Н», «3Н», «НН» счетчика с проводами ответвления абонента строго соблюдая фазировку;
- з) убедиться, что все винты клеммной колодки закручены с усилием, гарантирующим надежный контакт;
- и) закрыть клеммную крышку и опломбировать пломбой эксплуатирующей организации;
- к) зафиксировать номер счетчика, указанный на его корпусе, в журнале, указав адрес абонента;
- л) подать напряжение на счетчик;

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

- м) Проверить работоспособность счетчика. После подачи напряжения на счетчик индикатор ТМ должен периодически мигать с частотой 1 раз в секунду
- н) проверить работоспособность интерфейсов счетчика при помощи МТ или других устройств АС.
- о) проверить работоспособность коммуникатора (при наличии);
- п) заполнить раздел «Свидетельство о вводе в эксплуатацию» паспорта счетчика.
- р) занести данные в документы, предусмотренные организацией, проводящей установку счетчика у абонента.

3.2.3.3 Установка счетчика в корпусе типа DIN производится согласно схемам подключения, приведенным в приложении А (см. рисунки А.1, А.2), в следующем порядке:

- а) **обесточить линию электропередачи, см. также требования безопасности п. 1.5;**
- б) закрепить счетчик на DIN-рейке;

Примечание – убедитесь в соответствии выбранного сечения проводов ответвления максимальному току потребления абонента. В трехфазной четырехпроводной сети с нагрузкой до 60 А рекомендуется использовать медные провода сечением не менее 10 мм² или алюминиевые не менее 16 мм², при токах до 80 А – 16 мм² и 25 мм², а при токах до 100 А – 25 мм² и 35 мм² соответственно.

ВНИМАНИЕ! Указания касательно требований к опрессовке проводов наконечниками - см. 3.1.2.

Несоблюдение данных требований может привести к оплавлению клемм счетчика, что является не гарантийным случаем.

- в) соединить выводы «1Г», «2Г», «3Г», «НГ» счетчика с проводами линии электропередач, строго соблюдая фазировку;

- г) соединить выводы «1Н», «2Н», «3Н», «NH» счетчика с проводами ответвления абонента строго соблюдая фазировку;
- д) убедиться, что все винты клеммной колодки закручены с усилием, гарантирующим надежный контакт;
- е) закрыть клеммную крышку и опломбировать пломбой эксплуатирующей организации;
- ж) зафиксировать номер счетчика, указанный на его корпусе, в журнале, указав адрес абонента;
- з) подать напряжение на счетчик;

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

и) проверить работоспособность счетчика. После подачи напряжения на счетчик индикатор ТМ должен периодически мигать с частотой 1 раз в секунду

к) проверить работоспособность интерфейсов счетчика при помощи МТ или других устройств АС.

л) проверить работоспособность МС (при наличии);

м) заполнить раздел «Свидетельство о вводе в эксплуатацию» паспорта счетчика. Занести данные в документы, предусмотренные организацией, проводящей установку счетчика у абонента.

3.3 Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации

Показателями работоспособности счетчика в процессе эксплуатации являются:

- Мигание индикатора ТМ с частотой 1 Гц;
- Передача данных по любому из имеющимся интерфейсов;
- Наличие показаний на дисплее ДД;
- На дисплее ДД не должно быть символов, свидетельствующих о неисправности ЧРВ, нарушении электронных пломб (см. паспорт ДД).

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

4.1 При монтаже счетчиков с использованием многожильного провода и наконечников под опрессовку, входящих в комплект поставки, или приобретенным по отдельному заказу, дополнительное обслуживание не требуется.

При монтаже с использованием многожильного провода без наконечников под опрессовку необходимо не реже 1 раза в 3 года выполнять «протягивание» винтов клеммной колодки счетчиков.

4.2 При появлении на дисплее счетчика или ДД символов, свидетельствующих о разряде элемента питания ЧРВ, или при появлении соответствующего статусного сообщения, необходимо заменить элемент питания. Методика приведена в приложении Е.

4.3 Техническое обслуживание ДД – см. паспорт ДД.

4.4 Поверка счетчиков проводится по методике поверки, подробнее см. приложение К. 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/с^2 при частоте ударов от 80 до 120 в минуту;
- температура окружающего воздуха от минус 50 до 70 °С;
- верхнее значение относительной влажности воздуха 95 % при температуре 35 °С.

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

7 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 Условия эксплуатации счетчиков:

– для счетчиков в корпусе типа сплит – У1 по ГОСТ 15150-69 – на открытом воздухе 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.

– для счетчиков в корпусе типа DIN – У2 по ГОСТ 15150-69 – в палатках, металлических и иных помещениях без теплоизоляции, при отсутствии прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков, при температуре окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 60 °С, верхнем значении относительной влажности 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.

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 Схемы подключения счетчиков при эксплуатации приведены в приложении А. Варианты схем установки счетчиков приведены в Инструкции по монтажу ВНКЛ.410106.011 ИМ.

7.3 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 технических условий ТУ 26.51.63–122–11821941–2024 и ГОСТ 31818.11–2012, ГОСТ 31819.21–2012, ГОСТ 31819.23–2012 при соблюдении правил хранения, транспортирования и эксплуатации, а также при сохранности пломб поверителя.

8.2 Гарантийный срок хранения и эксплуатации – 7 лет.

8.3 Гарантийный срок исчисляется с даты передачи (отгрузки) счетчика покупателю. Если дату передачи (отгрузки) установить невозможно, гарантийный срок исчисляется с даты изготовления счетчика.

