



**ДЕПАРТАМЕНТ ЦЕН И ТАРИФОВ
ТАМБОВСКОЙ ОБЛАСТИ**

ПРИКАЗ

22.11.2023

№ 87-7

г. Тамбов

Об установлении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области на 2024 год

В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861, Методическими указаниями по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденными приказом ФАС России от 30.06.2022 № 490/22, Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденными приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1, на основании Положения о департаменте цен и тарифов Тамбовской области, утвержденного постановлением Главы Тамбовской области от 13.12.2022 № 57 и решения правления департамента цен и тарифов Тамбовской области (протокол от 22.11.2023 № 49), **приказываю:**

1. Установить на период с 01.01.2024 по 31.12.2024 единые стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области согласно приложению № 1.

2. Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области с 01.01.2024 по 31.12.2024 рассчитывается по формулам согласно приложению № 2.

3. Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций определяется следующим образом.

3.1. В случае технологического присоединения объектов, указанных в абзацах четвертом и пятом настоящего подпункта и отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), присоединяемых к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от границ участка заявителя до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности, плата за технологическое присоединение определяется в размере минимального из следующих значений:

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением единых стандартизированных тарифных ставок, согласно приложению № 1;

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в отношении всей совокупности таких мероприятий для соответствующих случаев технологического присоединения, которая устанавливается с 01.01.2024 в размере 4456,27 рублей (с НДС) за 1 кВт, с 01.07.2024 в размере 5570,34 рублей (с НДС) за 1 кВт.

Плата за технологическое присоединение объектов микрогенерации заявителей - физических лиц, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), и объектов микрогенерации, определяется в соответствии с первым - третьим абзацами настоящего подпункта.

Плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), определяется в соответствии с первым - третьим абзацами настоящего подпункта.

3.2. Положения подпункта 3.1 не применяются для случаев заключения договора в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств членом малоимущей семьи (одиноким проживающим гражданином), среднедушевой доход которого ниже величины прожиточного минимума, установленного в Тамбовской области, определенным в соответствии с Федеральным законом от 24.10.1997 № 134-ФЗ «О прожиточном минимуме в Российской Федерации», а также лицами, указанными:

в статьях 14 - 16, 18 и 21 Федерального закона от 12.01.1995 № 5-ФЗ «О ветеранах»;

- в статье 17 Федерального закона от 24.11.1995 № 181-ФЗ «О социальной защите инвалидов в Российской Федерации»;
- в статье 14 Закона Российской Федерации от 15.05.1991 № 1244-1 «О социальной защите граждан, подвергшихся воздействию радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС»;
- в статье 2 Федерального закона от 10.01.2002 № 2-ФЗ «О социальных гарантиях гражданам, подвергшимся радиационному воздействию вследствие ядерных испытаний на Семипалатинском полигоне»;
- в части 8 статьи 154 Федерального закона «О внесении изменений в законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием федеральных законов «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации» и «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;
- в статье 1 Федерального закона от 26.11.1998 № 175-ФЗ «О социальной защите граждан Российской Федерации, подвергшихся воздействию радиации вследствие аварии в 1957 году на производственном объединении «Маяк» и сбросов радиоактивных отходов в реку Теча»;
- в пункте 1 и абзаце четвертом пункта 2 постановления Верховного Совета Российской Федерации от 27.12.1991 № 2123-1 «О распространении действия Закона РСФСР «О социальной защите граждан, подвергшихся воздействию радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС» на граждан из подразделений особого риска»;
- в Указе Президента Российской Федерации от 05.05.1992 № 431 «О мерах по социальной поддержке многодетных семей».
- В отношении указанных категорий заявителей в случае представления заявителем документов, оформленных уполномоченным федеральным органом исполнительной власти (уполномоченным исполнительным органом Тамбовской области, уполномоченным им государственным учреждением, уполномоченным органом местного самоуправления), подтверждающих соответствие заявителя категории, установленной абзацами одиннадцатым - девятнадцатым пункта 17 Правил, при присоединении энергопринимающих устройств заявителя, владеющего объектами, отнесенными к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже необходимого заявителю класса напряжения сетевой организации, в которую подана заявка, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности; плата за технологическое присоединение объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, и энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных

