

| | | | | |
|-----------------------------|----------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Алматы (7273)495-231 | Иваново (4932)77-34-06 | Магнитогорск (3519)55-03-13 | Пермь (342)205-81-47 | Тверь (4822)63-31-35 |
| Ангарск (3955)60-70-56 | Ижевск (3412)26-03-58 | Москва (495)268-04-70 | Ростов-на-Дону (863)308-18-15 | Тольятти (8482)63-91-07 |
| Архангельск (8182)63-90-72 | Иркутск (395)279-98-46 | Мурманск (8152)59-64-93 | Рязань (4912)46-61-64 | Томск (3822)98-41-53 |
| Астрахань (8512)99-46-04 | Казань (843)206-01-48 | Набережные Челны (8552)20-53-41 | Самара (846)206-03-16 | Тула (4872)33-79-87 |
| Барнаул (3852)73-04-60 | Калининград (4012)72-03-81 | Нижний Новгород (831)429-08-12 | Саранск (8342)22-96-24 | Тюмень (3452)66-21-18 |
| Белгород (4722)40-23-64 | Калуга (4842)92-23-67 | Новокузнецк (3843)20-46-81 | Санкт-Петербург (812)309-46-40 | Ульяновск (8422)24-23-59 |
| Благовещенск (4162)22-76-07 | Кемерово (3842)65-04-62 | Ноябрьск (3496)41-32-12 | Саратов (845)249-38-78 | Улан-Удэ (3012)59-97-51 |
| Брянск (4832)59-03-52 | Киров (8332)68-02-04 | Новосибирск (383)227-86-73 | Севастополь (8692)22-31-93 | Уфа (347)229-48-12 |
| Владивосток (423)249-28-31 | Коломна (4966)23-41-49 | Омск (3812)21-46-40 | Симферополь (3652)67-13-56 | Хабаровск (4212)92-98-04 |
| Владикавказ (8672)28-90-48 | Кострома (4942)77-07-48 | Орел (4862)44-53-42 | Смоленск (4812)29-41-54 | Чебоксары (8352)28-53-07 |
| Владимир (4922)49-43-18 | Краснодар (861)203-40-90 | Оренбург (3532)37-68-04 | Сочи (862)225-72-31 | Челябинск (351)202-03-61 |
| Волгоград (844)278-03-48 | Красноярск (391)204-63-61 | Пенза (8412)22-31-16 | Ставрополь (8652)20-65-13 | Череповец (8202)49-02-64 |
| Вологда (8172)26-41-59 | Курск (4712)77-13-04 | Петрозаводск (8142)55-98-37 | Сургут (3462)77-98-35 | Чита (3022)38-34-83 |
| Воронеж (473)204-51-73 | Курган (3522)50-90-47 | Псков (8112)59-10-37 | Сыктывкар (8212)25-95-17 | Якутск (4112)23-90-97 |
| Екатеринбург (343)384-55-89 | Липецк (4742)52-20-81 | | Тамбов (4752)50-40-97 | Ярославль (4852)69-52-93 |

Россия +7(495)268-04-70

Казахстан +7(7172)727-132

Киргизия +996(312)96-26-47

www.tenn.nt-rt.ru || tfn@nt-rt.ru

**Описание типа средства измерений на
счетчики электроэнергии трехфазные,
многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МД
компании ТЕХНОЭНЕРГО**

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МД

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МД предназначены для измерений и учета активной и реактивной энергии (в том числе и с учетом потерь), ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков электрической энергии многофункциональных ПСЧ-4ТМ.05МД 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:

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

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

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 варианта исполнения и конфигурирования счетчика, как показано в таблице 1.

Таблица 1 - Знаки мощностей однофазных измерений

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

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.

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МД выпускаются в различных модификациях, которые отличаются номинальным (базовым) током, номинальным напряжением, классом точности, видами и числом направлений учета энергии, и способом подключения к электрической сети. Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 2.

Счетчики предназначены для установки на рейку типа ТН35 по ГОСТ Р МЭК 60715-2003 в закрытых помещениях с дополнительной защитой от прямого воздействия воды.

