

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии multifunctional ПСЧ-4ТМ.05МН

Назначение средства измерений

Счётчики предназначены для измерения и 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 при непосредственном подключении к сети.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков электрической энергии multifunctional ПСЧ-4ТМ.05МН основан на цифровой обработке 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:

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

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

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

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

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

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:

$$P_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H} \right)^2 \cdot P_{\Pi, \text{Л.НОМ}} + \left(\frac{I}{I_H} \right)^2 \cdot P_{\Pi, \text{Н.НОМ}} + \left(\frac{U}{U_H} \right)^2 \cdot P_{\Pi, \text{XX.НОМ}}, \quad (6)$$

$$Q_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H} \right)^2 \cdot Q_{\Pi.Л.НОМ} + \left(\frac{I}{I_H} \right)^2 \cdot Q_{\Pi.Н.НОМ} + \left(\frac{U}{U_H} \right)^4 \cdot Q_{\Pi.ХХ.НОМ}, \quad (7)$$

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

U - среднеквадратическое значение фазного напряжения (4);

$R_{\Pi.Л.НОМ}$ - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи;

$R_{\Pi.Н.НОМ}$ - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;

$R_{\Pi.ХХ.НОМ}$ - 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 - Знаки мощностей однофазных измерений

Мощность	Двухнаправленный счетчик	
	не конфигурированный	конфигурированный
P+	PI и PIV	PI, PII, PIII, PIV
P-	PII и PIII	-
Q+	QI и QII	QI и QIII
Q-	QIII и QIV	QII и QIV

Примечания:

1 «P+», «Q+» - активная и реактивная мощность прямого направления, «P-», «Q-» - активная и реактивная мощность обратного направления, «Q1»-«Q4» - реактивная мощность 1-4 квадрантов, «PI», «QI», «PII», «QII», «PIII», «QIII», «PIV», «QIV» - активная и реактивная составляющие вектора полной мощности первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно.

2 Направление энергии определяется фазовым сдвигом между током и напряжением в каждой фазе сети:

- прямое направление активной энергии соответствует фазовому сдвигу от 0° до 90° (1-й квадрант, индуктивная нагрузка) и от 270° до 360° (4-й квадрант, емкостная нагрузка);
- обратное направление активной энергии соответствует фазовому сдвигу от 180° до 270° (3-й квадрант, индуктивная нагрузка) и от 90° до 180° (2-й квадрант, емкостная нагрузка);
- прямое направление реактивной энергии соответствует фазовому сдвигу от 0° до 180°;
- обратное направление реактивной энергии соответствует фазовому сдвигу от 180° до 360°

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.

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МН выпускаются в различных модификациях, которые отличаются 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.

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 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	-	-	-	-	+	-

Таблица 3 - Типы устанавливаемых дополнительных интерфейсных модулей

Условное обозначение	Наименование
01	Коммуникатор GSM C-1.02.01
02	Модем PLC М-2.01.01 (однофазный)
03	Модем PLC М-2.01.02 (трехфазный)
04	Коммуникатор 3G C-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
10	Коммуникатор Wi-Fi C-2.ZZ.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).

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. Чередование тарифных зон в сутках ограничено 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.

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.

Профиль параметров

Счетчики, наряду с двумя базовыми массивами профиля мощности нагрузки (п. 0), 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.

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.

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.

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 таблице 1.

Таблица 4 - Измеряемые параметры

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 $\tan \varphi$	0,01	
Фазное напряжение, В	0,01	
Междуфазное напряжение, В	0,01	
Напряжение прямой последовательности, В	0,01	

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Цена единицы младшего разряда индикатора	Примечание
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 32144-2013 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.

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.

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.

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.

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.

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.

