

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МН

Назначение средства измерений

Счётчики предназначены для многотарифного коммерческого или технического учета активной и реактивной энергии прямого и обратного направления (в том числе и с учетом потерь) в трехфазных сетях переменного тока с напряжением $3 \times (120-230)/(208-400)$ В, базовым (максимальным) током 5 (80) А, частотой $(50 \pm 2,5)$ Гц при непосредственном подключении к сети.

Описание средства измерений

1 Функциональные возможности

Счетчики обеспечивают:

- ведение двух четырехканальных массивов профиля мощности нагрузки (в том числе и с учетом потерь) с программируемым временем интегрирования;
- ведение многоканального профиля параметров с программируемым временем интегрирования;
- фиксацию максимумов активной и реактивной мощности (в том числе и с учетом потерь);
- измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- ведение журналов событий.

Счётчики позволяют управлять нагрузкой посредством встроенного реле управления нагрузкой и формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе по различным программируемым критериям.

Счетчики имеют интерфейсы связи, поддерживают ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена, и предназначены для работы, как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

Счетчики внутренней установки предназначены для работы в закрытых помещениях с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 60 °С. Счетчики наружной установки имеют расщепленную архитектуру, предназначены для работы в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, не чувствительны к воздействию солнечной радиации, инея и росы.

2 Принцип действия

Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МН являются измерительными приборами, построенными по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения и всеми функциональными узлами счетчика осуществляется высокопроизводительным микроконтроллером (МК), который реализует измерительные и управляющие алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память программ. Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК.

Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального аналого-цифрового преобразователя (АЦП), встроенного в микроконтроллер. АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока параллельно по шести аналоговым каналам. Микроконтроллер, по выборкам мгновенных значений напряжения и тока, производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной, полной и реактивной мощности, активной и реактивной мощности потерь в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре.

Вычисления средних за период сети значений мощностей и среднеквадратических значений напряжений и токов в каждой фазе производится по следующим формулам:

для активной мощности
$$P = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} U_i \cdot I_i}{n}, \quad (1)$$

для полной мощности
$$S = \frac{\sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} U_i^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} I_i^2}}{n}, \quad (2)$$

для реактивной мощности
$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (3)$$

для напряжения
$$U_{\text{скз}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} U_i^2}{n}}, \quad (4)$$

для тока
$$I_{\text{скз}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} I_i^2}{n}}, \quad (5)$$

где U_i, I_i - выборки мгновенных значений напряжения и тока;
 n - число выборок за период сети.

Вычисление активной и реактивной мощности потерь за период сети в каждой фазе производится по следующим формулам:

$$P_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot P_{\Pi.л.ном} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot P_{\Pi.н.ном} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^2 \cdot P_{\Pi.хх.ном}, \quad (6)$$

$$Q_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot Q_{\Pi.л.ном} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot Q_{\Pi.н.ном} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^4 \cdot Q_{\Pi.хх.ном}, \quad (7)$$

где I - среднеквадратическое значение тока за период сети (5);

U - среднеквадратическое значение фазного напряжения (4);

$P_{\Pi.л.ном}$ - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи;

$P_{\Pi.н.ном}$ - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;

$P_{\Pi.хх.ном}$ - номинальная активная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;

$Q_{\Pi.л.ном}$ - номинальная реактивная мощность потерь в линии электропередачи;

$Q_{\Pi.н.ном}$ - номинальная реактивная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;

$Q_{\Pi.хх.ном}$ - номинальная реактивная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;

Номинальные мощности потерь вводятся в счетчик как конфигурационные параметры и представляют собой мощность потерь в одной фазе, приведенную к входу счетчика при номинальном токе и напряжении счетчика.

Вычисление средних за период сети мощностей трехфазной системы производится алгебраическим (с учетом знака направления) суммированием соответствующих мощностей однофазных измерений. Знаки мощностей однофазных измерений формируются по-разному в зависимости от конфигурирования счетчика, как показано в таблице 1.

Таблица 1

Мощность	Двухнаправленный счетчик	
	не конфигурированный	конфигурированный
P+	PI и PIV	PI, PII, PIII, PIV
P-	PPI и PPII	-
Q+	QI и QII	QI и QIII
Q-	QPI и QPII	QPI и QPIV

Примечание - P+, Q+ - активная и реактивная мощность прямого направления, P-, Q- - активная и реактивная мощность обратного направления, PI, QI, PII, QII, PIII, QIII, PIV, QIV – активная и реактивная составляющие вектора полной мощности первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно.

По полученным за период сети значениям активной и реактивной мощности трехфазной системы формируются импульсы телеметрии на двух конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. По свершению события, текущие значения энергии или мощности добавляются в соответствующие энергонезависимые регистры учета энергии и массивы профиля мощности. При этом в качестве события выступает время окончания текущего тарифа или время окончания интервала интегрирования мощности для массива профиля, определяемое по встроенным энергонезависимым часам реального времени.

При учете потерь импульсы телеметрии формируются с учетом мощности потерь ($P \pm P_p$ формулы (1), (6), $Q \pm Q_p$ формулы (3), (7)), подсчитываются контроллером и отдельно сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности с учетом потерь по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. Знак учета потерь является конфигурационным параметром счетчика и зависит от расположения точки учета и точки измерения.

Измерение провалов напряжений и перенапряжений производится на основе измерений среднеквадратических значений фазных напряжений на каждом полупериоде сети. Измеряется остаточное напряжение провала или величина перенапряжения и длительность провала или перенапряжения в каждой фазе сети и в трехфазной системе.

3 Варианты исполнения

В модельный ряд счетчиков входят счетчики, отличающиеся наличием реле управления нагрузкой, типами интерфейсов связи и способом установки (внутри или снаружи помещений). Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 2.

Запись счетчика при его заказе и в конструкторской документации другой продукции должна состоять из наименования счетчика, условного обозначения варианта исполнения счетчика, условного обозначения типа устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля и номера технических условий.