8.4 Гарантийные обязательства не распространяются на счетчики:

- а) со следами взлома, самостоятельного ремонта;
- б) с механическими повреждениями элементов конструкции счетчика или оплавлением корпуса, вызванными внешними воздействиями;
- в) со следами оплавления клемм в следствии использования необжатого многожильного провода или одножильного провода, недостаточным моментом затяжки провода в клемме, отсутствия повторной протяжки винтов клемм;
- г) с нарушенными пломбами поверителя.

8.5 При представлении счетчиков для ремонта или замены в течение гарантийного срока обязательно предъявление паспорта счетчика с отметками о дате изготовления и дате ввода в эксплуатацию.

8.6 Допустимый срок хранения в упаковке – 2 года.

9 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ, ВОЗМОЖНЫХ ОШИБОК ПЕРСОНАЛА, ПРИВОДЯЩИХ К АВАРИЙНЫМ РЕЖИМАМ РАБОТЫ АГРЕГАТА, 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;
- не соблюдение правил установки счетчиков, приведенных в Инструкции по монтажу ВНКЛ.410106.011 ИМ.

Для предотвращения ошибок при установке счетчиков, обслуживающий персонал должен быть ознакомлен со схемой подключения, Инструкция по монтажу ВНКЛ.410106.011 ИМ и настоящим Руководством по эксплуатации.

10 УТИЛИЗАЦИЯ

При изготовлении использовались материалы безвредные для окружающей среды в процессе эксплуатации счетчиков. Порядок утилизации счетчиков в соответствии с требованиями, устанавливаемыми законодательством РФ для утилизации электронного оборудования согласно Федерального классификационного каталога отходов ФККО (код 4 82 151 11 52 4), ГОСТ 30775-2001 (код N 200303//P 2651//M 00000000.00000000//B 00000000.00000000//K 00000000.00000003//Q 06//W M7//C 27+25+19//T III//H 12//D 01+R 13).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Схемы подключения счетчиков при эксплуатации

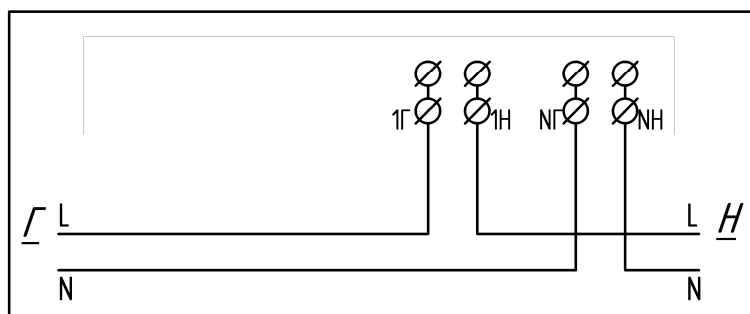


Рисунок А.1 – Схема подключения счетчиков РиМ 189.40, РиМ 189.46, РиМ 189.48

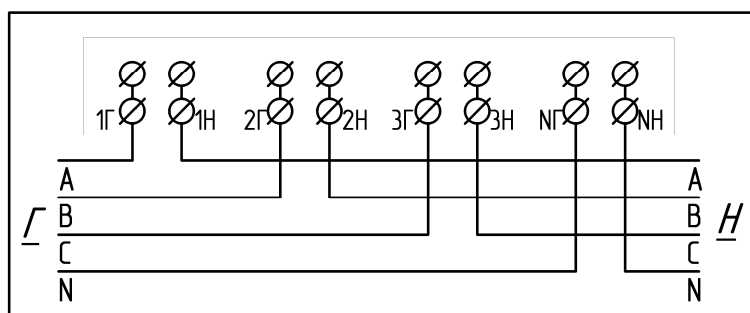


Рисунок А.2 – Схема подключения счетчиков РиМ 489.46, РиМ 489.48

Варианты схем установки счетчиков приведены в инструкции по монтажу ВНКЛ.410106.011 ИМ.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Габаритные, установочные размеры и расположение индикаторов счетчиков