Защита от несанкционированного доступа

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

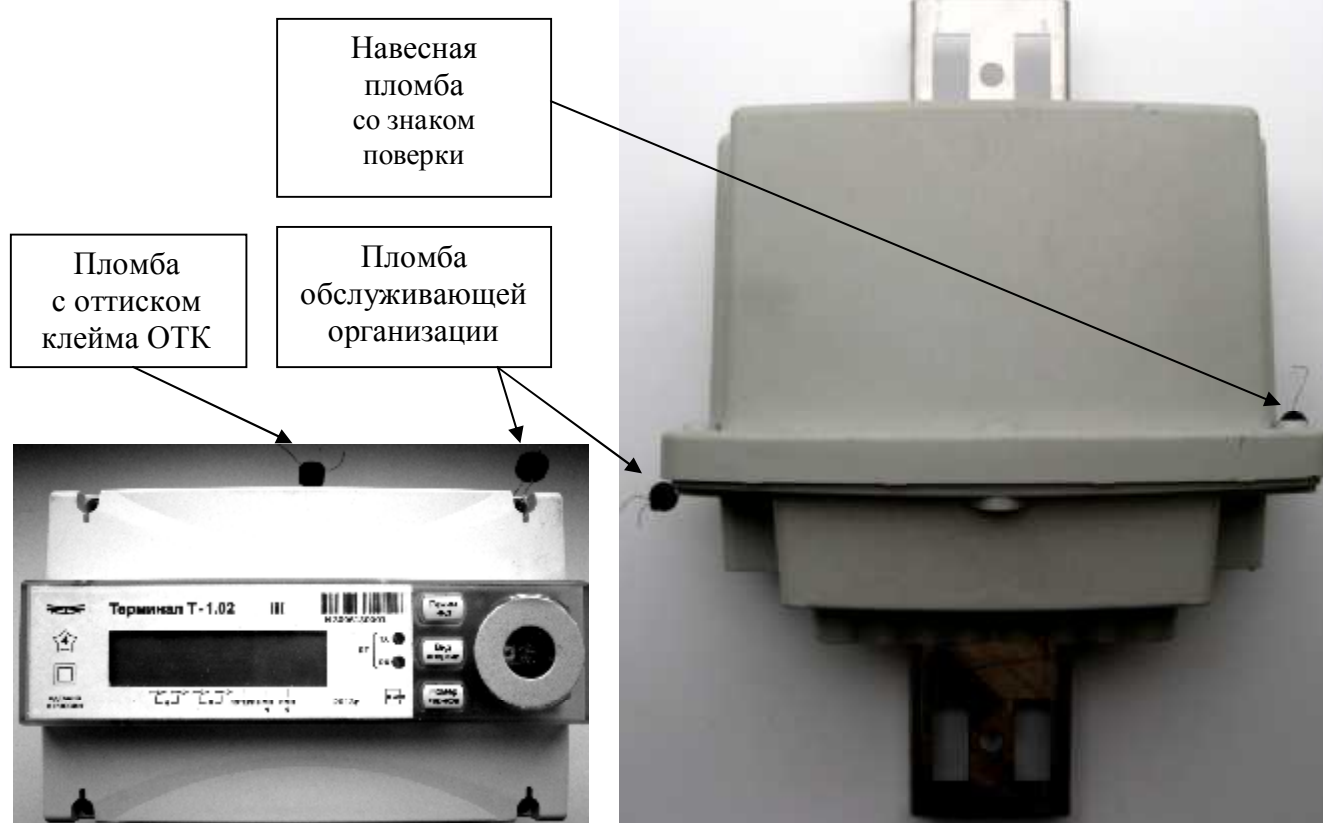
После установки на объект счетчики должны пломбироваться пломбами обслуживающей организации. Схема пломбирования счетчиков приведена на рисунке 2.

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.

Общий вид счётчика наружной установки и схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.

Общий вид счетчика внутренней установки с установленной крышкой зажимов и снятой крышкой зажимов, а так же схема пломбирования приведены на рисунках 2 и 3.