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

Пример записи счётчика - «Счётчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МД.ХХ ИЛГЩ.411152.1771У», где ХХ - условное обозначение варианта исполнения счетчика в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 - Варианты исполнения счетчиков

| Условное обозначение варианта исполнения счетчика | Номинальный, базовый (максимальный) ток, А | Номинальное напряжение, В | Класс точности учета активной/реактивной энергии | Учет энергии |
|---|--|----------------------------|--|---|
| Счетчики трансформаторного включения | | | | |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.01 | 5(10) | 3×(57,7-115)/ (100-200) | 0,5S/1 | Двунаправленные (четыре канала учета) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.03 | 1(2) | | | |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.05 | 5(10) | 3×(120-230)/ (208-400) | | |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.07 | 1(2) | | | |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.09 | 5(10) | 3×(57,7-115)/ (100-200) | 0,5S/1 | Однонаправленные (один канал учета по модулю) активной энергии независимо от направления. |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.11 | 5(10) | 3×(120-230)/ (208-400) | | |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.13 | 5(10) | 3×(57,7-115)/ (100-200) | 0,5S/1 | Комбинированные (три канала учета) активной энергии независимо от направления и реактивной энергии прямого и обратного направления. |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.15 | 1(2) | | | |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.17 | 5(10) | 3×(120-230)/ (208-400) | | |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.19 | 1(2) | | | |
| Счетчики непосредственного включения | | | | |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.21 | 5(80) | 3×(120-230)/ (208-400) | 1/2 | Двунаправленные |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.23 | 5(80) | | | Однонаправленные |
| ПСЧ-4ТМ.05МД.25 | 5(80) | | | Комбинированные |

Двунаправленные счетчики предназначены для многотарифного учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления (четыре канала учета). Счетчики могут применяться как средство коммерческого или технического учета электрической энергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоков. Двунаправленные счетчики могут конфигурироваться для работы в однонаправленном многотарифном режиме (далее двунаправленные конфигурированные, 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).

Комбинированные счетчики предназначены для многотарифного учета активной энергии независимо от направления в каждой фазе сети (учет по модулю) и для учета реактивной энергии прямого и обратного направления (три канала учета). Комбинированные счетчики могут конфигурироваться для учета реактивной энергии в одном направлении (далее комбинированные конфигурированные) 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).

Однонаправленные счетчики предназначены для многотарифного учета только активной электрической энергии независимо от направления тока в каждой фазе сети (один канал учета по модулю).

Подключение счетчиков трансформаторного включения к сети производится через измерительные трансформаторы напряжения и тока. Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В могут использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 57,7, 63,5, 100, 110, 115 В. Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (120-230)/(208-400)$ В могут использоваться как с измерительными трансформаторами напряжения, так и без них на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

Счетчики непосредственного включения 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.

Тарификация и архивы учтенной энергии

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

Счетчики ведут архивы тарифицированной учтенной энергии и не тарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления), а также учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровому входу:

- 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.

Счетчики позволяют получать значения учтенной 3-х фазной не тарифицированной активной и реактивной энергии прямого и обратного направления за сутки из расширенного массива профиля с глубиной хранения:

- 136 суток при 8-и канальном профиле со временем интегрирования 30 минут;

– 248 суток при 4-х канальном профиле со временем интегрирования 30 минут.

Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики ведут два четырехканальных независимых базовых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления.

Комбинированные счетчики ведут два трехканальных базовых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной мощности не зависимо от направления и реактивной мощности прямого и обратного направления.

Однонаправленные счетчики ведут два одноканальных базовых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной мощности не зависимо от направления.

Примечание - Для счетчиков трансформаторного включения на подключениях с номинальными напряжениями $3 \times (100-115/173-200)$ В время интегрирования мощности может программироваться только в диапазоне от 1 до 30 минут.

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 массива профиля, при времени интегрирования 30 минут, составляет 114 суток (3,7 месяца), и 170 суток при времени интегрирования 60 минут.

Профиль параметров

Счетчики, наряду с двумя базовыми массивами профиля мощности нагрузки, ведут третий независимый массив профиля параметров (расширенный 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 также формата хранения данных. Число каналов расширенного массива профиля может программироваться в диапазоне от 1 до 16, а типы профилируемых параметров выбираться из таблицы 3. 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, 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 3 или как датчики параметров с нормированными метрологическими характеристиками.

Счетчики всех вариантов исполнения, не зависимо 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 варианта исполнения и конфигурации.

