

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК (далее - счетчики) предназначены для измерения 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.

Счетчики имеют интерфейсы связи и предназначены для работы, как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

Счетчики 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.

Счетчики предназначены для работы в закрытых помещениях с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 60 °С.

Описание средства измерений

1 Принцип действия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где I - среднеквадратическое значение тока за период сети (5);
 U - среднеквадратическое значение фазного напряжения (4);
 $P_{\text{п.л.ном}}$ - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи;
 $P_{\text{п.н.ном}}$ - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
 $P_{\text{п.хх.ном}}$ - номинальная активная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;
 $Q_{\text{п.л.ном}}$ - номинальная реактивная мощность потерь в линии электропередачи;
 $Q_{\text{п.н.ном}}$ - номинальная реактивная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
 $Q_{\text{п.хх.ном}}$ - 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

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-	PPI и PPII	-	-	-	-
Q+	QI и QII	QI и QIII	QI и QII	QI и QIII	-
Q-	QPI и QPIV	QPI и QPIV	QPI и QPIV	QPI и QPIV	-

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

По полученным за период сети значениям активной и реактивной мощности трехфазной системы формируются импульсы телеметрии на двух конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. По свершению события, текущие значения энергии или мощности добавляются в соответствующие энергонезависимые регистры учета энергии и массивы профиля мощности. При этом в качестве события выступает время окон-

чания 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.

2 Варианты исполнения

В модельный ряд счетчиков входят счетчики, отличающиеся номинальным (базовым) током, номинальным напряжением, наличием резервного блока питания, видами и числом направлений учета энергии, способом подключения к электрической сети и типом установленного дополнительного интерфейсного модуля. Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 2. Варианты исполнения дополнительных интерфейсных модулей приведены в таблице 3.

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.05МК.ХХ.УУ ИЛГШ.411152.167ТУ», где:

- ХХ – условное обозначение вариант исполнения счетчика в соответствии с таблицей 2;
- УУ – условное обозначение типа устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 3.

Если в счетчик не устанавливается дополнительный интерфейсный модуль, то поле УУ должно оставаться пустым.

Двунаправленные счетчики предназначены для многотарифного учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления (четыре канала учета). 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 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 учета только активной электрической энергии независимо от направления тока в каждой фазе сети (один канал учета по модулю).

Таблица 2 – Варианты исполнения счетчиков

Условное обозначение счетчика	Номинальный, базовый (максимальный) ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности по учету активной/реактивной энергии	Учет энергии	Наличие резервного блока питания	Вариант исполнения ИЛГШ.	
Счетчики трансформаторного включения							
ПСЧ-4ТМ.05МК.00	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,5S/1	Двухнаправленные (четыре канала учета) активной и реактивной энергии прямого и обратного направления.	есть	411152.167	
ПСЧ-4ТМ.05МК.01	5(10)				нет	-01	
ПСЧ-4ТМ.05МК.02	1(2)				есть	-02	
ПСЧ-4ТМ.05МК.03	1(2)				нет	-03	
ПСЧ-4ТМ.05МК.04	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1	Однонаправленные (один канал учета по модулю) активной энергии независимо от направления.	есть	-04	
ПСЧ-4ТМ.05МК.05	5(10)				нет	-05	
ПСЧ-4ТМ.05МК.06	1(2)				есть	-06	
ПСЧ-4ТМ.05МК.07	1(2)				нет	-07	
ПСЧ-4ТМ.05МК.08	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,5S/1	Однонаправленные (один канал учета по модулю) активной энергии независимо от направления.	есть	-08	
ПСЧ-4ТМ.05МК.09	5(10)				нет	-09	
ПСЧ-4ТМ.05МК.10	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1	Однонаправленные (один канал учета по модулю) активной энергии независимо от направления.	есть	-10	
ПСЧ-4ТМ.05МК.11	5(10)				нет	-11	
ПСЧ-4ТМ.05МК.12	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.	есть	-12	
ПСЧ-4ТМ.05МК.13	5(10)				нет	-13	
ПСЧ-4ТМ.05МК.14	1(2)				есть	-14	
ПСЧ-4ТМ.05МК.15	1(2)				нет	-15	
ПСЧ-4ТМ.05МК.16	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1	Комбинированные (три канала учета) активной энергии независимо от направления и реактивной энергии прямого и обратного направления.	есть	-16	
ПСЧ-4ТМ.05МК.17	5(10)				нет	-17	
ПСЧ-4ТМ.05МК.18	1(2)				есть	-18	
ПСЧ-4ТМ.05МК.19	1(2)				нет	-19	
Счетчики непосредственного включения							
ПСЧ-4ТМ.05МК.20	5(100)	3×(120-230)/ (208-400)	1/2	Двухнаправленные	есть	-20	
ПСЧ-4ТМ.05МК.21	5(100)				нет	-21	
ПСЧ-4ТМ.05МК.22	5(100)				Однонаправленные	есть	-22
ПСЧ-4ТМ.05МК.23	5(100)					нет	-23
ПСЧ-4ТМ.05МК.24	5(100)				Комбинированные	есть	-24
ПСЧ-4ТМ.05МК.25	5(100)					нет	-25