Пример записи счётчика - «Счётчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МН.ХХ.УУ ИЛГШ.411152.178ТУ», где:

ХХ – условное обозначение варианта исполнения счетчика согласно таблице 2,

УУ – условное обозначение типа устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля согласно таблице 3.

Если в счетчик не устанавливается дополнительный интерфейсный модуль, то поле УУ должно оставаться пустым. Дополнительные интерфейсные модули могут устанавливаться только в счетчики с интерфейсом RS-485 (варианты исполнения 00-03, таблица 2).

Счетчики не чувствительны к постоянной составляющей в цепи переменного тока и предназначены для непосредственного подключения к сети с номинальными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

Таблица 2 – Варианты исполнения счетчиков

Условное обозначение варианта исполнения счётчика	Реле управления нагрузкой	RS-485	Встроенные модемы			
			PLC	ZigBee-подобный (RF1)	GSM/GPRS	Радиомодем (RF2)
Счетчики для установки внутри помещения (счетчики внутренней установки)						
ПСЧ-4ТМ.05МН.00	+	+	-	-	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.01	-	+	-	-	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.02	+	+	-	-	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.03	-	+	-	-	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.04	+	-	+	-	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.05	-	-	+	-	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.06	+	-	+	-	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.07	-	-	+	-	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.08	+	-	-	+	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.09	-	-	-	+	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.10	+	-	-	+	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.11	-	-	-	+	-	-
Счётчики наружной установки с расщепленной архитектурой						
ПСЧ-4ТМ.05МН.40	+	-	-	-	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.41	-	-	-	-	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.42	+	-	+	-	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.43	-	-	+	-	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.44	+	-	+	-	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.45	-	-	+	-	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.46	+	-	-	+	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.47	-	-	-	+	-	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.48	+	-	-	+	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.49	-	-	-	+	-	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.50	+	-	-	-	+	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.51	-	-	-	-	+	+
ПСЧ-4ТМ.05МН.52	+	-	-	-	+	-
ПСЧ-4ТМ.05МН.53	-	-	-	-	+	-

Счётчики всех вариантов исполнения работают как 4-х квадрантные измерители (четыре канала учета) активной и реактивной энергии и мощности прямого и обратного направления, имеют идентичные метрологические характеристики и единое программное обеспечение. Счетчики могут конфигурироваться для работы в однонаправленном режиме (три канала учета) и учитывать:

- активную энергию прямого и обратного направления, как активную энергию прямого направления (учет по модулю);
- реактивную энергию первого и третьего квадранта, как реактивную энергию прямого направления (индуктивная нагрузка);

– реактивную энергию четвертого и второго квадранта, как реактивную энергию обратного направления (емкостная нагрузка).

Таблица 3 – Типы устанавливаемых дополнительных интерфейсных модулей

Условное обозначение	Наименование
01	Коммуникатор GSM С-1.02.01
02	Модем PLC М-2.01.01 (однофазный)
03	Модем PLC М-2.01.02 (трехфазный)
04	Коммуникатор 3G С-1.03.01
05	Модем Ethernet М-3.01.ZZ
06	Модем ISM М-4.01.ZZ (430 МГц)
07	Модем ISM М-4.02.ZZ (860 МГц)
08	Модем ISM М-4.03.ZZ (2400 МГц)
09	Модем оптический М-5.01.ZZ

ZZ – вариант исполнения интерфейсного модуля
Примечание – В счетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули, не приведенные в таблице со следующими характеристиками:

- при питании от внутреннего источника счетчика с напряжением 8 В потребляемый ток не должен превышать 400 мА;
- при питании от внешнего источника величина напряжения изоляции цепей интерфейса RS-485 модуля от цепей электропитания должна быть 4000 В (среднеквадратическое значение в течение 1 минуты).

4 Тарификация и архивы учтенной энергии

Счетчики ведут трехфазный и отдельный по каждой фазе сети (пофазный) многотарифный учет энергии (без учета потерь) в четырех тарифных зонах, по четырем типам дней в двенадцати сезонах. Дискрет тарифной зоны составляет 10 минут. Чередуемость тарифных зон в сутках ограничена числом десятиминутных интервалов в сутках и составляет 144 интервала. Тарификатор счетчиков использует расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчики ведут нетарифицированный учет активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе.

Счетчики ведут архивы тарифицированной учтенной энергии (трехфазной и пофазной, активной, реактивной, прямого и обратного направления) и трехфазной нетарифицированной энергии с учетом потерь (активной и реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровым входам:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 30 дней;
- на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 30 дней;
- за текущий месяц и двенадцать предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и двенадцати предыдущих месяцев;
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года.

Счетчик позволяет получать значения учтенной трехфазной нетарифицированной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления за сутки с глубиной хранения 248 суток при настройках расширенного массива профиля на четыре канала со временем интегрирования 30 минут.

5 Профили мощности нагрузки

Счетчики ведут два четырехканальных базовых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления. Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

Глубина хранения каждого базового массива профиля составляет:

- 114 суток (3,7 месяца) при времени интегрирования 30 минут;
- 170 суток при времени интегрирования 60 минут.

6 Профиль параметров

Счетчики, наряду с двумя базовыми массивами профиля мощности нагрузки (п. 5), ведут третий независимый массив профиля параметров (расширенный массив профиля или 3-й массив профиля) с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут. Расширенный массив профиля может конфигурироваться в части выбора количества и типа профилируемых параметров, а так же формата хранения данных. Число каналов расширенного массива профиля может программироваться в диапазоне от 1 до 16, а типы профилируемых параметров выбираться из таблицы 4. Кроме того, в расширенном массиве могут профилироваться все четыре мощности, как и в базовых массивах.

Максимальная глубина хранения зависит от конфигурации расширенного массива и времени интегрирования и может составлять:

- 136 суток при 8-и канальном профиле со временем интегрирования 30 минут;
- 248 суток при 4-х канальном профиле со временем интегрирования 30 минут;
- 546 суток при одноканальном профиле со временем интегрирования 30 минут.

7 Регистрация максимумов мощности нагрузки

Счетчики могут использоваться как регистраторы максимумов мощности (активной и реактивной прямого и обратного направления) по каждому базовому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика:

- от сброса (ручной сброс или сброс по интерфейсному запросу);
- за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев.