Счетчики могут использоваться как измерители показателей качества электрической энергии согласно ГОСТ 32144-2013 по параметрам установившегося отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

Испытательные выходы и цифровой вход

В счетчиках функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства (канал 0, канал 1). 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 функционирует один цифровой вход, который может конфигурироваться:

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

Таблица 3 - 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 $\operatorname{tg} \varphi$ | 0,01 | |
| Фазное напряжение, В | 0,01 | По каждой фазе сети |
| Межфазное 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 межфазных 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 | |
| Примечания | | |
| 1 Параметры, помеченные символом *, являются справочными с ненормированными метрологическими характеристиками. | | |
| 2 Цена единицы младшего разряда и размерности указаны для коэффициентов трансформации, равных 1. | | |
| 3 Все параметры индицируются с учетом введенных коэффициентов трансформации напряжения и тока. | | |

Управление нагрузкой

Счетчики позволяют формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе (канал 0) по различным программируемым критериям для целей управления нагрузкой внешним отключающим устройством и работать в следующих режимах:

- 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.

Независимо от разрешенных режимов, сигнал управления нагрузкой формируется 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 защитной крышки;
- время открытия/закрытия крышки интерфейсных соединителей и батареи;
- 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, межфазных, прямой последовательности;
- частоты сети;
- коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных 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 превышения порога мощности фиксируется время выхода/возврата за установленную границу среднего значения активной и реактивной мощности прямого и обратного направления 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

Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых величин и три кнопки управления режимами индикации.

Счетчики в режиме индикации основных параметров позволяют отображать на индикаторе:

- учетную (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 массиву профиля мощности.

Счетчики в режиме индикации вспомогательных параметров позволяют отображать на индикаторе данные вспомогательных режимов измерения, приведенные в таблице 3.

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

Интерфейсы связи

Счетчики имеют два равноприоритетных, независимых интерфейса связи: RS-485 и оптический интерфейс по ГОСТ IEC 61107-2011, поддерживают ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена и обеспечивают возможность дистанционного управления функциями, программирования (перепрограммирования) режимов и параметров, и считывания параметров, архивных данных и данных измерений через любой интерфейс.

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

Счетчики 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).

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 знака поверки.

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.

- Общий вид счетчика, схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 1. Знак поверки наносится на счетчик давлением на специальную мастику или навесную пломбу, расположенную в месте крепления верхней части корпуса к основанию.