Таблица 3 – Типы устанавливаемых дополнительных интерфейсных модулей

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

ZZ – вариант исполнения интерфейсного модуля

Примечание – В счетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули не приведенные в таблице со следующими характеристиками:

- при питании от внутреннего источника счетчика с напряжением 6 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 не менее 4000 В (среднеквадратическое значение в течение 1 минуты).

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.

3 Тарификация и архивы учтенной энергии

Счетчики ведут 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.

4 Профили мощности нагрузки

Двухнаправленные счетчики ведут два четырехканальных независимых 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 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 массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной мощности не зависимо от направления.

Примечание – Для счетчиков непосредственного включения и 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).

5 Регистрация максимумов мощности нагрузки

Счетчики могут использоваться как регистраторы максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с ис-

пользованием 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.

6 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, 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, как описано в п 1.

Счетчики могут использоваться как измерители показателей качества электрической энергии согласно ГОСТ 13109-97 по параметрам установившегося отклонения фазных (межфазных, прямой последовательности) напряжений и частоты сети.

Таблица 4

Наименование параметра	Цена единицы младшего разряда индикатора	Примечание
Активная мощность, Вт	0,01	По каждой фазе сети и сумме фаз
Реактивная мощность, вар	0,01	
Полная мощность, В·А	0,01	
Активная мощность потерь, Вт	0,01	
Реактивная мощность потерь, вар	0,01	
Коэффициент активной мощности $\cos \varphi$	0,01	
Коэффициент реактивной мощности $\sin \varphi$	0,01	
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	Справочные данные
Частота сети, Гц	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой токов, %	0,01	Справочные данные
Коэффициент несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазных напряжений, %	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой межфазных напряжений, %	0,01	
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01	
Текущее время, с	1	
Текущая дата		
Температура внутри счетчика, °С	1	

Примечания

- 1 Цена единицы младшего разряда и размерности указаны для коэффициентов трансформации, равных 1.
- 2 Все параметры индицируются с учетом введенных коэффициентов трансформации напряжения и тока.

7 Испытательные выходы и цифровой вход

В счетчиках функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. 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 сигналов телеуправления.
- для формирования сигнала контроля точности хода встроенных часов (канал 0).
- для формирования сигнала управления нагрузкой по программируемым критериям.

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.

8 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.

Не зависимо от разрешенных режимов, сигнал управления нагрузкой формируется по интерфейсной команде оператора.

9 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 вскрытия счетчика;
- время и причина формирования сигнала управления нагрузкой (20 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 и второго 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.

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.

10 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:

- учтенную 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 и 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 4.

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

11 Интерфейсы связи

Счетчики имеют два равноприоритетных, независимых интерфейса связи: RS-485 и оптический интерфейс по ГОСТ Р МЭК 61107-2001, поддерживают ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена.

В счетчиках могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули в соответствии с таблицей 1 для обеспечения удаленного доступа к сети RS-485 объекта через сети: GSM, PLC, Ethernet, RF.

Счетчики через любой интерфейс обеспечивают возможность дистанционного управления функциями, программирования (перепрограммирования) режимов и параметров и считывания параметров, архивных данных и данных измерений.

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 перемычкой защиты записи (аппаратный уровень доступа) и не доступны без снятия пломб завода-изготовителя и нарушения оттиска поверительного клейма.