В архивах максимумов фиксируется значение максимума мощности и время, соответствующее окончанию интервала интегрирования мощности соответствующего массива профиля.

Если массив профиля мощности сконфигурирован для мощности с учетом потерь, то в архивах максимумов фиксируется максимальная мощность с учетом потерь.

8 Измерение и учет потерь

Счетчики производят расчет активной и реактивной мощности потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе по измеряемым значениям тока и напряжениям и на основании введенных значений номинальных мощностей потерь. Номинальные мощности потерь рассчитываются на основании паспортных данных силового и измерительного оборудования объекта.

9 Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Счетчики измеряют мгновенные значения (время интегрирования от 0,2 до 5 секунд) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть, и могут использоваться как измерители параметров, приведенных в таблице 4 или как датчики параметров с нормированными метрологическими характеристиками.

Счетчики всех вариантов исполнения, независимо от конфигурации, работают как четырехквadrантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети и могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика. Мгновенные мощности трехфазных измерений определяются с учетом конфигурации, как описано в п. 1 (таблица 1).

Таблица 4

Наименование параметра	Цена единицы младшего разряда индикатора	Примечание
Активная мощность, Вт	0,01	По каждой фазе сети и сумме фаз
Реактивная мощность, вар	0,01	
Полная мощность, В·А	0,01	
Активная мощность потерь, Вт	0,01	
Реактивная мощность потерь, вар	0,01	
Коэффициент активной мощности $\cos \varphi$	0,001	
Коэффициент реактивной мощности $\sin \varphi$	0,001	
Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$	0,01	
Фазное напряжение, В	0,01	По каждой фазе сети
Междуфазное напряжение, В	0,01	По каждой паре фаз
Напряжение прямой последовательности, В	0,01	
Ток, А	0,0001	По каждой фазе сети
Ток нулевой последовательности, А*	0,0001	
Частота сети, Гц	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой токов, %*	0,01	По каждой фазе сети
Коэффициент несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям, % *	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазных напряжений, % *	0,01	По каждой фазе сети
Коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазных напряжений, % *	0,01	По каждой паре фаз
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям, %*	0,01	
Текущее время, с	1	
Текущая дата		
Температура внутри счетчика, °С	1	
Примечание - Параметры, помеченные символом *, являются справочными с ненормированными метрологическими характеристиками.		

Счетчики могут использоваться как измерители показателей качества электрической энергии согласно ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 54149-2010 с метрологическими характеристиками в соответствии с техническими условиям ИЛГШ.411152.178ТУ по параметрам установившегося отклонения фазных (междуфазных, прямой последовательности) напряжений, частоты сети, провалов напряжений и перенапряжений. Счетчики измеряют и фиксируют в журналах событий остаточное напряжение и длительность провалов напряжений, и величину и длительность перенапряжений в каждой фазе сети и в трехфазной системе. Счетчики ведут статистику характеристик провалов и перенапряжений в каждой фазе сети и в трехфазной системе с возможностью очистки статистической информации по интерфейсному запросу.

10 Испытательные выходы и цифровые входы

В счетчиках внутренней установки функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. В счетчиках наружной установки функционируют два испытательных выхода с общим «-». Каждый испытательный выход может конфигурироваться:

- для формирования импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, в том числе и с учетом потерь);
- для формирования сигнала индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- для формирования сигнала телеуправления.
- для формирования сигнала контроля точности хода встроенных часов (канал 0).
- для формирования сигнала управления нагрузкой по программируемым критериям (канал 0).

В счетчиках внутренней установки функционируют два цифровых входа, которые могут конфигурироваться:

- для управления режимом поверки;
- для счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как входы телесигнализации.

11 Управление нагрузкой

Счетчики позволяют управлять нагрузкой посредством встроенного реле управления нагрузкой и формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе (канал 0) по различным программируемым критериям:

- в режиме ограничения мощности нагрузки;
- в режиме ограничения энергии за сутки;
- в режиме ограничения энергии за расчетный период (за месяц, если расчетный период начинается с первого числа месяца);
- в режиме контроля напряжения сети;
- в режиме контроля температуры счетчика;
- в режиме управления нагрузкой по расписанию.

Указанные режимы могут быть разрешены или запрещены в любых комбинациях.

Не зависимо от разрешенных режимов, управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производится по интерфейсной команде оператора.

12 Журналы

Счетчики ведут журналы событий, журналы показателей качества электрической энергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

В журналах событий фиксируются времена начала/окончания следующих событий:

- время выключения/включения счетчика;
- время включения/выключения резервного источника питания;
- время выключения/включения фазы 1, фазы 2, фазы 3;
- время открытия/закрытия крышки зажимов;
- время вскрытия счетчика;
- время и причина формирования сигнала управления нагрузкой (50 записей);
- время изменения коэффициентов трансформации;
- время коррекции времени и даты;
- время коррекции тарифного расписания;
- время коррекции расписания праздничных дней;

- время коррекции списка перенесенных дней;
- время коррекции расписания утренних и вечерних максимумов мощности;
- время последнего программирования;
- время и количество перепрограммированных параметров;
- время изменения состояния входа телесигнализации (20 записей);
- время инициализации счетчика;
- время сброса показаний (учтенной энергии);
- время инициализации первого, второго и третьего массива профиля мощности;
- время сброса максимумов мощности по первому и второму массиву профиля;
- время и количество попыток несанкционированного доступа к данным;
- время и количество измененных параметров измерителя качества;
- время и количество измененных параметров измерителя потерь;
- время воздействия на счетчик повышенной магнитной индукции.

Все перечисленные журналы имеют глубину хранения по 10 записей, кроме указанных особо.

В журналах показателей качества электроэнергии фиксируются времена выхода/возврата за установленные верхнюю/нижнюю нормально/предельно допустимую границу:

- отклонения напряжений: фазных, междуфазных, прямой последовательности;
- частоты сети;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и междуфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям.