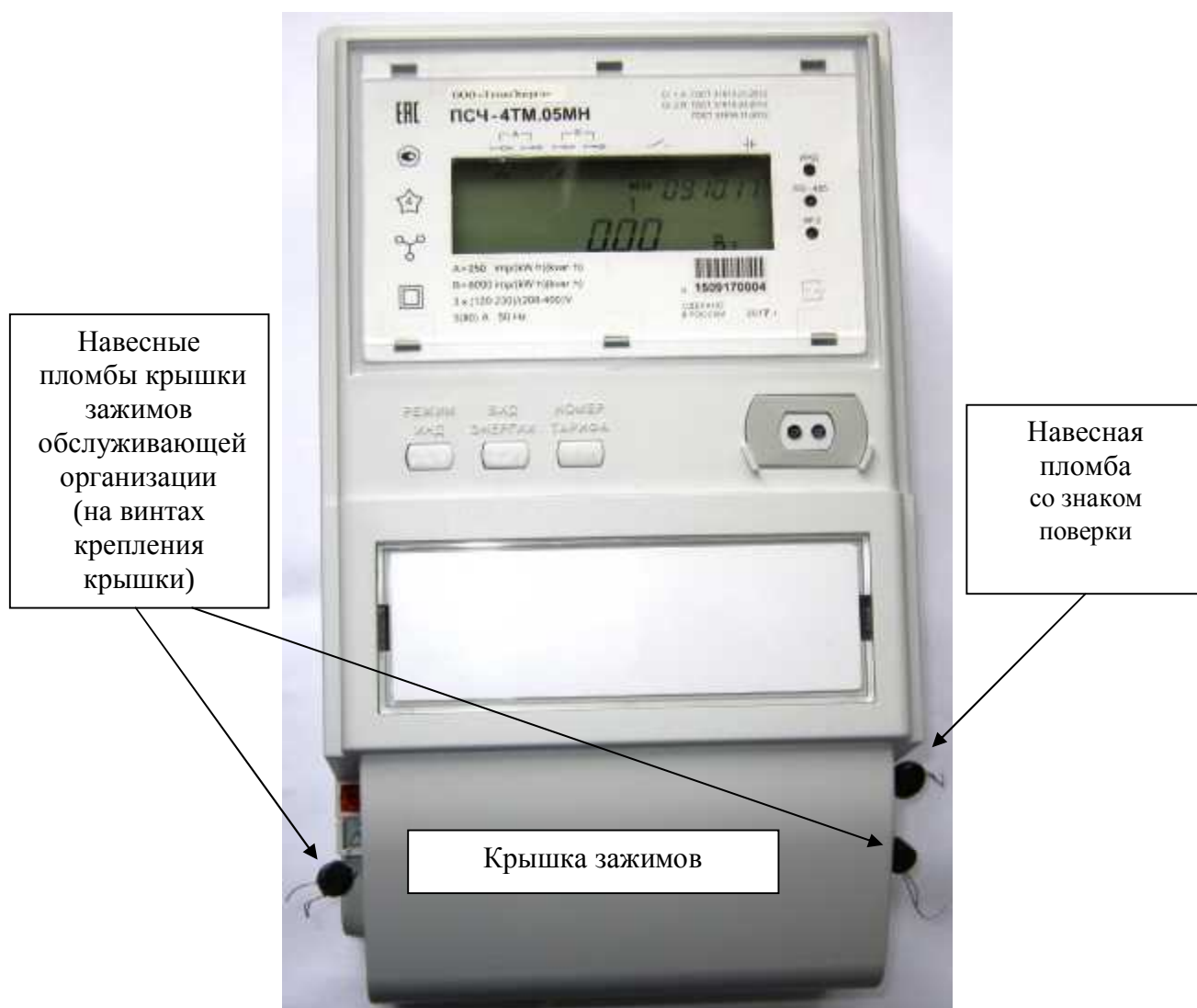


Рисунок 2 - Внешний вид счетчика внутренней установки с установленной крышкой зажимов, схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки



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.

Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

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

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений - высокий в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 5 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	4tmn.tsk
Номер версии (идентификационный номер) ПО	35.00.XX
Цифровой идентификатор ПО	B362
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	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

Таблица 6 - Метрологические характеристики

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении:	
– активной энергии по ГОСТ 31819.21-2012	1;
– реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012	2
Базовый (максимальный) ток, А	5(80)
Стартовый ток (чувствительность), мА	0,004I _b

Продолжение таблицы 6

Наименование величины	Значение
Номинальные напряжения, В	$3 \times (120-230) / (208-400)$
Установленный рабочий диапазон напряжений, В	от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ $3 \times (96-265) / (166-460)$
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_P - при $0,1I_6 \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ $\pm 1,0$; - при $0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$, $\cos\varphi=1$ $\pm 1,5$; - при $0,1I_6 \leq I \leq I_{макс}$ $\cos\varphi=0,25$ $\pm 1,5$; - реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ_Q - при $0,1I_6 \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ $\pm 2,0$; - при $0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$, $\sin\varphi=1$ $\pm 2,5$; - при $0,1I_6 \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$ $\pm 2,5$; - полной мощности, δ_S (аналогично реактивной мощности) - мощности активных потерь, $\delta_{Pп}$ - мощности реактивных потерь, $\delta_{Qп}$ - активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_P \pm P_{п}$ $\left(\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_{п}} + \delta_{Pп} \cdot \frac{P_{п}}{P \pm P_{п}} \right);$ - реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_Q \pm Q_{п}$ $\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_{п}} + \delta_{Qп} \cdot \frac{Q_{п}}{Q \pm Q_{п}} \right);$ - напряжения (фазного, междуфазного, прямой последовательности и их усредненных значений) в установленном диапазоне рабочих напряжений (96 - 265) В фаза-ноль, δ_U $\pm 0,9$; - тока, δ_I - при $I_6 \leq I \leq I_{макс}$ $\pm 0,9$; - при $0,05I_6 \leq I < I_6$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_6}{I_x} - 1 \right) \right];$ - частоты и ее усредненного значения в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц $\pm 0,05$; - коэффициента активной мощности, δ_{kp} $(\delta_P + \delta_S)$; - коэффициента реактивной мощности, δ_{kQ} $(\delta_Q + \delta_S)$; - коэффициента реактивной мощности, δ_{ktg} $(\delta_Q + \delta_P)$; Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения: - остаточного напряжения провала и величины перенапряжения (в диапазоне от 0 до $1,4 \cdot U_{ном}$), В $\pm 0,01 \cdot U_{ном}$ - длительности провала и перенапряжения (в диапазоне от 0,01 до 180 с), с $\pm 0,02$	