12 Защита от несанкционированного доступа

Для защиты от несанкционированного доступа в счетчике предусмотрена установка пломб ОТК завода-изготовителя и организации осуществляющей поверку счетчика.

После установки на объект счетчики должны пломбироваться пломбами обслуживающей организации.

Схема пломбирования счетчиков приведена на рисунках 1, 2.

Кроме механического пломбирования в счетчике предусмотрено электронное пломбирование крышки контактной колодки и крышки счетчика.

Электронные пломбы работают как во включенном, так и в выключенном состоянии счетчика. При этом факт и время вскрытия крышек фиксируется в соответствующих журналах событий «Открытие/закрытие защитной крышки», «Вскрытия счетчика» без возможности инициализации журналов.

13 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.

Идентификационные характеристики ПО счетчика приведены в таблице 5.

Уровень защиты С от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Версия ПО счетчика и цифровой идентификатор ПО могут отображаться на табло ЖКИ в режиме технологической индикации.

Таблица 5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПСЧ-4ТМ.05МК	4tmk.tsk	34.00.XX	0x782E	CRC 16 ModBus RTU

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

- первое поле - код устройства (34 – ПСЧ-4ТМ.05МК);
- второе поле – номер версии метрологически значимой части ПО (00);
- третье поле – номер версии метрологически не значимой части ПО.

14 Внешний вид и схема пломбирования

Внешний вид счетчика ПСЧ-4ТМ.05МК с закрытой крышкой контактной колодки и схема пломбирования приведены на рисунке 1. Из четырех пломб обслуживающей организации могут устанавливаться только две, но обязательно слева и справа.



Рисунок 1 – Внешний вид счетчика с закрытой крышкой контактной колодки и схема пломбирования

Внешний вид отсека для установки дополнительных интерфейсных модулей с установленным коммуникатором GSM С-1.02.01 приведен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Внешний вид отсека для установки дополнительных интерфейсных модулей

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приведены в таблице 6

Таблица 6

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: – активной энергии – реактивной энергии	0,5S по ГОСТ Р 52323-2005; 1 по ГОСТ Р 52322-2005; 1 или 2 по ГОСТ Р 52425-2005
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10); 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА - трансформаторного включения - непосредственного включения	0,001I _{ном} ; 0,004I _б
Номинальные напряжения, В	3×(57,7-115)/(100-200) или 3×(120-230)/(208-400) (см. таблицу 2)
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, счетчиков с U _{ном} : – 3×(57,7-115)/(100-200) В – 3×(120-230)/(208-400) В	от 0,8U _{ном} до 1,15U _{ном} 3×(46-132)/(80-230); 3×(96-265)/(166-460)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Напряжение резервного электропитания, В: – номинальное – установленный рабочий диапазон – предельный рабочий диапазон	(переменного или постоянного тока) 230; от 100 до 265; 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 , счетчиков: 1) трансформаторного включения	±0,5 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=1; ±0,6 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=0,5; ±1,0 при 0,01I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , cosφ=1; ±1,0 при 0,02I _{ном} ≤ I < 0,05I _{ном} , cosφ=0,5; ±1,0 при 0,05I _{ном} ≤ I ≤ I _{макс} , cosφ=0,25;