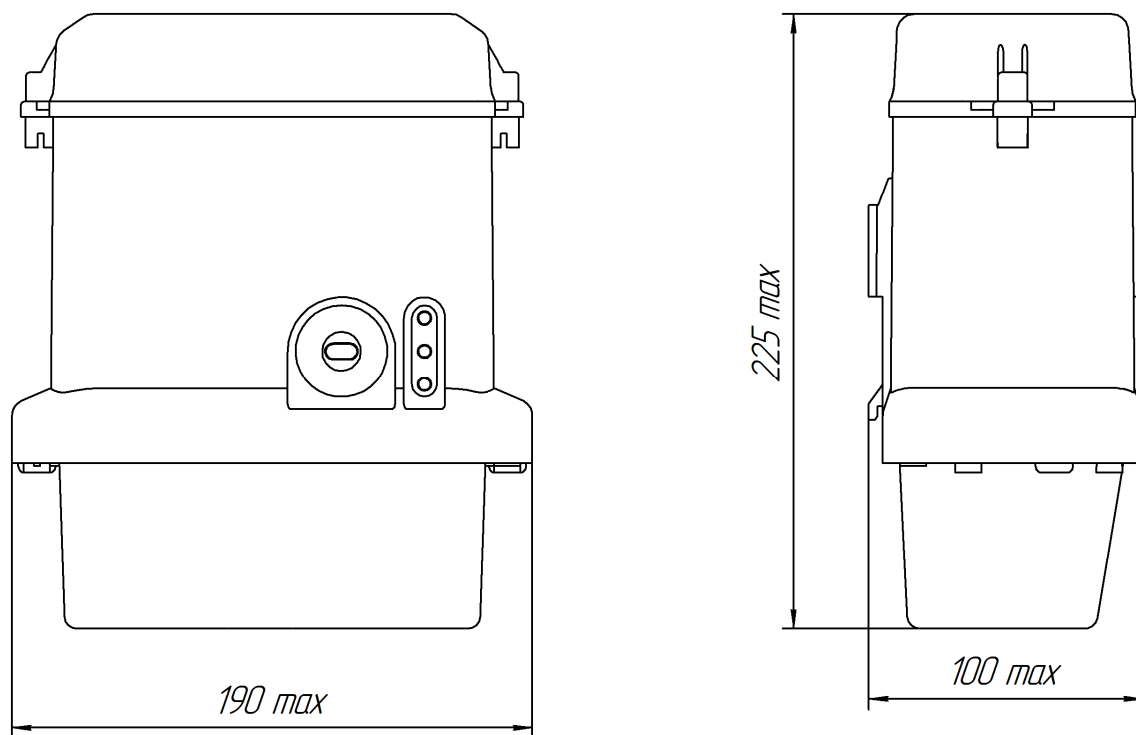


Рисунок Б.1

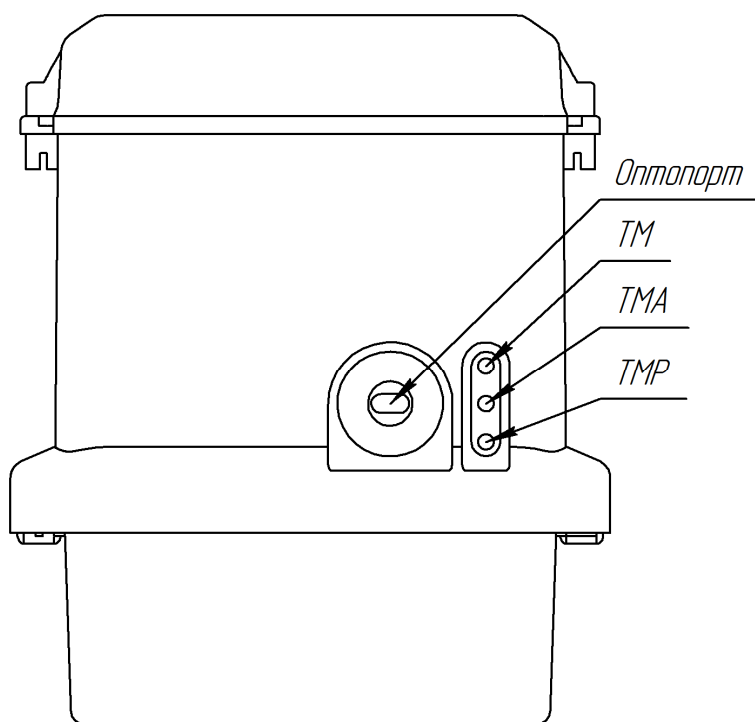


Рисунок Б.2

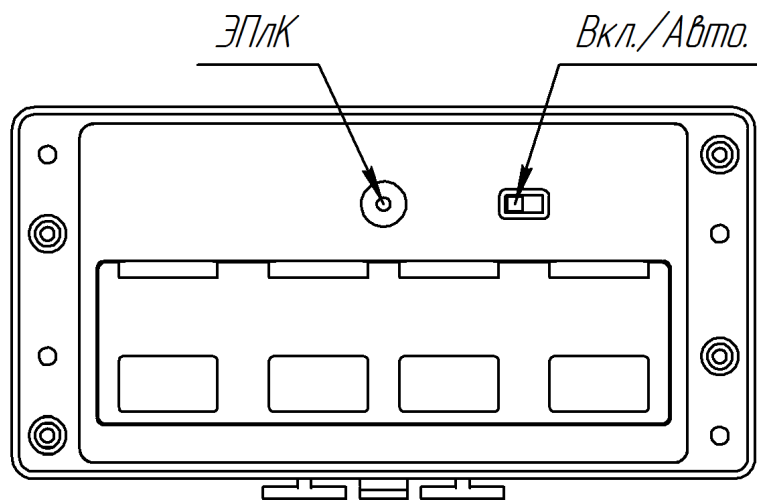


Рисунок Б.3

Разъем для подключения резервного
элемента питания ЧРВ

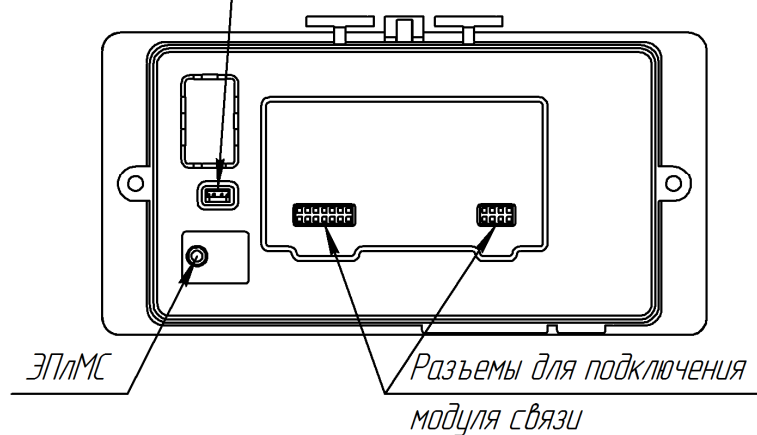


Рисунок Б.4

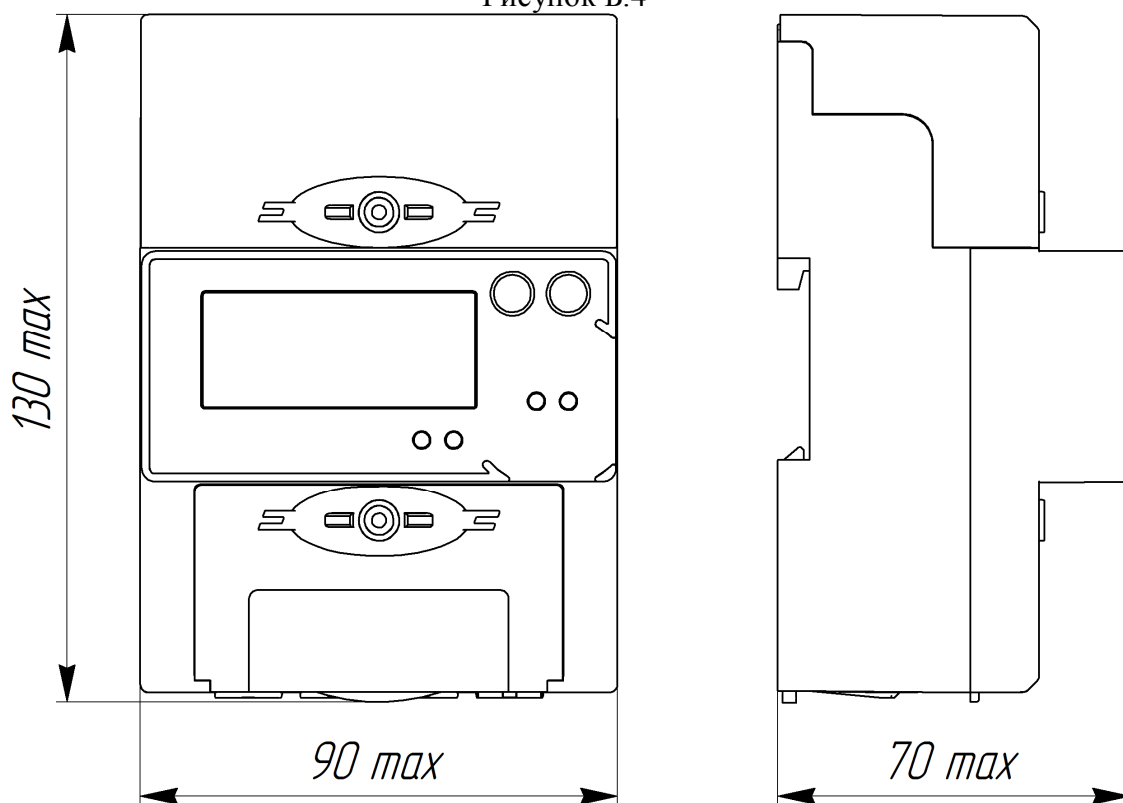


Рисунок Б.5 - Габаритные размеры счетчиков в корпусе типа DIN

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков

Таблица В.1 – Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		РС	MR	US
Считывание	Логическое имя устройства (идентификатор счетчика) ³⁾	+	+	+
	Текущие дата и время счетчика ²⁾	+	+	+
	Заводской номер ²⁾		+	+
	Тип ²⁾		+	+
	Версия ПО ²⁾		+	+
	<u>Показания</u>			
	активная энергия по 1 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 2 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 3 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 4 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 5 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 6 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 7 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 8 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 1 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 2 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 3 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 4 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 5 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 6 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 7 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 8 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия импорт ²⁾		+	+