в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), определяется в размере минимального из следующих значений:

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением единых стандартизированных тарифных ставок, согласно приложению № 1;

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в отношении всей совокупности таких мероприятий, которая устанавливается с 01.01.2024 в размере 1 114,07 рублей (с НДС) за 1 кВт для соответствующих случаев технологического присоединения.

3.3. Положения о размере платы за технологическое присоединение, указанные в абзацах первом - двадцать втором и двадцать шестом пункта 17 Правил, не могут быть применены в следующих случаях:

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), принадлежащих лицам, которым права владения и (или) пользования земельным участком (в том числе при его использовании без предоставления на основании разрешения) и (или) объектом капитального строительства (нежилым помещением в объекте капитального строительства) предоставлены на срок не более одного года;

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), расположенных в жилых помещениях многоквартирных домов;

при технологическом присоединении в границах территории Тамбовской области энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), соответствующих критериям, указанным в абзацах первом, четвертом, пятом, двадцатом и двадцать шестом пункта 17 Правил, если лицом, обратившимся с заявкой, ранее уже была подана заявка, которая не была аннулирована в соответствии с Правилами, или заключен договор в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств (объектов микрогенерации), соответствующих указанным критериям, расположенных (предполагаемых к расположению в соответствии с поданной заявкой) в границах территории того же субъекта Российской Федерации, при условии, что со дня заключения такого договора не истекло 3 года;

при технологическом присоединении энергопринимающих устройств заявителей, указанных в пункте 12.1 Правил, соответствующих критериям, указанным в абзаце двадцать шестом пункта 17 Правил, если они расположены (будут располагаться) в границах того же земельного участка (или в границах того же сервитута либо территории, используемой на основании разрешения без предоставления земельного участка или установления сервитута), на котором расположены (будут располагаться) энергопринимающие устройства, в отношении которых ранее уже была подана заявка, которая не была аннулирована в соответствии с Правилами, или заключен договор, предусматривающий установленные абзацем двадцать шестым пункта 17 Правил особенности расчета платы

за технологическое присоединение, при условии, что со дня заключения такого договора не истекло 3 года.

3.4. При определении в соответствии с абзацами первым - двадцать вторым пункта 17 Правил размера платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств, принадлежащих гражданам, осуществляющим ведение садоводства или огородничества на земельных участках, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, или иным правообладателям объектов недвижимости, расположенных в границах территории садоводства или огородничества, предусмотренное абзацем первым пункта 17 Правил условие в части, касающейся расстояния до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения, составляющего не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности, применяется исходя из измерения расстояния по прямой линии от границы территории садоводства или огородничества до ближайшего объекта электрической сети сетевой организации, имеющего указанный в заявке класс напряжения.

4. Включить в необходимую валовую выручку на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям на 2024 год объем выпадающих доходов от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) при условии, что расстояние от границ участка заявителя до объектов электросетевого хозяйства на уровне напряжения до 20 кВ включительно необходимого заявителю уровня напряжения сетевой организации, составляет не более 300 метров в городах и поселках городского типа и не более 500 метров в сельской местности:

акционерного общества «Объединенные региональные электрические сети Тамбова» в размере 2 165,63 тысяч рублей;

акционерного общества «Тамбовская сетевая компания» в размере 6 634,5 тысяч рублей;

акционерного общества «Оборонэнерго» в размере 388,35 тысяч рублей;

открытого акционерного общества «Российские железные дороги» на территории Тамбовской области в размере 39,16 тысяч рублей;

публичного акционерного общества «Россети Центр» на территории Тамбовской области в размере 58 648,89 тысяч рублей.