Наименование величины	Значение
<p>2) непосредственного включения</p> <p>– реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ_Q, счетчиков</p> <p>1) трансформаторного включения</p> <p>2) непосредственного включения</p> <p>– полной мощности, δ_S</p> <p>– напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений), δ_U</p> <p>– тока, δ_I, счетчиков:</p> <p>1) трансформаторного включения</p> <p>2) непосредственного включения</p> <p>– частоты и ее усредненного значения</p> <p>– мощности активных потерь, $\delta_{Pп}$</p> <p>– мощности реактивных потерь, $\delta_{Qп}$</p> <p>– активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_{P \pm Pп}$</p> <p>– реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_{Q \pm Qп}$</p>	<p>$\pm 1,0$ при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$, $\cos\varphi=0,5$; $\pm 1,5$ при $0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$, $\cos\varphi=1$; $\pm 1,5$ при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,25$;</p> <p>$\pm 1,0$ при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$; $\pm 1,5$ при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\sin\varphi=1$; $\pm 1,5$ при $0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\sin\varphi=0,5$; $\pm 1,5$ при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=0,25$;</p> <p>$\pm 2,0$ при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=1$, $\sin\varphi=0,5$; $\pm 2,5$ при $0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$, $\sin\varphi=1$; $\pm 2,5$ при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=0,25$;</p> <p>$\delta_S = \delta_Q$ (аналогично реактивной мощности); $\pm 0,4$ в диапазоне от $0,8U_{\text{ном}}$ до $1,15U_{\text{ном}}$; $\pm 0,9$ (у счетчиков непосредственного включения)</p> <p>$\pm 0,4$ при $I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$; $\pm \left[0,4 + 0,02 \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,01I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{ном}}$;</p> <p>$\pm 0,9$ при $I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$ $\pm \left[0,9 + 0,05 \left(\frac{I_6}{I_x} - 1 \right) \right]$ при $0,05I_6 \leq I < I_6$;</p> <p>$\pm 0,05$ в диапазоне от 47,5 до 52,5 Гц; $(2\delta_i + 2\delta_u)$; $(2\delta_i + 4\delta_u)$;</p> <p>$\left(\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_{\text{п}}} + \delta_{P_{\text{п}}} \cdot \frac{P_{\text{п}}}{P \pm P_{\text{п}}} \right)$; $\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_{\text{п}}} + \delta_{Q_{\text{п}}} \cdot \frac{Q_{\text{п}}}{Q \pm Q_{\text{п}}} \right)$</p>
<p>Средний температурный коэффициент в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С, %/К, при измерении:</p> <p>– активной энергии и мощности</p> <p>1) трансформаторного включения</p> <p>2) непосредственного включения</p> <p>– реактивной энергии и мощности</p> <p>1) трансформаторного включения</p> <p>2) непосредственного включения</p>	<p>0,03 при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$; 0,05 при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$; 0,05 при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$; 0,07 при $0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$; 0,05 при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=1$; 0,07 при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=0,5$; 0,10 при $0,1I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$; 0,15 при $0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$</p>
<p>Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С, $\delta_{тд}$, %</p>	<p>$0,05\delta_{д}(t - t_n)$, где $\delta_{д}$ – пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t – температура рабочих условий, t_n – температура нормальных условий</p>
<p>Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, лучше, с/сут</p>	<p>$\pm 0,5$</p>

Наименование величины	Значение			
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°С /сут: – во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С, менее – в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, менее	±0,1; ±0,22			
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, В·А	0,1			
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне напряжений от 57 В, до 115 В и от 120 В до 230 В, не более, Вт (В·А)	57,7 В	115 В	120 В	230 В
	0,5 (0,8)	0,7 (1,1)	0,7 (1,1)	1,1 (1,9)
Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 100 В до 265 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (6 В, 500 мА), мА	= 100 В	= 265 В	~100 В	~ 265 В
	30 (90)	20 (40)	50 (120)	40 (70)
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 – число типов дней – число сезонов	4; 144 зоны с дискретом 10 минут; 4; 12			
Характеристики интерфейсов связи: – скорость обмена по оптическому порту – скорость обмена по порту RS-485 – протокол обмена – максимальный размер буфера приема/передачи, байт – максимальное число счетчиков, подключаемых к магистрали RS-485	9600 бит/с (фиксированная); 38400, 28800, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300; ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02 совместимый; 156; 64			
Характеристики испытательных выходов: – количество испытательных выходов – максимальное напряжение – максимальный ток – выходное сопротивление	2 изолированных конфигурируемых выхода; 24 В, в состоянии «разомкнуто»; 30 мА, в состоянии «замкнуто»; > 50 кОм, в состоянии «разомкнуто»; < 200 Ом, в состоянии «замкнуто»			
Характеристики цифрового входа: – напряжение присутствия сигнала, В – напряжение отсутствия сигнала, В	от 4 до 24; от 0 до 1,5			
Постоянная счетчика в основном режиме (А), режиме поверки (В), имп./(кВт·ч), имп./(квар·ч) для счетчиков:				
3×(57,7-115)/(100-200)В, 1(2) А	А=25000, В=800000			
3×(57,7-115)/(100-200)В, 5(10) А	А=5000, В=160000			