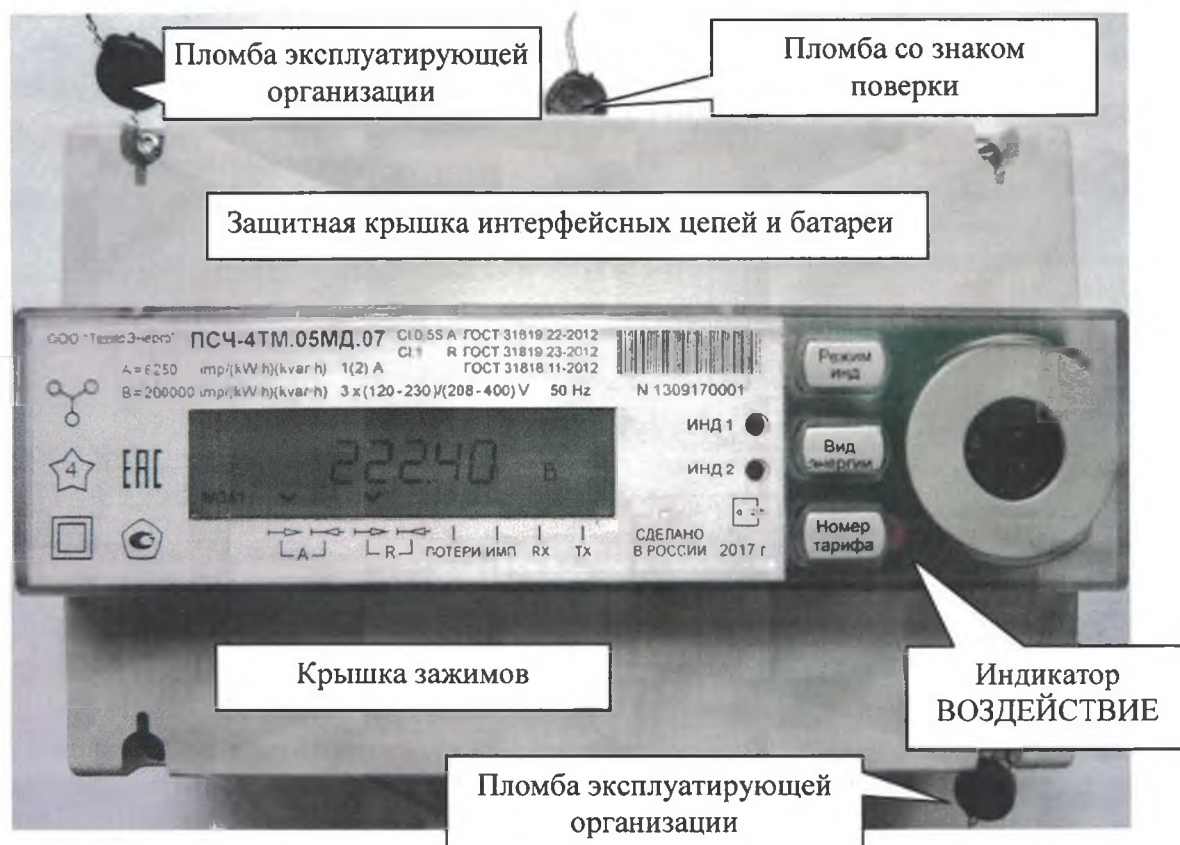


Рисунок 1 - Общий вид счетчика с закрытыми крышками, схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Кроме механического пломбирования в счетчике предусмотрено электронное пломбирование крышки счетчика и крышек зажимов и интерфейсных соединителей.

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 счетчике установлен датчик магнитного поля, фиксирующий воздействие на счетчик магнитного поля повышенной индукции ($2 \pm 0,7$) мТл (напряженность (1600 ± 600) А/м) и выше. При обнаружении воздействия магнитного поля повышенной индукции включается светодиодный индикатор «Воздействие», расположенный справа от кнопки «Номер тарифа», а в журнале событий делается запись времени начала/окончания воздействия.

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. Массивы калибровочных коэффициентов 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-11 - ошибка КС основного массива калибровочных коэффициентов;
- E-12 - ошибка КС дублирующего массива калибровочных коэффициентов.

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 в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 4 - Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|---|-------------------|
| Идентификационное наименование ПО | 4tmd.tsk |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 63.00.XX |
| Цифровой идентификатор ПО | 44dC |
| 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 (63 - ПСЧ-4ТМ.05МД); | |
| – второе поле - номер версии метрологически значимой части ПО (00) | |
| – третье поле - номер версии метрологически не значимой части ПО. | |

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 - Метрологические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|--|---|
| Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: | |
| – активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012 | 0,5S |
| по ГОСТ 31819.21-2012 | 1 |
| – реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012 | 1 или 2 |
| Номинальный (максимальный) ток, А | 1(2) или 5(10) |
| Базовый (максимальный) ток, А | 5(80) |
| Стартовый ток (чувствительность), мА | |
| 1) трансформаторного включения | 0,001I _{ном} |
| 2) непосредственного включения | 0,004I _б |
| Номинальное напряжение, В | 3×(57,7-115)/(100-200) или 3×(120-230)/(208-400) |
| Установленный рабочий диапазон напряжений от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} , В, счетчиков с U _{ном} : | |
| – 3×(57,7-115)/(100-200) В | 3×(46-132)/(80-230) |
| – 3×(120-230)/(208-400) В | 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 |