5. Включить в необходимую валовую выручку на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям на 2024 год объем выпадающих доходов от строительства объектов электросетевого хозяйства от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств, не учитываемых в составе платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт:

акционерного общества «Объединенные региональные электрические сети Тамбова» в размере 10 303,97 тысяч рублей;

акционерного общества «Тамбовская сетевая компания» в размере 15 474,78 тысяч рублей;

открытого акционерного общества «Российские железные дороги» на территории Тамбовской области в размере 848,91 тысяч рублей;

публичного акционерного общества «Россети Центр» на территории Тамбовской области в размере 22 590,86 тысяч рублей.

6. Признать утратившим силу приказ управления по регулированию тарифов Тамбовской области от 16.11.2022 № 115-э «Об установлении платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Тамбовской области на 2023 год» с 01.01.2024.

7. Направить настоящий приказ для официального опубликования на «Официальном интернет-портале правовой информации» (www.pravo.gov.ru), на сайте сетевого издания «Тамбовская жизнь» (www.tamlife.ru).

8. Настоящий приказ вступает в силу по истечении десяти дней после дня их первого официального опубликования.

Директор департамента



С.А. Варкова

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к приказу департамента цен и
тарифов Тамбовской области
от 22.11.2023 № 81-7

Единые стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину
платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств
заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на
территории Тамбовской области на 2024 год

(без НДС)

Номер раздела по перечню ставок согласно МУ	Обозначение	Наименование	Единица измерения	Размер ставки*
1	2	3	4	5
1.	C1 (C1.1+C1.2.1)	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и проверку сетевой организацией выполнения технических условий заявителем	рублей за одно присоединение	11 114,82
	C1 (C1.1+C1.2.2)			13 165,73
1.1.	C1.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	рублей за одно присоединение	7 929,67
1.2.1.	C1.2.1	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выдачу уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей за одно присоединение	3 185,15

1	2	3	4	5
1.2.2.	C1.2.2	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям	рублей за одно присоединение	5 236,06
2.3.1.1.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.1.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным медным проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 153 622,02
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.1.1.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.1.1.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.1.1.1			x
2.3.1.3.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 295 362,00
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.3.1.1			2 245 502,39
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.3.1.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.1.1			x
2.3.1.3.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 541 676,12
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.3.2.1			1 993 746,729
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.3.2.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.2.1			x
2.3.1.3.2.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.2.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	2 049 078,36
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.3.2.2			x
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.3.2.2			x
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.2.2			x
2.3.1.3.3.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.3.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2 178 737,46
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.3.3.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.3.3.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.3.3.1			x
2.3.1.4.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	986 239,13
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.4.1.1			1 312 757,93
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.4.1.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.4.1.1			x
2.3.1.4.1.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.4.1.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	x
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.4.1.2			1 329 505,62
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.4.1.2			x
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.4.1.2			x
2.3.1.4.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.4.2.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100	рублей/км	1 689 449,02
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.4.2.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.4.2.1			x

