

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

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

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК

#### Назначение средства измерений

Счетчики 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 сети и параметров качества электрической энергии в трехфазных сетях переменного тока.

#### Описание средства измерений

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

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

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

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

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

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

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:

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

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

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 - Знаки направления 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.05МК выпускаются в различных модификациях, которые отличаются 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.

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)				есть	-04
ПСЧ-4ТМ.05МК.05	5(10)				нет	-05
ПСЧ-4ТМ.05МК.06	1(2)				есть	-06
ПСЧ-4ТМ.05МК.07	1(2)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1	Однонаправленные (один канал учета по модулю) активной энергии независимо от направления.	нет	-07
ПСЧ-4ТМ.05МК.08	5(10)				есть	-08
ПСЧ-4ТМ.05МК.09	5(10)				нет	-09
ПСЧ-4ТМ.05МК.10	5(10)				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)				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			



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.
<b>Счетчики непосредственного включения</b>						
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
10	Коммуникатор Wi-Fi С-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 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).

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 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 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 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 не тарифицированный учет активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе.

Счетчики, наряду с трехфазным учетом, ведут не тарифицированный пофазный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления, если это предусмотрено параметрами конфигурации. По умолчанию пофазный учет отключен.

Счетчики ведут архивы тарифицированной учтенной энергии, не тарифицированной энергии с учетом потерь и не тарифицированный пофазный учет (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.

#### 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 113 суток, при времени интегрирования 60 минут - 170 суток.

#### Регистрация максимумов мощности нагрузки

Счетчики могут использоваться как регистраторы максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому 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 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 четырехквадрантные 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. 0.

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.



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 $\cos\varphi$	0,01	
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	По каждой фазе сети
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.		

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.



#### 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.

#### 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 (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 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;
- 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:

- 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.

#### 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.

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, Wi-Fi.

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 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 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 зажимов 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.

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

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

Пломбирование счетчиков организацией, осуществляющей поверку, производится с нанесением знака поверки давлением на пломбу или специальную мастику.



Рисунок 1 - Внешний вид счетчика с закрытой крышкой зажимов 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

### 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 переключкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчика.

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

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

Идентификационные характеристики ПО счетчика приведены в таблице 5. Версия ПО счетчика и цифровой идентификатор ПО могут отображаться на табло ЖКИ в режиме технологической индикации. Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Таблица 5 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	4tnk.tsk
Номер версии (идентификационный номер) ПО	34.00.XX
Цифровой идентификатор ПО	782E
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC 16 ModBus RTU

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

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



Продолжение таблицы 6

Наименование величины	Значение
– реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), $\delta Q$ , счетчиков:	
1) трансформаторного включения при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ , $\sin\varphi=1$ ; 0,5	$\pm 1,0$ ;
при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$ , $\sin\varphi=1$	$\pm 1,5$ ;
при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$ , $\sin\varphi=0,5$	$\pm 1,5$ ;
при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$ , $\sin\varphi=0,25$	$\pm 1,5$ ;
2) непосредственного включения при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$ , $\sin\varphi=1$ , $\sin\varphi=0,5$	$\pm 2,0$ ;
при $0,05I_б \leq I < 0,1I_б$ , $\sin\varphi=1$	$\pm 2,5$ ;
при $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$ , $\sin\varphi=0,25$	$\pm 2,5$ ;
– полной мощности, $\delta S$ (аналогично реактивной мощности)	$\delta Q$ ;
– напряжения (фазного, межфазного, прямой последовательности и их усредненных значений) в диапазоне от $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ , $\delta u$	
1) трансформаторного включения	$\pm 0,4$ ;
2) непосредственного включения	$\pm 0,9$ ;
– тока, $\delta I$ , счетчиков:	
1) трансформаторного включения при $I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$	$\pm 0,4$ ;
при $0,01I_{ном} \leq I \leq I_{ном}$	$\pm \left[ 0,4 + 0,02 \left( \frac{I_{ном}}{I_x} - 1 \right) \right]$ ;
2) непосредственного включения при $I_б \leq I \leq I_{макс}$	$\pm 0,9$ ;
при $0,05I_б \leq I < I_б$	$\pm \left[ 0,9 + 0,05 \left( \frac{I_а}{I_б} - 1 \right) \right]$ ;
– мощности активных потерь, $\delta P_n$	$(2\delta i + 2\delta u)$ ;
– мощности реактивных потерь, $\delta Q_n$	$(2\delta i + 4\delta u)$ ;
– активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta P_{\pm P_n}$	$\left( \delta P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta P_n \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n} \right)$ ;
– реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta Q_{\pm Q_n}$	$\left( \delta Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta Q_n \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n} \right)$