Продолжение таблицы 5

| Наименование характеристики | Значение |
|--|----------|
| <p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %:</p> <p>– активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ_p, счетчиков:</p> <p>1) трансформаторного включения</p> <p>при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ ±0,5</p> <p>при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ ±0,6</p> <p>при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$ ±1,0</p> <p>при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$ ±1,0</p> <p>при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$ ±1,0</p> <p>2) непосредственного включения</p> <p>при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$ ±1,0</p> <p>при $0,05I_б \leq I < 0,1I_б$, $\cos\varphi=1$ ±1,5</p> <p>при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$ ±1,5</p> <p>– реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ_Q, счетчиков:</p> <p>1) трансформаторного включения</p> <p>при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ ±1,0</p> <p>при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$ ±1,5</p> <p>при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$ ±1,5</p> <p>при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$ ±1,5</p> <p>2) непосредственного включения</p> <p>при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$ ±2,0</p> <p>при $0,05I_б \leq I < 0,1I_б$, $\sin\varphi=1$ ±2,5</p> <p>при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$ ±2,5</p> <p>– полной мощности, δ_S (аналогично реактивной мощности) δ_Q</p> <p>– напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений) в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$, δ_U, счетчиков:</p> <p>1) трансформаторного включения ±0,4</p> <p>2) непосредственного включения ±0,9</p> <p>– тока, δ_I, счетчиков:</p> <p>1) трансформаторного включения</p> <p>при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ ±0,4</p> <p>при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$ $\pm \left[0,4 + 0,02 \cdot \left(\frac{I_m}{I_x} - 1 \right) \right]$</p> | |
| <p>2) непосредственного включения</p> <p>при $I_б \leq I \leq I_{макс}$ ±0,9</p> <p>при $0,05I_б \leq I < I_б$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \cdot \left(\frac{I_a}{I_б} - 1 \right) \right]$</p> | |

Продолжение таблицы 5

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| – частоты и ее усредненного значения в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц | $\pm 0,05$ |
| – коэффициента активной мощности, $\delta_{кР}$ | $(\delta_p + \delta_s)$ |
| – коэффициента реактивной мощности, $\delta_{кQ}$ | $(\delta_Q + \delta_s)$ |
| – коэффициента реактивной мощности, $\delta_{кIг}$ | $(\delta_Q + \delta_p)$ |
| – мощности активных потерь, $\delta_{Pп}$ | $(2\delta_1 + 2\delta_U)$ |
| – мощности реактивных потерь, $\delta_{Qп}$ | $(2\delta_1 + 4\delta_U)$ |
| – активной энергии и мощности с учетом потерь ($P+P_{п}$) прямого и обратного направления, $\delta_{P\pm P_{п}}$ | $\left(\delta_p \cdot \frac{P}{P \pm P_{п}} + \delta_{P_{п}} \cdot \frac{P_{п}}{P \pm P_{п}} \right)$ |
| – реактивной энергии и мощности с учетом потерь ($Q+Q_{п}$) прямого и обратного направления, $\delta_{Q\pm Q_{п}}$ | $\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_{п}} + \delta_{Q_{п}} \cdot \frac{Q_{п}}{Q \pm Q_{п}} \right)$ |
| – Средний температурный коэффициент в диапазоне температур | |
| – от -40 до +60 °С, %/К, при измерении: | |
| – активной энергии и мощности, счетчиков: | |
| 1) трансформаторного включения | |
| при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ | 0,03 |
| при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ | 0,05 |
| 2) непосредственного включения | |
| при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ | 0,05 |
| при $0,2I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ | 0,07 |
| – реактивной энергии и мощности, счетчиков: | |
| 1) трансформаторного включения | |
| при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$ | 0,05 |
| при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,5$ | 0,07 |
| 2) непосредственного включения | |
| при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$ | 0,10 |
| при $0,2I_б \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,5$ | 0,15 |
| – Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне температур | |
| – от -40 до +60 °С, $\delta_{тд}$, % | $0,05\delta_{тд} \cdot (t-t_n)^*$ |
| – Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, с/сут | $\pm 0,5$ |
| Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°С /сут: | |
| – во включенном состоянии в диапазоне от -40 до +60 °С | $\pm 0,1$ |
| – в выключенном состоянии в диапазоне от -40 до +70 °С | $\pm 0,22$ |
| * где $\delta_{тд}$ - пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t - температура рабочих условий, t_n - температура нормальных условий Примечание - Для однонаправленных счетчиков пределы допускаемой погрешности измерения реактивной и полной мощности не нормируются. | |