Глубина хранения каждого журнала выхода за нормально допустимые границы 20 записей, за предельно допустимые границы – 10 записей.

В журналах провалов и перенапряжений фиксируется время начала, остаточное напряжение и длительность провала напряжения и величина и длительность перенапряжения для каждой фазы сети и трехфазной системы. Кроме журналов провалов и перенапряжений ведется статистическая таблица параметров провалов и перенапряжений для каждой фазы сети и трехфазной системы. Статистические таблицы могут очищаться по интерфейсному запросу с фиксацией факта и времени очистки в журналах очистки статистики.

В журналах превышения порога мощности фиксируется время выхода/возврата за установленную границу среднего значения активной и реактивной мощности из первого или второго массива профиля мощности. Глубина хранения журнала по каждой мощности 10 записей.

В статусном журнале фиксируется время и значение измененного слова состояния счетчика. Глубина хранения статусного журнала 10 записей.

13 Устройство индикации

Счётчики внутренней установки имеют жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров, три светодиодных индикатора состояния телеметрии и интерфейсов связи и три кнопки управления режимами индикации.

Счётчики наружной установки не имеют собственного ЖК индикатора, и имеет только три светодиодных индикатора состояния телеметрии и интерфейсов связи. Визуализация данных измерений счётчика наружной установки производится через удаленный терминал Т-1.02, подключаемый к счётчику по радиоканалу через встроенный радиомодем. Терминал входит в комплект поставки счётчика наружной установки, имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров и три кнопки управления режимами индикации, как и счётчики внутренней установки.

Счетчики в режиме индикации основных параметров позволяют отображать на индикаторе:

- учтенную (трехфазную) активную и реактивную энергию прямого и обратного направления по каждому тарифу и сумме тарифов;
- энергию с учетом потерь в линии передачи и силовом трансформаторе;
- число импульсов от внешних датчиков по цифровому входу.

Все перечисленные выше данные сохраняются в архивах с возможностью просмотра на индикаторе:

- всего от сброса показаний (нарастающий итог);
- за текущий и предыдущий год;
- за текущий и предыдущий месяц;
- за текущие и предыдущие сутки.
- на начало текущего года;
- на начало текущего и предыдущего месяца;
- на начало текущих и предыдущих суток.

Счетчики в режиме индикации основных параметров, кроме перечисленных выше, отображают значения и время фиксации утренних и вечерних максимумов мощности по первому и второму базовому массиву профиля мощности.

Счетчики в режиме индикации вспомогательных параметров позволяют отображать на индикаторе данные вспомогательных режимов измерения, приведенные в таблице 4.

Счетчики в режиме индикации технологических параметров позволяют отображать на индикаторе версию ПО счетчика и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

14 Интерфейсы связи

Счетчики, независимо от варианта исполнения, имеют оптический интерфейс (оптопорт), физические и электрические параметры которого соответствуют ГОСТ ИЕС 61107-2011. Наличие других интерфейсов связи определяется вариантом исполнения счетчика в соответствии с таблицей 2.

В счетчики внутренней установки с интерфейсом RS-485 могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули, перечисленные в таблице 3, для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM, PLC, Ethernet, RF). При этом счетчик начинает выполнять функцию коммутатора, к интерфейсу RS-485 которого могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть с возможностью удаленного доступа к каждому счетчику объекта.

Счётчик с PLC-модемом обеспечивает передачу данных по низковольтным электрическим сетям общего назначения и соответствует требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99, ГОСТ 30804.3.8-2002 с поддержкой стека протоколов Y-NET фирмы Yitran, позволяющего организовывать сеть передачи данных древовидной структуры с автоматической адресацией, маршрутизацией и оптимизацией маршрутов.

Счётчики с радиомодемом и ZigBee-подобным модемом работают на частотах, выделенных по решению ГКРЧ №-7-20-03-001 от 07.05.2007 для устройств малого радиуса действия с выходной мощностью передатчика, не требующей разрешения ГКРЧ на использование радиочастотных каналов.

Счетчики со встроенным GSM-модемом работают в сети подвижной радиотелефонной связи стандарта GSM900/1800 в режиме пакетной передачи данных, как клиенты или серверы TCP/IP, с использованием технологии GPRS и в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD. Встроенные GSM-модемы по своим техническим свойствам полностью соответствует коммутатору GSM C-1.02.01.

Счетчики поддерживают ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол и обеспечивают возможность считывания через интерфейсы связи архивных данных и измеряемых параметров, считывания, программирования и перепрограммирования параметров.

Работа со счетчиками через интерфейсы связи может производиться с применением программного обеспечения завода-изготовителя «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» или с применением программного обеспечения пользователей.

Доступ к параметрам и данным со стороны интерфейсов связи защищен паролями на чтение, программирование и управление нагрузкой по команде оператора (три уровня доступа). Метрологические коэффициенты и заводские параметры защищены аппаратной переключкой защиты записи (аппаратный уровень доступа) и не доступны без снятия пломб завода-изготовителя и нарушения оттиска поверительного клейма.

15 Защита от несанкционированного доступа

Для защиты от несанкционированного доступа в счетчике предусмотрена установка навесной пломбы организации осуществляющей поверку счетчика.

После установки на объект счетчики должны пломбироваться пломбами обслуживающей организации. Схема пломбирования счетчиков приведена на рисунке 2.

Кроме механического пломбирования в счетчике предусмотрено электронное пломбирование крышки счетчика и крышки зажимов. Электронные пломбы работают как во включенном, так и в выключенном состоянии счетчика. При этом факт и время вскрытия крышек фиксируется в соответствующих журналах событий без возможности инициализации журналов.

В счетчиках установлен датчик магнитного поля, фиксирующий воздействие на счетчик магнитного поля повышенной индукции ($2 \pm 0,7$) мТл (напряженность (1600 ± 600) А/м) и выше. Факт и время воздействия на счетчик повышенной магнитной индукции фиксируется в журнале событий.

16 Внешний вид и схема пломбирования

Внешний вид счётчика наружной установки и схема пломбирования приведены на рисунке 1. Внешний вид счетчика внутренней установки с установленной крышкой зажимов и снятой крышкой зажимов, а так же схема пломбирования приведены на рисунках 2 и 3.