1	2	3	4	5
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.4.2.1	квадратных мм включительно одноцепные		х
2.3.1.4.2.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.4.2.2	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно двухцепные	рублей/км	1 357 747,09
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.4.2.2			х
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.4.2.2			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.4.2.2			х
2.3.1.4.3.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.1.4.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 345 822,15
	C ^{1-20 кВ} 2.3.1.4.3.1			х
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.1.4.3.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.1.4.3.1			х
2.3.2.3.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.2.3.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	656 043,85
	C ^{1-20 кВ} 2.3.2.3.1.1			2 286 128,80
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.2.3.1.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.2.3.1.1			х
2.3.2.3.3.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.2.3.3.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	х
	C ^{1-20 кВ} 2.3.2.3.3.1			х
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.2.3.3.1			5 608 977,65
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.2.3.3.1			х
2.3.2.4.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 2.3.2.4.1.1	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	914 407,22
	C ^{1-20 кВ} 2.3.2.4.1.1			3 009 916,16
	C ^{27,5-60 кВ} 2.3.2.4.1.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 2.3.2.4.1.1			х
3.1.1.1.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.1.1.2.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	767 153,17
	C ^{1-10 кВ} 3.1.1.1.2.1			1 951 710,32
	C ^{15-20 кВ} 3.1.1.1.2.1			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.1.1.2.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.1.1.2.1			х
3.1.1.1.3.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.1.1.3.1	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	х
	C ^{1-10 кВ} 3.1.1.1.3.1			1 694 406,91
	C ^{15-20 кВ} 3.1.1.1.3.1			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.1.1.3.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.1.1.3.1			х
3.1.2.1.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.1.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 182 162,38
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.1.1.1			2 258 131,38
	C ^{15-20 кВ} 3.1.2.1.1.1			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.1.1.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.2.1.1.1			х

1	2	3	4	5
3.1.2.1.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 652 268,45
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.1.2.1			x
	C ^{15-20 кВ} 3.1.2.1.2.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.1.2.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.2.1.2.1			x
3.1.2.1.3.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 931 841,63
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.1.3.1			2 252 531,65
	C ^{15-20 кВ} 3.1.2.1.3.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.1.3.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.2.1.3.1			x
3.1.2.1.4.1	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 614 230,80
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.1.4.1			x
	C ^{15-20 кВ} 3.1.2.1.4.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.1.4.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.2.1.4.1			x
3.1.2.1.4.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.1.4.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	4 825 692,21
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.1.4.2			x
	C ^{15-20 кВ} 3.1.2.1.4.2			x
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.1.4.2			x
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.2.1.4.2			x
3.1.2.2.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.2.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	x
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.2.1			3 050 737,74
	C ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.2.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.2.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.2.1			x
3.1.2.2.2.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	x
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.2.2			5 948 954,60
	C ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.2.2			x
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.2.2			x
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.2.2			x
3.1.2.2.3.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.3.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	x
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.3.1			2 674 053,62
	C ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.3.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.3.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.3.1			x
3.1.2.2.3.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.3.2	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода	рублей/км	x
	C ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.3.2			5 114 740,28

1	2	3	4	5
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.3.2	от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее		x
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.3.2			x
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.3.2			x
3.1.2.2.3.3.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.3.3	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	x
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.3.3			5 434 418,44
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.3.3			x
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.3.3			x
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.3.3			x
3.1.2.2.4.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.1.2.2.4.1	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	x
	С ^{1-10 кВ} 3.1.2.2.4.1			3 730 439,37
	С ^{15-20 кВ} 3.1.2.2.4.1			x
	С ^{27,5-60 кВ} 3.1.2.2.4.1			x
	С ^{110 кВ и выше} 3.1.2.2.4.1			x
3.6.1.1.2.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.1.1.2.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	x
	С ^{1-10 кВ} 3.6.1.1.2.1			4 566 578,59
	С ^{15-20 кВ} 3.6.1.1.2.1			x
	С ^{27,5-60 кВ} 3.6.1.1.2.1			x
	С ^{110 кВ и выше} 3.6.1.1.2.1			x
3.6.2.1.1.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.1.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	7 084 405,82
	С ^{1-10 кВ} 3.6.2.1.1.1			6 989 988,49
	С ^{15-20 кВ} 3.6.2.1.1.1			x
	С ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.1.1			x
	С ^{110 кВ и выше} 3.6.2.1.1.1			x
3.6.2.1.2.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.2.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	4 254 436,78
	С ^{1-10 кВ} 3.6.2.1.2.1			x
	С ^{15-20 кВ} 3.6.2.1.2.1			x
	С ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.2.1			x
	С ^{110 кВ и выше} 3.6.2.1.2.1			x
3.6.2.1.3.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	5 970 652,36
	С ^{1-10 кВ} 3.6.2.1.3.1			x
	С ^{15-20 кВ} 3.6.2.1.3.1			x
	С ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.3.1			x
	С ^{110 кВ и выше} 3.6.2.1.3.1			x
3.6.2.1.4.1.	С ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.4.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250	рублей/км	7 167 216,70
	С ^{1-10 кВ} 3.6.2.1.4.1			x
	С ^{15-20 кВ} 3.6.2.1.4.1			x
	С ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.4.1			x