Таблица 6 - Основные технические характеристики

| Наименование характеристики | Значение |
|--|----------|
| <p>Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч), имп./(квар·ч) в основном режиме (А):</p> <p>для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (57,7-115)/(100-200) В$</p> <p>$I_{ном}(I_{макс})=1(2) А$ 25000 $I_{ном}(I_{макс})=5(10) А$ 5000</p> <p>для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (120-230)/(208-400) В$</p> <p>$I_{ном}(I_{макс})=1(2) А$ 6250 $I_{ном}(I_{макс})=5(10) А$ 1250 $I_{б}(I_{макс})=5(80) А$ 250</p> <p>в режиме поверки (В):</p> <p>для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (57,7-115)/(100-200) В$</p> <p>$I_{ном}(I_{макс})=1(2) А$ 800000 $I_{ном}(I_{макс})=5(10) А$ 160000</p> <p>для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (120-230)/(208-400) В$</p> <p>$I_{ном}(I_{макс})=1(2) А$ 200000 $I_{ном}(I_{макс})=5(10) А$ 40000 $I_{б}(I_{макс})=5(80) А$ 8000</p> | |
| Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, В·А, не более | 0,1 |
| <p>Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения при емкостном характере нагрузки, Вт (В·А), не более</p> <p>– при 57,7 В 0,3 (0,4) – при 115 В 0,4 (0,6) – при 120 В 0,4 (0,6) – при 230 В 0,5 (1,1)</p> | |
| Начальный запуск счетчика, с, менее | 5 |
| <p>Жидкокристаллический индикатор:</p> <p>– число индицируемых разрядов 8 – цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации, равных 1, кВт·ч (квар·ч) 0,01</p> | |
| <p>Тарификатор:</p> <p>– число тарифов 4 – число тарифных зон в сутках с дискретом 10 минут 144 – число типов дней 4 – число сезонов 12</p> | |
| <p>Характеристики интерфейсов связи:</p> <p>– - скорость обмена по оптическому порту (фиксированная), бит/с 9600 – - скорость обмена по порту RS-485, бит/с 38400, 28800, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300 – - максимальный размер буфера приема/передачи, байт 156 – - максимальное число счетчиков, подключаемых к магистрали RS-485, шт. 64</p> | |

Г. Продолжение таблицы 6

| Наименование характеристики | Значение |
|---|--|
| Характеристики испытательных выходов: количество изолированных конфигурируемых испытательных выходов | 2 |
| максимальное напряжение в состоянии «разомкнуто», В | 30 |
| максимальный ток в состоянии «замкнуто», мА | 50 |
| выходное сопротивление: в состоянии «разомкнуто», кОм, более | 50 |
| в состоянии «замкнуто», Ом, менее | 200 |
| Характеристики цифрового входа: напряжение присутствия сигнала, В | от 4 до 30 |
| напряжение отсутствия сигнала, В | от 0 до 1,5 |
| Помехоустойчивость: – к электростатическим разрядам | ГОСТ 31818.11-2012 |
| – к наносекундным импульсным помехам | ГОСТ 30804.4.2-2013 (степень жесткости 4) |
| – к микросекундным импульсным помехам большой энергии | ГОСТ 30804.4.4-2013 (степень жесткости 4) |
| – к радиочастотному электромагнитному полю | СТБ МЭК 61000-4-5-2006, ГОСТ Р 51317.4.5-99 (степень жесткости 4) |
| – к колебательным затухающим помехам | ГОСТ 30804.4.3-2013 (степень жесткости 4) |
| – к кондуктивным помехам | ГОСТ IEC 61000-4-12-2016 (степень жесткости 3) |
| Помехоэмиссия | СТБ IEC 61000-4-6-2011, 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 | 40 |
| внутренних часов (питание от литиевой батареи), не менее | 12 |
| Защита информации | Пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов |
| Самодиагностика | Циклическая, непрерывная |
| Рабочие условия эксплуатации: температура окружающего воздуха, °С | группа 4 по ГОСТ 22261-94 |
| относительная влажность при +30 °С, % | от -40 до +60 |
| давление, кПа (мм рт. ст.) | 90 |
| Средняя наработка до отказа, ч | от 70 до 106,7 (от 537 до 800) |
| Средний срок службы, лет | 165000 |
| Время восстановления, ч | 30 |
| Масса без упаковки, кг, не более | 2 |
| счетчиков трансформаторного включения | 0,8 |
| счетчиков непосредственного включения | 1,1 |
| Габаритные размеры, мм, не более | |
| – высота | 113 |
| – длина | 171 |
| – ширина | 66,5 |