	активная энергия экспорт ²⁾		+	+
	реактивная энергия импорт ²⁾		+	+
	реактивная энергия экспорт ²⁾		+	+
	удельная энергия потерь $\text{кА}^2 \cdot \text{ч}$		+	+
	удельная энергия потерь $\text{кВ}^2 \cdot \text{ч}$		+	+

Продолжение таблицы В.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		РС	MR	US
Считывание	активная энергия импорт на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия экспорт на РДЧ ²⁾		+	+
	реактивная энергия импорт на РДЧ ²⁾		+	+
	реактивная энергия экспорт на РДЧ ²⁾		+	+
	энергия потерь кА2•ч на РДЧ		+	+
	энергия потерь кВ2•ч на РДЧ		+	+
	фаза А текущая активная мощность ²⁾		+	+
	фаза В текущая активная мощность ²⁾		+	+
	фаза С текущая активная мощность ²⁾		+	+
	суммарная текущая активная мощность ²⁾		+	+
	фаза А текущая реактивная мощность ²⁾		+	+
	фаза В текущая реактивная мощность ²⁾		+	+
	фаза С текущая реактивная мощность ²⁾		+	+
	суммарная текущая реактивная мощность ²⁾		+	+
	фаза А текущая полная мощность ²⁾		+	+
	фаза В текущая полная мощность ²⁾		+	+
	фаза С текущая полная мощность ²⁾		+	+
	суммарная текущая полная мощность ²⁾		+	+
	напряжение по фазе А ²⁾		+	+
	напряжение по фазе В ²⁾		+	+
	напряжение по фазе С ²⁾		+	+
	линейное напряжение между фазой А и В		+	+
	линейное напряжение между фазой В и С		+	+
	линейное напряжение между фазой С и А		+	+
	ток по фазе А ²⁾		+	+
	ток по фазе В ²⁾		+	+
	ток по фазе С ²⁾		+	+
	ток по нейтрали ²⁾		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе А ²⁾		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе В ²⁾		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе С ²⁾		+	+
	суммарный коэффициент мощности cos φ ²⁾		+	+
	частота сети ²⁾		+	+