Продолжение таблицы 6

Наименование величины	Значение
Средний температурный коэффициент в диапазоне рабочих температур, %/К, при измерении: – активной энергии и мощности при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$ при $0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$ – реактивной энергии и мощности при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$ при $0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$	0,05; 0,07 0,10; 0,15
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне рабочих температур, δt_d , %	$0,05\delta_d(t - t_n)^*$
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сут	$\pm 0,5$
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сут, менее: – во включенном состоянии – в выключенном состоянии	$\pm 0,1$; $\pm 0,22$
Постоянная счетчика, имп./ (кВт·ч), имп./ (квар·ч) – в основном режиме (А) – в режиме поверки (В)	250, 8000
где * δ_d - пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t - температура рабочих условий, t_n - температура нормальных условий	

Таблица 7 - Основные технические характеристики

Наименование величины	Значение
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, В·А, не более	0,1
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 120 В до 230 В при емкостном характере нагрузки, Вт (В·А), не более: – без дополнительного интерфейсного модуля – с дополнительным интерфейсным модулем	2(10) 3(10)
Начальный запуск счетчика, менее, с	5
Жидкокристаллический индикатор: – число индицируемых разрядов – цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8; 0,01
Тарификатор: – число тарифов – число тарифных зон в сутках с дискретом 10 минут – число типов дней – число сезонов	4; 144; 4; 12

Продолжение таблицы 7

Наименование величины	Значение
Характеристики интерфейсов связи: – протокол обмена – скорость обмена по оптическому порту, бит/с – скорость обмена по порту RS-485, бит/с, с битом контроля нечетности и без него – максимальное число счетчиков, подключаемых к магистрали RS-485	ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02 совместимый; 9600 (фиксированная); 38400, 28800, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300; 64
Характеристики встроенного радиомодема для связи с терминалом: – протокол обмена – терминальная скорость обмена, бит/с – максимальный объем полезной информации в одном пакете передачи, байт – рабочие частоты, МГц – мощность передатчика, мВт, не более	SimpliciTI фирмы Texas Instruments; 9600; 50; 868,85 или 869,05; 10
Характеристики встроенного ZigBee-подобного радиомодема: – протокол обмена – терминальная скорость обмена с битом контроля четности, нечетности и без него, бит/с – максимальный объем полезной информации в одном пакете передачи, байт – диапазон рабочих частот, МГц – количество частотных каналов – мощность передатчика, мВт, не более	основан на стандарте IEEE 802.15.4-2006; 1200, 2400, 4800, 9600, 14400, 19200, 38400, 115200; 256; от 2400 до 2483,5; 16; 100
Характеристики встроенного PLC-модема: – протокол обмена – терминальная скорость обмена с битом контроля нечетности, 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(с автоматической адресацией при подключении к базовой станции) – число ретрансляций при передаче данных (с автоматической маршрутизацией и оптимизацией маршрута)	Y-NET фирмы Yitran; 9600 2400 DCSK; не более 87 по ГОСТ 30804.3.8-2002 в полосе частот от 9 до 95 кГц; от 20 до 82; до 2000; до 8 по умолчанию;

Продолжение таблицы 7

Наименование величины	Значение
Характеристики испытательных выходов: – количество испытательных выходов – максимальное напряжение – максимальный ток – выходное сопротивление	2 конфигурируемых выхода; 30 В, в состоянии «разомкнуто»; 50 мА, в состоянии «замкнуто»; > 50 кОм, в состоянии «разомкнуто»; < 200 Ом, в состоянии «замкнуто»
Характеристики цифровых входов: – количество цифровых входов – напряжение присутствия сигнала, В – напряжение отсутствия сигнала, В	2; от 4 до 30; от 0 до 1,5
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 30804.4.2-2013 (степень жесткости 4); ГОСТ 30804.4.4-2013 (степень жесткости 4); СТБ МЭК 61000-4-5-2006, ГОСТ Р 51317.4.5-99 (степень жесткости 4); 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, для оборудования класса Б
Сохранность данных при прерываниях питания, 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
Габаритные размеры, мм, не более: – счётчиков внутренней установки – высота – ширина – длина – счётчиков наружной установки – высота – ширина – длина – счётчиков наружной установки со швеллером крепления на опоре – высота – ширина – длина	299 170 101 198 256 122 350 256 130