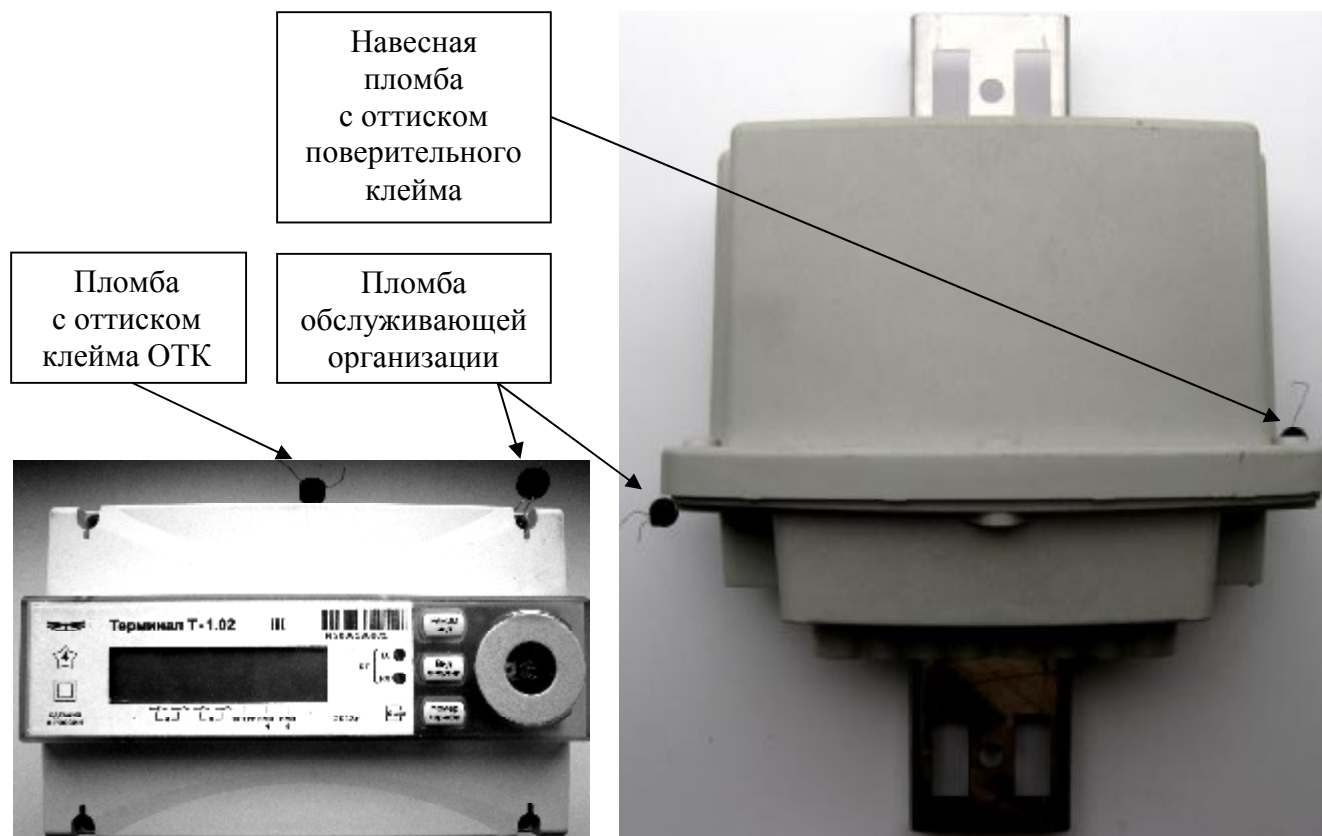


Рисунок 1 – Внешний вид счётчика наружной установки и терминала T-1.02

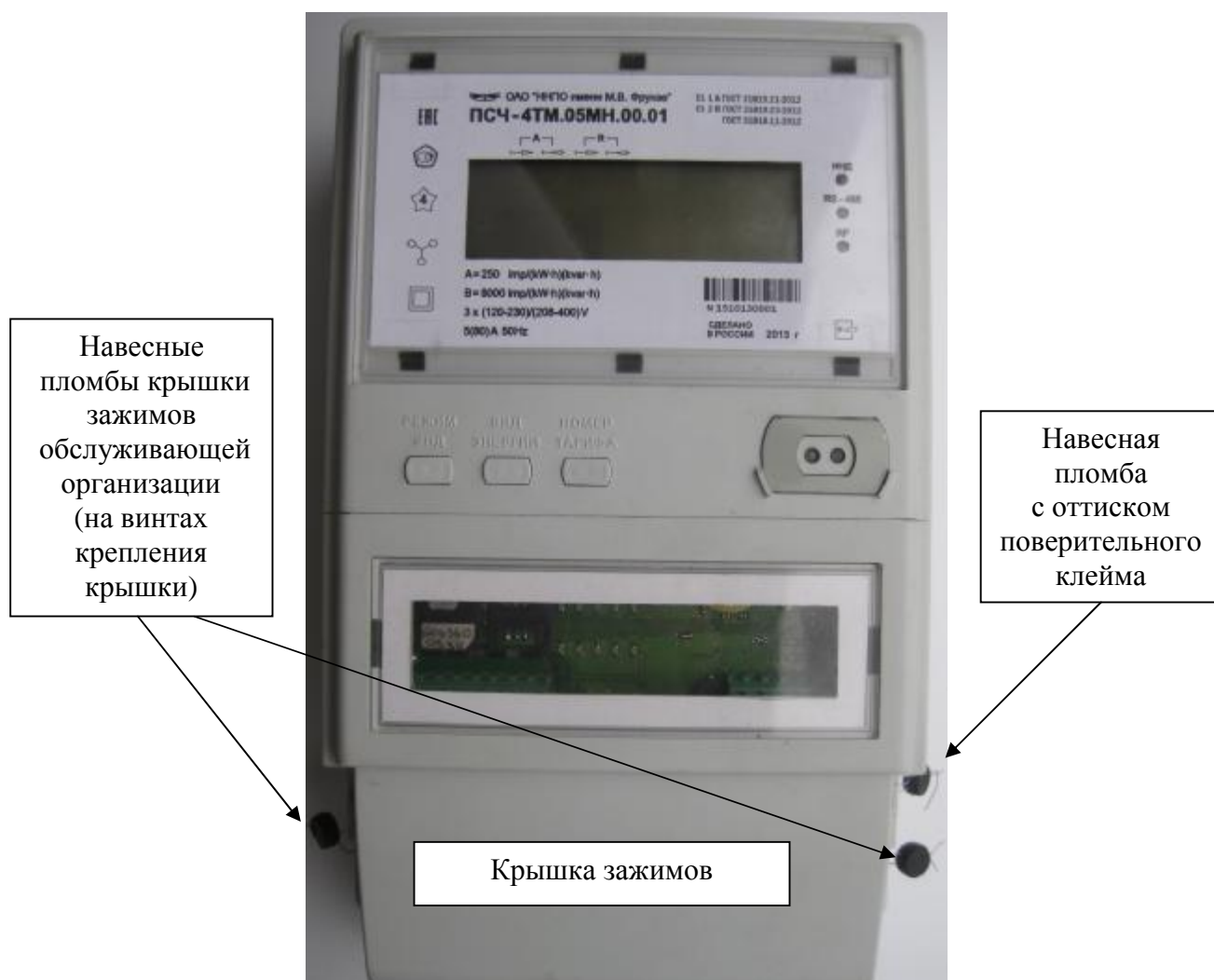


Рисунок 2 – Внешний вид счетчика внутренней установки с установленной крышкой зажимов



Рисунок 3 - Внешний вид счетчика внутренней установки со снятой крышкой зажимов

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) счетчика имеет структуру с разделением на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Каждая структурная часть исполняемого кода программы во внутренней памяти микроконтроллера защищается циклической контрольной суммой, которая непрерывно контролируется системой диагностики счетчика.

Метрологические характеристики счетчика напрямую зависят от калибровочных коэффициентов, которые записываются в память счетчика на заводе-изготовителе на стадии калибровки. Калибровочные коэффициенты дублируются в двух массивах и защищаются циклическими контрольными суммами, которые непрерывно контролируются системой диагностики счетчика. Метрологически значимая часть ПО и калибровочные коэффициенты защищены аппаратной перемычкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчика.

При обнаружении ошибок контрольных сумм (КС) системой диагностики устанавливаются флаги ошибок в слове состояния счетчика с записью события в статусный журнал счетчика и отображением сообщения об ошибке на экране ЖКИ:

- E-09- ошибка КС метрологически не значимой части ПО;
- E-42- ошибка КС метрологически значимой части ПО;
- E-10- ошибка КС основного массива калибровочных коэффициентов;
- E-11- ошибка КС дублирующего массива калибровочных коэффициентов.

Идентификационные характеристики ПО счетчика приведены в таблице 5.

Версия ПО счетчика и цифровой идентификатор ПО могут отображаться на табло ЖКИ в режиме технологической индикации. Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчика и измерительную информацию.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - высокий.

Таблица 5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПСЧ-4ТМ.05МН	4tmn.tsk	35.00.XX	0xB362	CRC 16 ModBus RTU

Примечание - Номер версии ПО состоит из трех полей, каждое поле содержит два символа:

- первое поле - код устройства (35 – ПСЧ-4ТМ.05МН);