Продолжение таблицы В.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		РС	MR	US
Считывание	Фаза А коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	Фаза В коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	Фаза С коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	Сумм коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	Напряжение прямой последовательности		+	+
	Напряжение обратной последовательности		+	+
	Напряжение нулевой последовательности		+	+
	Коэффициент не симметрии напряжений по обратной последовательности		+	+
	Коэффициент не симметрии напряжений по нулевой последовательности		+	+
	Температура внутри корпуса счетчика		+	+
	Напряжение элемента питания ЧРВ		+	+
	<u>Журналы</u>		+	+
	<u>Служебная информация</u>			
	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 УПМк		+	+
	Защитный период на отключение по мощности		+	+
	Защитный период на отключение по току		+	+
	Защитный период на отключение/включения по напряжению		+	+
	Защитный период на отключение по ДПМП		+	+

Продолжение таблицы В.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		PC	MR	US
Считывание	Порог прерывания		+	+
	Порог перенапряжения		+	+
	Порог провала		+	+
	Порог тангенс		+	+
	Порог коэффициента несимметрии		+	+
	Согласованное напряжение		+	+
	Период интегрирования пиковой мощности		+	+
	Период фиксации профиля 1		+	+
	Период фиксации профиля 2		+	+
	счетчик мастер–коррекций (инициализаций)		+	+
	последняя мастер–коррекция (инициализация)		+	+
	<u>Справочная информация</u>			
	Данные точки учета		+	+
	Сопротивление линии		+	+
Запись	Дата и время счетчика			+
	<u>Служебная информация</u>			
	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 по магниту			+
	Порог прерывания			+
	Порог перенапряжения			+
	Порог провала			+

Продолжение таблицы В.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		PC	MR	US
Запись	Порог тангенс			+
	Порог коэффициента несимметрии			+
	Согласованное напряжение			+
	Период пиковой мощности			+
	Период фиксации профиля 1			+
	Период фиксации профиля 2			+
	Режим телеметрии			+
	<u>Справочная информация</u>			
	Данные точки учета			+
	Сопротивление линии			+
¹⁾ Уровни секретности (см. 2.7): – публичный клиент (PC); – считыватель показаний (MR); – конфигуратор (US). ²⁾ Доступно для вывода на ДД. Перечень величин, выводимых на ДД, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по всем интерфейсам счетчиков. ³⁾ Логическое имя устройства состоит из 16 символов, первые 3 символа идентификатор производителя (RIM), 5 символов тип счетчика (например, 48948) и 8 символов заводской номер счетчика.				

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Описание журналов и профилей счетчиков

Г.1 Счетчики ведут профиль ежегодных показаний емкостью 32 записи (глубина хранения 32 года). Захват показаний осуществляется на 1 января 00 часов 00 минут. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Г.1):

Таблица Г.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 Г.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

Г.2 Счетчики ведут профиль ежемесячных показаний емкостью 36 записей. Захват показаний осуществляется на РДЧ. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Г.2):

Таблица Г.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⁾	1.0.2.8.1.255
11	Экспорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.2.255
12	Экспорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.3.255
13	Экспорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.4.255
14	Экспорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.5.255
15	Экспорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.6.255
16	Экспорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.7.255
17	Экспорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.8.255
18	Импорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.1.255
19	Импорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.2.255
20	Импорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.3.255
21	Импорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.4.255
22	Импорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.5.255
23	Импорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.6.255
24	Импорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.7.255
25	Импорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.8.255
26	Экспорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.1.255
27	Экспорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.2.255
28	Экспорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.3.255
29	Экспорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.4.255
30	Экспорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.5.255
31	Экспорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.6.255
32	Экспорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.7.255
33	Экспорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.8.255

Продолжение таблицы Г.2

№ параметра	Параметр	OBIS–код
34	Удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.1.255
35	Удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.2.255
36	Удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.3.255
37	Удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.4.255
38	Удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.5.255
39	Удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.6.255
40	Удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.7.255
41	Удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.8.255
42	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.1.255
43	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.2.255
44	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.3.255
45	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.4.255
46	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.5.255
47	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.6.255
48	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.7.255
49	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.8.255
50	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
51	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
52	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
53	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
54	Удельная энергия потерь в цепи тока от начала работы	1.0.88.8.0.255
55	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах от начала работы	1.0.89.8.0.255

Продолжение таблицы Г.2

56	Максимальная активная интервальная мощность за период записи и время фиксации максимума	1.0.1.6.0.255
57	Время нахождения тангенса за порогом	1.0.131.37.0.255
58	Максимальное значение тангенса при выходе за порог	1.0.131.38.0.255
59	Минимальная полная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.9.3.128.255
60	Максимальная полная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.9.6.128.255
61	Минимальная активная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.15.3.128.255
62	Максимальная активная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.128.255
63	Минимальная реактивная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.137.3.128.255
64	Максимальная реактивная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.137.6.128.255
65	Среднее значение суточных максимумов активной энергии на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.129.255
66	Среднее значение суточных максимумов активной энергии в часы пиковой нагрузки на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.130.255
67	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

Г.3 Счетчики ведут профиль суточных показаний емкостью 366 записей. Захват показаний осуществляется в конце 24-часового периода. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Г.3):

Таблица Г.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⁾	1.0.2.8.1.255
11	Экспорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.2.255
12	Экспорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.3.255
13	Экспорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.4.255
14	Экспорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.5.255
15	Экспорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.6.255
16	Экспорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.7.255
17	Экспорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.8.255
18	Импорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.1.255
19	Импорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.2.255
20	Импорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.3.255
21	Импорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.4.255
22	Импорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.5.255
23	Импорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.6.255
24	Импорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.7.255
25	Импорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.8.255
26	Экспорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.1.255
27	Экспорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.2.255
28	Экспорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.3.255
29	Экспорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.4.255
30	Экспорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.5.255
31	Экспорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.6.255
32	Экспорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.7.255
33	Экспорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.8.255