Продолжение таблицы 7

Наименование величины	Значение
Масса, кг, не более: – счётчиков внутренней установки без упаковки – счётчиков внутренней установки в потребительской таре – счётчиков наружной установки (с кронштейном) – счётчиков наружной установки (с кронштейном и терминалом Т-1.02)	1,9 2,4; 2,1 3,3
Условия эксплуатации: – счётчиков внутренней установки – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа – счётчиков наружной установки – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от -40 до +60 до 90 % при 30 °С от 70 до 106,7 от -40 до +70 до 100 % при 25 °С от 70 до 106,7
Степень защиты от проникновения пыли и воды (по ГОСТ 14254-2015) – счётчиков внутренней установки – счётчиков наружной установки	IP51 IP55
Средний срок службы, лет	30
Средняя наработка на отказ, ч	219000
Время восстановления, ч	2

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 8 - Комплектность средства измерения

Наименование и условное обозначение	Обозначение документа	Количество
Комплект поставки счетчика для установки внутри помещения		
Счетчик электрической энергии multifunctional ПСЧ-4ТМ.05МН.ХХ.УУ (одно из исполнений таб. 2, 3)	ИЛГШ.411152.178	1 шт.
Формуляр	ИЛГШ.411152.178ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 1	ИЛГШ.411152.178РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	ИЛГШ.411152.178РЭ1*	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим	ИЛГШ.411152.178РЭ2*	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь	ИЛГШ.411152.178РЭ3*	1 экз.
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 23.02.14	ИЛГШ.00004-01*	1 шт.
Индивидуальная упаковка	ИЛГШ.411915.311	1 шт.
Комплект поставки счетчика наружной установки		
Счетчик электрической энергии multifunctional ПСЧ-4ТМ.05МН.ХХ (одно из исполнений таб. 2)	ИЛГШ.411152.178	1 шт.

Продолжение таблицы 8

Наименование и условное обозначение	Обозначение документа	Кол.
Формуляр	ИЛГШ.411152.178ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 1	ИЛГШ.411152.178РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	ИЛГШ.411152.178РЭ1*	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим	ИЛГШ.411152.178РЭ2*	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь	ИЛГШ.411152.178РЭ3*	1 экз.
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 23.02.14	ИЛГШ.00004-01*	1 шт.
Терминал Т-1.02 с комплектом эксплуатационных документов	ИЛГШ.468369.006**	1 шт.
Индивидуальная упаковка	ИЛГШ.411915.304	1 шт.
Комплект монтажных частей:	ИЛГШ.411911.007	
Швеллер	ИЛГШ.754342.001	1 шт.
Уголок	ИЛГШ.746122.007	1 шт.
Шуруп саморез М4.2×13.32.ЛС59-1.139 DIN968		2 шт.
Винт В2.М4-6q×10.32.ЛС59-1.136 ГОСТ 17473-80		2 шт.
Шайба 4Л Бр.КМцЗ-1.136 ГОСТ 6402-70		2 шт.
Шайба А 4.32.ЛС59-1.136 ГОСТ 10450-78		2 шт.
Дюбель-гвоздь фасадный КАТ N 10x100 *		2 шт.
Примечания 1 Позиции, помеченные символом *, поставляются по отдельному заказу. 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. 3 Ремонтная документация разрабатывается и поставляется по отдельному договору с организациями, проводящими послегарантийный ремонт счетчиков. 4 Документы в электронном виде, включая ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» доступны на сайте по адресу http://www.nzif.ru/ .		

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.

Основные средства поверки:

Рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.551-2013;

Установка для поверки счетчиков электрической энергии автоматизированная УАПС-1М (регистрационный № 23832-07);

Частотомер электронно-счетный ЧЗ-63 (регистрационный № 9084-83);

Секундомер СОСпр-26-2: (регистрационный № 2231-72);

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых счетчиков с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на счетчик давлением на навесную пломбу, расположенную в месте крепления верхней части корпуса к основанию.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

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.

ГОСТ 8.551-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехноЭнерго» (ООО «ТехноЭнерго»)

ИНН 5261055814

Адрес: 603152, Нижний Новгород, ул. Кемеровская, д. 3, офис 9

Телефон (факс) (831) 465-39-97

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»

(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

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

Телефон (831) 428-78-78, факс (831) 428-57-48

Web-сайт: www.nnscsm.ru

E-mail: mail@nnscsm.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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.