- второе поле – номер версии метрологически значимой части ПО (00);
- третье поле – номер версии метрологически не значимой части ПО.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблице 6

Таблица 6

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: – активной энергии – реактивной энергии	1 по ГОСТ 31819.21-2012; 2 по ГОСТ 31819.23-2012
Базовый (максимальный) ток, А	5(80)
Стартовый ток (чувствительность), мА	0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3×(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3×(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: – активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ _р – реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ _Q – полной мощности, δ _S – мощности активных потерь, δ _{Рп} – мощности реактивных потерь, δ _{Qп} – активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), δ _{Р±Рп} – реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), δ _{Q±Qп} – напряжения (фазного, междуфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δ _и – тока, δ _I – частоты и ее усредненного значения – коэффициента активной мощности, δ _{кр} – коэффициента реактивной мощности, δ _{кQ} – коэффициента реактивной мощности, δ _{ктg}	±1,0 при 0,1I _б ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=1, cosφ=0,5; ±1,5 при 0,05I _б ≤ I < 0,1I _б , cosφ=1; ±1,5 при 0,1I _б ≤ I ≤ I _{макс} cosφ=0,25; ±2,0 при 0,1I _б ≤ I ≤ I _{макс} , sinφ=1, sinφ=0,5; ±2,5 при 0,05I _б ≤ I < 0,1I _б , sinφ=1; ±2,5 при 0,1I _б ≤ I ≤ I _{макс} , sinφ=0,25; δ _S = δ _Q (аналогично реактивной мощности); (2δ _i + 2δ _и); (2δ _i + 4δ _и); $\left(\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_{п}} + \delta_{P_{п}} \cdot \frac{P_{п}}{P \pm P_{п}} \right);$ $\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_{п}} + \delta_{Q_{п}} \cdot \frac{Q_{п}}{Q \pm Q_{п}} \right)$ ±0,9 в установленном диапазоне рабочих напряжений (96- 265) В фаза-ноль ±0,9 при I _б ≤ I ≤ I _{макс} $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_{б}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при 0,05I _б ≤ I < I _б ; ±0,05 в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц; (δ _р +δ _S); (δ _Q +δ _S); (δ _Q +δ _р);