Продолжение таблицы Г.3

№ параметра	Параметр	OBIS–код
34	Удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.1.255
35	Удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.2.255
36	Удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.3.255
37	Удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.4.255
38	Удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.5.255
39	Удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.6.255
40	Удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.7.255
41	Удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.8.255
42	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.1.255
43	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.2.255
44	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.3.255
45	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.4.255
46	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.5.255
47	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.6.255
48	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.7.255
49	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.8.255
50	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
51	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
52	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
53	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
54	Удельная энергия потерь в цепи тока от начала работы	1.0.88.8.0.255
55	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.0.255

Продолжение таблицы Г.3

56	Максимальная активная интервальная мощность за период записи и время фиксации максимума	1.0.1.6.0.255
57	Время некачественной частоты	0.0.96.8.1.255
58	Статус некачественной энергии	0.0.96.5.1.255
59	Максимальная активная энергия на часовом интервале за период записи ¹⁾	1.0.15.16.0.255
60	Максимальная активная энергия на часовом интервале в часы пиковой нагрузки за период записи ¹⁾	1.0.15.16.1.255
61	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

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

Емкость профилей №1 и №2 составляет 8 784 записей (366 дней при времени интегрирования 60 мин и 183 дня при времени интегрирования 30 мин), емкость профиля №3 составляет 4 464 записей (186 дней при времени интегрирования 60 мин). Профили организованы следующим образом (см. таблицу Г.4):

Таблица Г.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 фазы А, В	1.0.32.27.0.255
7	Среднее напряжение фазы В, В	1.0.52.27.0.255
8	Среднее напряжение фазы С, В	1.0.72.27.0.255
9	Средняя температура, °С	0.0.96.9.0.255
10	Продолжительность записи (длительность интервала), с	0.0.96.8.0.255
¹⁾ Профиль нагрузки		

Г.5 Счетчики ведут профиль мгновенных (текущих) параметров емкостью 1 запись. Захват показаний может осуществляться в указанный момент времени (но не чаще 1 раза в сутки). Профиль организован следующим образом (см. таблицу Г.5):

Таблица Г.5 – Профиль мгновенных (текущих) параметров

№ параметра	Параметр	OBIS - код
1	Дата и время	0.0.1.0.0.255
2	Ток фазы А	1.0.31.7.0.255
3	Ток фазы В	1.0.51.7.0.255
4	Ток фазы С	1.0.71.7.0.255
5	Ток нулевого провода	1.0.91.7.0.255
6	Напряжение фазы А	1.0.32.7.0.255
7	Напряжение фазы В	1.0.52.7.0.255
8	Напряжение фазы С	1.0.72.7.0.255
9	Cos φ фазы А со знаком	1.0.33.7.0.255
10	Cos φ фазы В со знаком	1.0.53.7.0.255
11	Cos φ фазы С со знаком	1.0.73.7.0.255
12	Cos φ суммарный по всем фазам со знаком	1.0.13.7.0.255
13	Частота сети	1.0.14.7.0.255
14	Полная мощность, кВ•А	1.0.9.7.0.255
15	Полная мощность фазы А, кВ•А	1.0.29.7.0.255
16	Полная мощность фазы В, кВ•А	1.0.49.7.0.255
17	Полная мощность фазы С, кВ•А	1.0.69.7.0.255
18	Активная мощность со знаком, кВт (+ прямая; «-» обратная)	1.0.1.7.0.255
19	Активная мощность со знаком фазы А, кВт	1.0.1.21.0.255
20	Активная мощность со знаком фазы В, кВт	1.0.1.41.0.255
21	Активная мощность со знаком фазы С, кВт	1.0.1.61.0.255
22	Реактивная мощность со знаком, квар	1.0.3.7.0.255
23	Реактивная мощность со знаком фазы А, квар	1.0.23.7.0.255
24	Реактивная мощность со знаком фазы В, квар	1.0.43.7.0.255
25	Реактивная мощность со знаком фазы С, квар	1.0.63.7.0.255
26	Потребление от начала работы	1.0.1.8.0.255
27	Генерация от начала работы	1.0.2.8.0.255
28	Реактивная энергия, импорт от начала работы	1.0.3.8.0.255
29	Реактивная энергия, экспорт от начала работы	1.0.4.8.0.255
30	Удельная энергия потерь в цепях тока, кА ² •ч	1.0.88.8.0.255
31	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах, кВ ² •ч	1.0.89.8.0.255

Г.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 – конфигулятора. Общая емкость журналов событий 7 726 записей. Журналы организованы следующим образом (см. таблицы Г.6 – Г.20):

Таблица Г.6 – Журнал напряжений

OBIS – код 0.0.99.98.0.255 «Журнал напряжений» 1024 записи	
Код события	Описание
1	Фаза А - пропадание напряжения
2	Фаза А - восстановление напряжения
3	Фаза В - пропадание напряжения
4	Фаза В - восстановление напряжения
5	Фаза С - пропадание напряжения
6	Фаза С - восстановление напряжения
11	Превышение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности - начало
12	Превышение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности - окончание
13	Фаза А - перенапряжение начало
14	Фаза А - перенапряжение окончание
15	Фаза В - перенапряжение начало
16	Фаза В - перенапряжение окончание
17	Фаза С - перенапряжение начало
18	Фаза С - перенапряжение окончание
19	Фаза А - провал начало
20	Фаза А - провал окончание
21	Фаза В - провал начало
22	Фаза В - провал окончание
23	Фаза С - провал начало
24	Фаза С - провал окончание
25	Неправильная последовательность фаз начало
26	Неправильная последовательность фаз окончание