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 7 - Комплектность счетчиков

| Наименование | Обозначение | Кол. |
|---|---------------------|--------|
| Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МД.ХХ (одно из исполнений) | | 1 шт. |
| Формуляр | ИЛГШ.411152.177ФО | 1 экз. |
| Руководство по эксплуатации. Часть 1 | ИЛГШ.411152.177РЭ | 1 экз. |
| Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки | ИЛГШ.411152.177РЭ1* | 1 экз. |
| Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим | ИЛГШ.411152.177РЭ2* | 1 экз. |
| Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь | ИЛГШ.411152.177РЭ3* | 1 экз. |
| Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» версии не ниже 22.08.12 | ИЛГШ.00004-01* | 1 шт. |
| Индивидуальная упаковка | ИЛГШ.411915.300 | 1 шт. |
| Примечания 1 Позиции, помеченные символом *, поставляются по отдельному заказу. 2 Ремонтная документация разрабатывается и поставляется по отдельному договору с организациями, проводящими послегарантийный ремонт счетчиков. | | |

Поверка

осуществляется по документу ИЛГШ.411152.177РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МД. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» с изменением № 1, утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 27.06.2017 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);

Ваттметр-счетчик трехфазный эталонный ЦЭ7008 (регистрационный № 27558-11);

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

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

Источник фиктивной мощности трехфазный программируемый МК7006:

диапазон напряжений от 40 до 276 В;

диапазон токов от 0,001 до 10 А.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

| | | | | |
|------------------------------------|-----------------------------------|--|---------------------------------------|---------------------------------|
| Алматы (7273)495-231 | Иваново (4932)77-34-06 | Магнитогорск (3519)55-03-13 | Пермь (342)205-81-47 | Тверь (4822)63-31-35 |
| Ангарск (3955)60-70-56 | Ижевск (3412)26-03-58 | Москва (495)268-04-70 | Ростов-на-Дону (863)308-18-15 | Тольятти (8482)63-91-07 |
| Архангельск (8182)63-90-72 | Иркутск (395)279-98-46 | Мурманск (8152)59-64-93 | Рязань (4912)46-61-64 | Томск (3822)98-41-53 |
| Астрахань (8512)99-46-04 | Казань (843)206-01-48 | Набережные Челны (8552)20-53-41 | Самара (846)206-03-16 | Тула (4872)33-79-87 |
| Барнаул (3852)73-04-60 | Калининград (4012)72-03-81 | Нижний Новгород (831)429-08-12 | Саранск (8342)22-96-24 | Тюмень (3452)66-21-18 |
| Белгород (4722)40-23-64 | Калуга (4842)92-23-67 | Новокузнецк (3843)20-46-81 | Санкт-Петербург (812)309-46-40 | Ульяновск (8422)24-23-59 |
| Благовещенск (4162)22-76-07 | Кемерово (3842)65-04-62 | Ноябрьск (3496)41-32-12 | Саратов (845)249-38-78 | Улан-Удэ (3012)59-97-51 |
| Брянск (4832)59-03-52 | Киров (8332)68-02-04 | Новосибирск (383)227-86-73 | Севастополь (8692)22-31-93 | Уфа (347)229-48-12 |
| Владивосток (423)249-28-31 | Колומна (4966)23-41-49 | Омск (3812)21-46-40 | Симферополь (3652)67-13-56 | Хабаровск (4212)92-98-04 |
| Владикавказ (8672)28-90-48 | Кострома (4942)77-07-48 | Орел (4862)44-53-42 | Смоленск (4812)29-41-54 | Чебоксары (8352)28-53-07 |
| Владимир (4922)49-43-18 | Краснодар (861)203-40-90 | Оренбург (3532)37-68-04 | Сочи (862)225-72-31 | Челябинск (351)202-03-61 |
| Волгоград (844)278-03-48 | Красноярск (391)204-63-61 | Пенза (8412)22-31-16 | Ставрополь (8652)20-65-13 | Череповец (8202)49-02-64 |
| Вологда (8172)26-41-59 | Курск (4712)77-13-04 | Петрозаводск (8142)55-98-37 | Сургут (3462)77-98-35 | Чита (3022)38-34-83 |
| Воронеж (473)204-51-73 | Курган (3522)50-90-47 | Псков (8112)59-10-37 | Сыктывкар (8212)25-95-17 | Якутск (4112)23-90-97 |
| Екатеринбург (343)384-55-89 | Липецк (4742)52-20-81 | | Тамбов (4752)50-40-97 | Ярославль (4852)69-52-93 |

Россия +7(495)268-04-70

Казахстан +7(7172)727-132

Киргизия +996(312)96-26-47

www.tenn.nt-rt.ru || tfn@nt-rt.ru