Продолжение таблицы 6

Наименование величины	Значение
<p>Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – остаточного напряжения провала и величины перенапряжения, В – длительности провала и перенапряжения, с 	<p>$\pm 0,01 \cdot U_{ном}$ (в диапазоне от 0 до $1,4 \cdot U_{ном}$)</p> <p>$\pm 0,02$ (в диапазоне от 0,01 до 180 с)</p>
<p>Средний температурный коэффициент в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, %/К, при измерении:</p> <ul style="list-style-type: none"> – активной энергии и мощности – реактивной энергии и мощности 	<p>0,05 при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$;</p> <p>0,07 при $0,2I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$</p> <p>0,10 при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$;</p> <p>0,15 при $0,2I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$</p>
<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, δt_d, %</p>	<p>$0,05\delta_d(t - t_n)$, где δ_d – пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t – температура рабочих условий, t_n – температура нормальных условий</p>
<p>Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сут</p>	<p>$\pm 0,5$</p>
<p>Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°С /сут:</p> <ul style="list-style-type: none"> – во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, менее – в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, менее 	<p>$\pm 0,1$;</p> <p>$\pm 0,22$</p>
<p>Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, В·А</p>	<p>0,1</p>
<p>Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 120 В до 230 В, не более, Вт (В·А) при емкостном характере нагрузки</p>	<p>2(10) без дополнительного интерфейсного модуля</p> <p>3(10) с дополнительным интерфейсным модулем</p>
<p>Начальный запуск счетчика, менее, с</p>	<p>5</p>
<p>Жидкокристаллический индикатор:</p> <ul style="list-style-type: none"> – число индицируемых разрядов – цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч) 	<p>8;</p> <p>0,01</p>
<p>Тарификатор:</p> <ul style="list-style-type: none"> – число тарифов – число тарифных зон в сутках – число типов дней – число сезонов 	<p>4;</p> <p>144 зоны с дискретом 10 минут;</p> <p>4;</p> <p>12</p>
<p>Характеристики интерфейсов связи:</p> <ul style="list-style-type: none"> – протокол обмена 	<p>ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02 совместимый;</p>

Продолжение таблицы 6

Наименование величины	Значение
<ul style="list-style-type: none"> – скорость обмена по оптическому порту, бит/с – скорость обмена по порту RS-485, бит/с – максимальное число счетчиков, подключаемых к магистрали RS-485 	<p>9600 (фиксированная);</p> <p>38400, 28800, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300 с битом контроля нечетности и без него;</p> <p>64</p>
<p>Характеристики встроенного радиомодема для связи с терминалом:</p> <ul style="list-style-type: none"> – протокол обмена – терминальная скорость обмена, бит/с – максимальный объем полезной информации в одном пакете передачи, байт – рабочие частоты, МГц – мощность передатчика, не более, мВт 	<p>SimpliciTI фирмы Texas Instruments;</p> <p>9600;</p> <p>50;</p> <p>868,85 или 869,05;</p> <p>10</p>
<p>Характеристики встроенного ZigBee-подобного радиомодема:</p> <ul style="list-style-type: none"> – протокол обмена – терминальная скорость обмена, бит/с – максимальный объем полезной информации в одном пакете передачи, байт – диапазон рабочих частот, МГц – количество частотных каналов – мощность передатчика, не более, мВт 	<p>основан на стандарте IEEE 802.15.4-2006;</p> <p>1200, 2400, 4800, 9600, 14400, 19200, 38400, 115200 с битом контроля четности, нечетности и без него;</p> <p>256;</p> <p>от 2400 до 2483,5;</p> <p>16;</p> <p>100</p>
<p>Характеристики встроенного PLC-модема:</p> <ul style="list-style-type: none"> – протокол обмена – терминальная скорость обмена, бит/с – скорость передачи данных в электрической сети, бит/с – вид модуляции – максимальный объем полезной информации в одном пакете передачи, байт – уровень выходного сигнала передатчика – полоса частот сигнала, кГц – число модемов в одной логической сети – число ретрансляций при передаче данных 	<p>Y-NET фирмы Yitran;</p> <p>9600 с битом контроля нечетности</p> <p>2400</p> <p>DCSK;</p> <p>не более 87</p> <p>по ГОСТ Р 51317.3.8-99, ГОСТ 30804.3.8-2002 в полосе частот от 9 до 95 кГц;</p> <p>от 20 до 82;</p> <p>до 2000 (с автоматической адресацией при подключении к базовой станции);</p> <p>до 8 по умолчанию (с автоматической маршрутизацией и оптимизацией маршрута);</p>
<p>Характеристики испытательных выходов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – количество испытательных выходов – максимальное напряжение – максимальный ток – выходное сопротивление 	<p>2 конфигурируемых выхода;</p> <p>30 В, в состоянии «разомкнуто»;</p> <p>50 мА, в состоянии «замкнуто»;</p> <p>> 50 кОм, в состоянии «разомкнуто»;</p> <p>< 200 Ом, в состоянии «замкнуто»</p>

Продолжение таблицы 6

Наименование величины	Значение	
Характеристики цифровых входов: – количество цифровых входов – напряжение присутствия сигнала, В – напряжение отсутствия сигнала, В	2; от 4 до 30; от 0 до 1,5	
Постоянная счетчика в основном режиме (А), режиме поверки (В), имп./кВт·ч, имп./квар·ч)	А=250, В=8000	
Помехоустойчивость: – к электростатическим разрядам – к наносекундным импульсным помехам – к микросекундным импульсным помехам большой энергии; – к радиочастотному электромагнитному полю; – к кондуктивным помехам	ГОСТ 31818.11-2012, Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 020/2011 ГОСТ Р 51317.4.2-2010, ГОСТ 30804.4.2-2013 (степень жесткости 4); СТБ МЭК 61000-4-4-2006, ГОСТ 30804.4.4-2013 (степень жесткости 4); СТБ МЭК 61000-4-5-2006, ГОСТ Р 51317.4.5-99 (степень жесткости 4); СТБ ИЕС 61000-4-3-2009, ГОСТ 30804.4.3-2013 (степень жесткости 4); СТБ ИЕС 61000-4-6-2009, ГОСТ Р 51317.4.6-99 (степень жесткости 3)	
Помехоэмиссия	ГОСТ 30805.22-2013, ГОСТ Р 51318.22-2006 для оборудования класса Б	
Сохранность данных при прерываниях пи- тания, лет: – информации, более – внутренних часов, не менее	40; 16 (питание от литиевой батареи)	
Защита информации	пароли двух уровней доступа, отдельный пароль для управления нагрузкой и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов	
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная	
Средняя наработка до отказа, ч	219000	
Средний срок службы, лет	30	
Время восстановления, ч	2	
Масса, кг:	Без упаковки	В потребительской таре
– счётчиков внутренней установки	1,9	2,4;
– счётчиков наружной установки	2,1 (с кронштейном)	3,3 (с кронштейном и терминалом Т-1.02)
Габаритные размеры, мм (в, ш, г): – счётчиков внутренней установки – счётчиков наружной установки – счётчиков наружной установки со швел- лером крепления на опоре	299×170×101 198×256×122 350×256×130	