Таблица Г.7 – Журнал токов

OBIS – код 0.0.99.98.1.255 «Журнал токов» 256 записей	
Код события	Описание
1	Фаза А - экспорт начало
2	Фаза А - экспорт окончание
3	Фаза В - экспорт начало
4	Фаза В - экспорт окончание
5	Фаза С - экспорт начало
6	Фаза С - экспорт окончание
13	Разбаланс токов - начало
14	Разбаланс токов - окончание
17	Превышение максимального тока любой фазы - начало
18	Превышение максимального тока любой фазы - окончание
19	Фаза А - наличие тока при отсутствие напряжения начало
20	Фаза А - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
21	Фаза В - наличие тока при отсутствие напряжения начало
22	Фаза В - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
23	Фаза С - наличие тока при отсутствие напряжения начало
24	Фаза С - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
25	Фаза А - превышение максимального тока начало
26	Фаза А - превышение максимального тока окончание
27	Фаза В - превышение максимального тока начало
28	Фаза В - превышение максимального тока окончание
29	Фаза С - превышение максимального тока начало
30	Фаза С - превышение максимального тока окончание
126	Превышение лимита мощности - начало
127	Превышение лимита мощности - окончание

Таблица Г.8 – Журнал Включений–Выключений

OBIS – код 0.0.99.98.2.255 «Журнал Вкл.–Выкл.» 1024 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

Продолжение таблицы Г.8

Код события	Описание
10	Выключение нагрузки локальное при воздействии магнитного поля
11	Выключение нагрузки локальное по превышению напряжения
12	Включение нагрузки локальное при возвращении напряжения в норму
13	Выключение локальное по наличию тока при отсутствии напряжения
14	Выключение локальное по разбалансу токов
15	Выключение локальное по температуре
18	Выключение локальное по электронной пломбе
125	Включение реле (аппаратная блокировка)
126	Выключение реле (аппаратная блокировка)
127	Аппаратная блокировка реле не используется

Таблица Г.9 – Журнал внешних воздействий

OBIS – код 0.0.99.98.4.255 «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 Г.10 – Журнал подключений

OBIS – код 0.0.99.98.5.255 «Журнал подключений» 256 записи	
Код события	Описание
1	Разорвано соединение (интерфейс)
2	Установлено соединение (интерфейс)

Таблица Г.11 – Журнал несанкционированного доступа

OBIS – код 0.0.99.98.6.255 «Журнал несанкционированного доступа» 256 записей	
Код события	Описание
1	Попытка несанкционированного доступа (интерфейс)
2	Нарушение правил COSEM

Таблица Г.12 – Журнал ПКЭ

OBIS–код 0.0.99.98.7.255 «Журнал ПКЭ» (Показатели качества сети) 512 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 Г.13 – Журнал событий по tg φ

OBIS – код 0.0.99.98.8.255 «Журнал событий по tg φ» 512 записей	
Код события	Описание
1	Превышение установленного порога - начало
2	Превышение установленного порога - окончание

Таблица Г.14 – Журнал самодиагностики и инициализации

OBIS – код 0.0.99.98.10.255 «Журнал самодиагностики и инициализации» 512 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 Г.15 – Журнал коррекций

OBIS – код 0.0.99.98.3.255 «Журнал коррекций» 2048 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
16	Изменение коэффициента трансформации по току
17	Изменение коэффициента трансформации по напряжению
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
24	Изменение порога перерыва в питании
25	Изменение порога перенапряжения
26	Изменение порога провала напряжения
27	Изменение порога превышения тангенса
28	Изменение порога коэффициента несимметрии напряжений
29	Изменение согласованного напряжения
30	Изменение интервала интегрирования пиковой мощности
31	Изменение периода захвата профиля 1
32	Изменение периода захвата профиля 2
33	Изменение режима подсветки ЖКИ
34	Изменение режима телеметрии

Продолжение таблицы Г.15

Код события	Описание
35	Очистка месячного журнала
36	Очистка суточного журнала
37	Очистка журнала напряжения
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
45	Очистка журнала входов/выходов
46	Очистка журнала профиля 1
47	Очистка журнала профиля 2
48	Очистка журнала профиля 3
49	Изменение таблицы специальных дней
50	Изменение режима управления реле
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
64	Установка времени по GPS-приемнику
65	Изменение режима на отключение по обрыву нейтрали
66	Обновление ПО
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 Г.16 – Журнал контроля tg φ ¹⁾

OBIS–код 0.0.99.98.12.255 «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

Таблица Г.17 – Журнал коррекций времени

OBIS–код 0.0.99.98.13.255 «Журнал коррекций времени» 256 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 Г.18 – Журнал контроля мощности

OBIS–код 0.0.99.98.16.255 «Журнал контроля мощности» 256 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Статус контроля мощности	0.0.96.5.2.255
3	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

Таблица Г.19 – ПКЭ на РДЧ

OBIS–код 0.0.99.98.15.255 «ПКЭ на РДЧ» 36 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Время отклонения напряжения	1.0.147.133.0.255
3	Число перенапряжений	1.0.148.36.0.255
4	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

Таблица Г.20 – Журнал аппаратной блокировки УКН

OBIS–код 0.0.99.98.18.255 «Журнал аппаратной блокировки УКН» 10 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Аппаратная блокировка УКН	0.0.96.4.3.255
3	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(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.