Наименование величины	Значение
3×(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	A=6250, B=200000
3×(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	A=1250, B=40000
3×(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	A=250, B=8000
Помехоустойчивость: – к электростатическим разрядам – к наносекундным импульсным помехам – к микросекундным импульсным помехам большой энергии; – к радиочастотному электромагнитному полю; – к колебательным затухающим помехам; – к кондуктивным помехам	ГОСТ Р 52320-2005 ГОСТ Р 51317.4.2-99 (степень жесткости 4); ГОСТ Р 51317.4.4-2007 (степень жесткости 4); ГОСТ Р 51317.4.5-99 (степень жесткости 4); ГОСТ Р 51317.4.3-2006 (степень жесткости 4); ГОСТ Р 51317.4.12-99 (степень жесткости 3); ГОСТ Р 51317.4.6-99 (степень жесткости 3)
Помехоэмиссия	ГОСТ Р 51318.22-2006 для оборудования класса Б
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: – информации, более – внутренних часов, не менее	40; 10 (питание от литиевой батареи)
Защита информации	пароли трех уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность при 30 °С, % – давление, кПа (мм. рт. ст.)	группа 4 по ГОСТ 22261-94 от минус 40 до плюс 60; до 90; от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Степень защищенности корпуса от проникновения воды и посторонних предметов	IP51 по ГОСТ 14254-96
Средняя наработка до отказа, ч	165000
Средний срок службы, лет	30
Время восстановления, ч	2
Масса, кг	1,7
Габаритные размеры, мм	309×170×92
Примечание - Для однонаправленных счетчиков пределы допускаемой погрешности измерения реактивной и полной мощности не нормируются.	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерения

Комплект поставки приведен в таблице

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол.
Согласно таблиц 2, 3	Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК.ХХ.УУ(одно из исполнений)	1
ИЛГШ.411152.167ФО	Формуляр	1
ИЛГШ.411152.167РЭ	Руководство по эксплуатации. Часть 1	1
ИЛГШ.411152.167РЭ1*	Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	1
ИЛГШ.00004-01*	Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 17.03.11	1
ИЛГШ.411915.247	Индивидуальная упаковка	1

Примечания:

- 1 Позиции, помеченные знаком * поставляются по отдельному заказу.
- 2 В комплект поставки счетчиков с установленным дополнительным интерфейсным модулем входит руководство по эксплуатации и формуляр из комплекта поставки модуля.
- 3 Ремонтная документация разрабатывается и поставляется по отдельному договору с организациями, проводящими послегарантийный ремонт счетчиков.
- 4 Документы в электронном виде, включая сертификаты, доступны на сайте завода-изготовителя по адресу <http://www.nzif.ru/>.

Поверка

осуществляется по документу «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011 г.

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

Установка для поверки счётчиков электрической энергии УАПС-1М:

- номинальные напряжения 57,7 и 230 В;
- диапазон токов (0,01-100) А;
- погрешность измерения активной/реактивной энергии $\pm (0,15/0,3) \%$;
- погрешность измерения тока и напряжения $\pm 0,3 \%$.

Эталонный трехфазный ваттметр-счетчик ЦЭ7008:

- погрешность измерения активной/реактивной энергии $\pm (0,05/0,1) \%$;
- погрешность измерения напряжения и тока $\pm 0,1 \%$.

Программируемый трехфазный источник фиктивной мощности МК7006:

- номинальные напряжения 57,7 и 230 В;
- диапазон токов (0,001-10) А.

Частотомер электронно-счетный ЧЗ-63:

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ИЛГШ.411152.167РЭ «Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 1».

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

ГОСТ Р 52320-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.

ГОСТ Р 52323-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52322-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52425-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ИЛГШ.411152.167ТУ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК. Технические условия.

ИЛГШ.411152.167РЭ1. «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехноЭнерго» (ООО «ТехноЭнерго»)
Адрес: 603152, Нижний Новгород, ул. Кемеровская, д. 3. тел/факс (831) 469-90-66.

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений Федерального бюджетного учреждения «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области» (ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ»).

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

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

Аттестат аккредитации в Государственном реестре средств измерений № 30011-08 действителен до 01 января 2014 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян

м.п. «_____» _____ 2012 г.