В части воздействия климатических факторов внешней среды и механических нагрузок счетчики соответствуют условиям группы 4 по ГОСТ 22261-94 для работы при температуре окружающего воздуха и относительной влажности в соответствии с таблицей 7. Счетчики наружной установки устойчивы к воздействию солнечной радиации, инея и росы.

Таблица 7

	Счётчики внутренней установки	Счетчики наружной установки
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 40 до плюс 60	от минус 40 до плюс 70
Относительная влажность	до 90 % при 30 °С	до 100 % при 25 °С
Давление, кПа (мм. рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)	
Диапазон температур транспортирования и хранения, °С	от минус 40 до плюс 70	
Степень защиты от проникновения пыли и воды (по ГОСТ 14254-96)	IP51	IP55

Знак утверждения типа

наносится на панели счетчиков методом офсетной печати. В эксплуатационной документации на титульных листах изображение знака утверждения типа наносится типографским способом.

Комплектность средства измерения

Комплект поставки счетчика приведен в таблице 8

Таблица 8

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол.
Комплект поставки счетчика для установки внутри помещения		
ИЛГШ.411152.178	Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МН.ХХ.УУ (одно из исполнений таб. 2, 3)	1
ИЛГШ.411152.178ФО	Формуляр	1
ИЛГШ.411152.178РЭ	Руководство по эксплуатации. Часть 1	1
ИЛГШ.411152.178РЭ1*	Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	1
ИЛГШ.411152.178РЭ2*	Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим	1
ИЛГШ.411152.178РЭ3*	Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь	1
ИЛГШ.00004-01*	Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 23.02.14	1
ИЛГШ.411915.311	Индивидуальная упаковка	1
Комплект поставки счетчика наружной установки		
ИЛГШ.411152.178	Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МН.ХХ (одно из исполнений таблицы 2)	1
ИЛГШ.411152.178ФО	Формуляр	1
ИЛГШ.411152.178РЭ	Руководство по эксплуатации. Часть 1	1
ИЛГШ.411152.178РЭ1*	Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	1
ИЛГШ.411152.178РЭ2*	Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим	1
ИЛГШ.411152.178РЭ3*	Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь	1
ИЛГШ.00004-01*	Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 23.02.14	1
ИЛГШ.468369.006**	Терминал Т-1.02 с комплектом эксплуатационных документов	1
ИЛГШ.411915.304	Индивидуальная упаковка	1
ИЛГШ.411911.007	Комплект монтажных частей:	
ИЛГШ.754342.001	Швеллер	1
ИЛГШ.746122.007	Уголок	1
	Шуруп саморез М4.2×13.32.ЛС59-1.139 DIN968	2
	Винт В2.М4-6q×10.32.ЛС59-1.136 ГОСТ 17473-80	2
	Шайба 4Л Бр.КМц3-1.136 ГОСТ 6402-70	2

Продолжение таблицы 8

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол.
	Шайба А 4.32.ЛС59-1.136 ГОСТ 10450-78	2
	Дюбель-гвоздь фасадный КАТ N 10x100 *	2
<p>Примечания</p> <p>1 Позиции, помеченные символом *, поставляются по отдельному заказу.</p> <p>2 Терминал Т-1.02, помеченный знаком **, поставляется со счётчиками наружной установки с радиомодемом (таблица 2). Терминал может иметь другой тип или не входить в состав комплекта поставки счетчика по отдельному заказу.</p> <p>2 Ремонтная документация разрабатывается и поставляется по отдельному договору с организациями, проводящими послегарантийный ремонт счетчиков.</p> <p>3 Документы в электронном виде, включая сертификаты и ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» доступны на сайте завода-изготовителя по адресу http://www.nzif.ru/.</p>		

Поверка

осуществляется по документу ИЛГШ.411152.178РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МН. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «21» апреля 2014 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

Установка для поверки счётчиков электрической энергии УАПС-1М:

- номинальное напряжение 230 В;
- диапазон токов (0,01-80) А;
- погрешность измерения активной/реактивной энергии $\pm (0,15/0,3) \%$;
- погрешность измерения тока и напряжения $\pm 0,3 \%$.

Частотомер электронно-счетный ЧЗ-63:

- погрешность измерения $5 \cdot 10^{-7}$;

Секундомер СОСпр-2б-2: цена деления 0,2 с, класс точности 2.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документах:

- ИЛГШ.411152.178РЭ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МН. Руководство по эксплуатации. Часть 1;
- ИЛГШ.411152.178РЭ3. Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МН. Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии многофункциональным ПСЧ-4ТМ.05МН

ГОСТ 31818.11-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.

ГОСТ 31819.21-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ 31819.23-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ИЛГШ.411152.178ТУ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МН. Технические условия.

Технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» ТР ТС 004/2011.

Технический регламент Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» ТР ТС 020/2011.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Нижегородское научно-производственное объединение имени М. В. Фрунзе» (ОАО «ННПО имени М. В. Фрунзе»).

Адрес: 603950, Россия, г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, д. 174,

Телефон (831) 469-97-14, факс (831) 466-66-00, e-mail: frunze @ nzif.ru.

Испытательный центр:

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области» (ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

603950, Россия, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1.

тел. (831) 428-78-78, факс (831) 428-57-48, электронная почта E-mail: mail@nncsm.ru.

Аттестат аккредитации ФБУ "Нижегородский ЦСМ" по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30011-13 от 27.11.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «_____» _____ 2014 г.