Функции управление нагрузкой (только для счетчиков с УКН):

Состояние УКН – включено

Отключение абонента:

- 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:

- при снижении напряжения ниже $1,15 U_{\text{сог}}$ – нет.

Аппаратная блокировка УКН (только для счетчиков с УКН):

- режим «Включено».

Условия фиксации событий:

- превышение максимальной мощности – порог 69 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.

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;
- порог провала напряжения: 20 %;
- порог перенапряжения: 10 %.

Функция автоматического отслеживания событий:

- Не активирована

Параметры индикации

на ДД выводятся показания счетчика:

- суммарная активная энергия прямого направления (импорт),
- суммарная текущая активная мощность,
- текущая активная мощность по каждой фазе;
- 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 Е
(обязательное)
Управление нагрузкой

Счетчики (в зависимости от исполнения, см таблица 2.1) оснащены УКН позволяющим выполнять отключение/подключение абонента.

Счетчики оснащены физической (аппаратной) блокировкой срабатывания УКН (подробнее см. рисунок Е.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 80 кВт, время превышения 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 превышения от 5 до 60 с) ²⁾;
- при превышении температуры внутри корпуса счетчика (порог по температуре плюс 85° 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 кнопки ДД (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 соответствии 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 отключения. 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 только в ручном режиме. Удаленное (дистанционное) подключение абонента к сети следует использовать в исключительных случаях с соблюдением строгих мер разграничения прав доступа к управлению функцией автоматического подключения к сети.

При отключении УКН на дисплей ДД выводится знак отключения нагрузки  (подробнее см. паспорт ДД).

Если *над знаком*  *видна стрелка*, возможно подключение к сети при помощи кнопки управления ДД разрешено. Перед нажатием кнопки следует устранить нарушения потребления электроэнергии (превышение потребляемой мощности сверх установленного порога мощности, см. раздел 9, или тока), приведшие к отключению, после чего нажать кнопку и удерживать ее в нажатом состоянии 2 с.

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

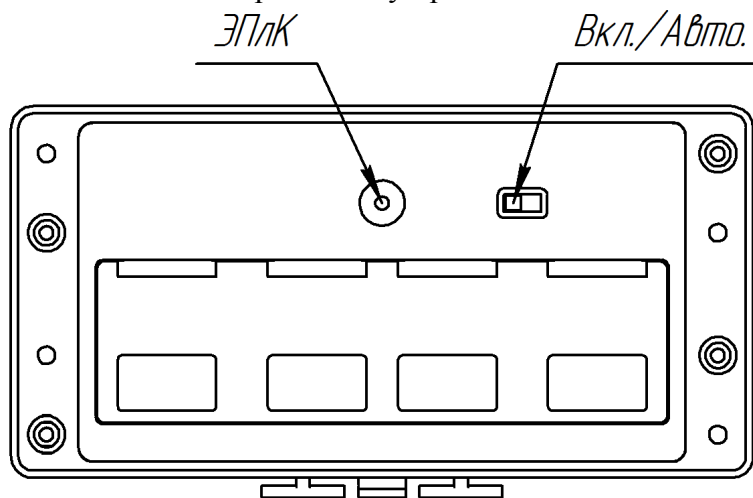


Рисунок Е1. Расположение переключателя физической (аппаратной) блокировки состояния УКН.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(обязательное)
Методика замены элемента питания ЧРВ

При снижении напряжения элемента питания ЧРВ ниже 3,2 В, (напряжения резервного элемента питания ЧРВ может быть считано со счетчика по любому из интерфейсов или выведено на дисплей ДД) необходимо произвести его замену. Элемент питания расположен в специальном отсеке под крышкой отсека модуля связи счетчика (см. рисунок Б.2).

Замена выполняется в последовательности:

- снять со счетчика сетевое напряжение;

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

- снять крышку отсека модуля связи счетчика, удалив при этом контрольную пломбу;
- аккуратно отсоединить разъем и вынуть старый элемент питания (при наличии);
- установить новый элемент питания (ER14250–CB–LD\ или аналогичную по параметрам);

Примечание – Рекомендуется перед установкой проверить срок годности элемента питания и, если с момента выпуска элемента прошло более 12 мес, произвести депассивацию элемента питания (нагрузить элемент питания резистором номинала 330 Ом на 1 ч).

- установить на место крышку отсека модуля связи счетчика и опломбировать ее контрольной пломбой;
- подать сетевое напряжение на счетчик.

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

В случае, если во время замены резервного элемента 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 удаленно при помощи средств АС. Для счетчиков, снабженных ГНСС синхронизация выполнится автоматически по факту приема сигнала со спутников.

ПРИЛОЖЕНИЕ И

(обязательное)

Варианты комплекта поставки

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

Таблица И.1

Значение Х	Наименование МС	Реализуемые МС интерфейсы	Дополнительная информация
О	–	–	–
4G	РиМ 071.45	GPRS (2G) / LTE (4G)	Встроенная антенна

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

ПРИЛОЖЕНИЕ К

(обязательное)

Перечень предприятий, выпускающих счетчики

Таблица К.1

Наименование предприятия изготовителя	Торговый знак предприятия изготовителя	Методика поверки	Условное обозначение исполнения счетчика	Штрих код по EAN-13
Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника» (АО «РиМ»)		МП-559.310556-2024	РиМ 189.46	4607134513961
			РиМ 189.48	4607134513978
			РиМ 189.40	4607134513985
			РиМ 489.40	4607134513992
			РиМ 489.42	4607134514005
			РиМ 489.44	4607134514012
		МП-559.310556-2024	РиМ 489.46	4607134514029
			РиМ 489.48	4607134514036

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

(3)