Продолжение таблицы 6

Наименование величины	Значение
Средний температурный коэффициент в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60°C, %/К, при измерении:	
– активной энергии и мощности	
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	
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 $0,1I_б \leq I \leq I_{макс}$ , $\cos\varphi=1$	0,10;
при $0,2I_б \leq I \leq I_{макс}$ , $\cos\varphi=0,5$	0,15
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С, $\delta_{тд}$ , %	$0,05\delta_{д} \cdot (t-t_n)^*$
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/°С /сут:	
– во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С, менее	$\pm 0,1$ ;
– в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, менее	$\pm 0,22$
* где $\delta_{д}$ - 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 7 - Основные технические характеристики

Наименование величины	Значение
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч, имп./квар·ч	
в основном режиме (А):	
для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В	
$I_{ном}(I_{макс})=1(2)$ А	25000,
$I_{ном}(I_{макс})=5(10)$ А	5000,
для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (120-230)/(208-400)$ В	
$I_{ном}(I_{макс})=1(2)$ А	6250
$I_{ном}(I_{макс})=5(10)$ А	1250
$I_б(I_{макс})=5(100)$ А	250

Наименование величины	Значение
режиме поверки (В): для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (57,7-115)/(100-200) В$ $I_{ном}(I_{макс})=1(2) А$ $I_{ном}(I_{макс})=5(10) А$	800000 160000
для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (120-230)/(208-400) В$ $I_{ном}(I_{макс})=1(2) А$ $I_{ном}(I_{макс})=5(10) А$ $I_6(I_{макс})=5(100) А$	200000 40000 8000
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, В·А	0,1
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения в диапазоне номинальных напряжений, не более, Вт (В·А) – при 57,7 В – при 115 В – при 120 В – при 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 – при = 100 В – при = 265 В – при ~100 В – при ~ 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 с дискретом 10 минут – число типов дней – число сезонов	4; 144; 4; 12
Характеристики интерфейсов связи: – скорость обмена по оптическому порту бит/с (фиксированная) – скорость обмена по порту RS-485 – протокол обмена  – максимальный размер буфера приема/передачи, байт – максимальное число счетчиков, подключаемых к магистрали RS-485	9600;  от 300 до 38400 бит/с; ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02 совместимый; 156;  64

Продолжение таблицы 7

Наименование величины	Значение
Характеристики испытательных выходов: – количество изолированных конфигурируемых испытательных выходов – максимальное напряжение в состоянии «разомкнуто», В – максимальный ток в состоянии «замкнуто», мА – выходное сопротивление – в состоянии «разомкнуто», кОм, более – в состоянии «замкнуто», Ом, менее	2; 30; 50 50; 200
Характеристики цифрового входа: – напряжение присутствия сигнала, В – напряжение отсутствия сигнала, В	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 колебательным затухающим помехам; – к кондуктивным помехам	ГОСТ 31818.11-2012, 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); ГОСТ 30804.4.12-2002 (степень жесткости 3); СТБ ИЕС 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 – 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 от -40 до +60; до 90; от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Степень защищенности корпуса от проникновения воды и посторонних предметов	IP51 по ГОСТ 14254-2015
Средняя наработка до отказа, ч	165000
Средний срок службы, лет	30
Время восстановления, ч	2
Масса, кг	1,7
Габаритные размеры, мм – высота – длина – ширина	309 170 92



### Знак утверждения пша

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

### Комплектность средства И"Мерения

Таблица 8 - Комплектность счетчиков

Наименование	Обозначение	Кол.
Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК.ХХ.УУ (одно из исполнений)	Согласно таблиц 2, 3	1 шт.
Формуляр	ИЛГШ.411152.167ФО	\экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 1	ИЛГШ.411 152.167РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	ИЛГШ.41 1152.167РЭ 1*	1 экз.
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	ИЛПШ.00004-01 *	1 шт.
Индивидуальная упаковка	ИЛГШ.411915.247	1 шт.
Примечания		
1 Позиции, помеченные символом *, 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.		
Р	У	Р Р

### Поверка

осуществляется по документу ИЛГШ.411152.167РЭ 1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.

Основные средства поверки:

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

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

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

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

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

Программируемый трехфазный источник фиктивной мощности МК7006:

-номинальные напряжения 57,7 и 230 В;

-диапазон токов (0,001-10) А.

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

### Сведения о методиках (методах) измерения

приведены в эксплуатационном документе.

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

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

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