1	2	3	4	5
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.1.4.1	квадратных мм включительно с одной трубой в скважине		х
3.6.2.1.4.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.1.4.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	9 656 604,07
	C ^{1-10 кВ} 3.6.2.1.4.2			х
	C ^{15-20 кВ} 3.6.2.1.4.2			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.1.4.2			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.1.4.2			х
3.6.2.2.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.2.1.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	х
	C ^{1-10 кВ} 3.6.2.2.1.1			5 232 777,86
	C ^{15-20 кВ} 3.6.2.2.1.1			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.2.1.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.2.1.1			х
3.6.2.2.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.2.2.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	3 721 262,59
	C ^{1-10 кВ} 3.6.2.2.2.1			5 996 384,24
	C ^{15-20 кВ} 3.6.2.2.2.1			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.2.2.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.2.2.1			х
3.6.2.2.2.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.2.2.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	х
	C ^{1-10 кВ} 3.6.2.2.2.2			8 978 661,51
	C ^{15-20 кВ} 3.6.2.2.2.2			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.2.2.2			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.2.2.2			х
3.6.2.2.3.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.2.3.1	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	6 002 670,26
	C ^{1-10 кВ} 3.6.2.2.3.1			7 389 441,44
	C ^{15-20 кВ} 3.6.2.2.3.1			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.2.3.1			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.2.3.1			х
3.6.2.2.3.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.2.3.2	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	х
	C ^{1-10 кВ} 3.6.2.2.3.2			9 750 820,38
	C ^{15-20 кВ} 3.6.2.2.3.2			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.2.3.2			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.2.3.2			х
3.6.2.2.3.3.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.2.3.3	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	рублей/км	х
	C ^{1-10 кВ} 3.6.2.2.3.3			9 019 584,81
	C ^{15-20 кВ} 3.6.2.2.3.3			х
	C ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.2.3.3			х
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.2.3.3			х
3.6.2.2.4.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 3.6.2.2.4.1	кабельные линии, прокладываемые	рублей/км	х

1	2	3	4	5
	C ^{1-10 кВ} 3.6.2.2.4.1	методом горизонтального наклонного бурения, многожилные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине		9 629 013,92
	C ^{15-20 кВ} 3.6.2.2.4.1			x
	C ^{27,5-60 кВ} 3.6.2.2.4.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 3.6.2.2.4.1			x
4.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 4.1.1	реклоузеры номинальным током до 100 А включительно	рублей/шт	x
	C ^{1-20 кВ} 4.1.1			2 165 989,53
	C ^{35 кВ} 4.1.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 4.1.1			x
4.4.5.3.	C ^{0,4 кВ и ниже} 4.4.5.3	распределительные пункты (РП), за исключением комплектных распределительных устройств наружной установки (КРН, КРУН), номинальным током свыше 1000 А с количеством ячеек от 10 до 15 включительно	рублей/шт	x
	C ^{1-20 кВ} 4.4.5.3			11 416 411,95
	C ^{35 кВ} 4.4.5.3			x
	C ^{110 кВ и выше} 4.4.5.3			x
4.5.1.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 4.5.1.1	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током до 100 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт	x
	C ^{1-20 кВ} 4.5.1.1			561 761,84
	C ^{35 кВ} 4.5.1.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 4.5.1.1			x
4.5.2.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 4.5.2.1	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током от 100 до 250 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт	x
	C ^{1-20 кВ} 4.5.2.1			474 871,49
	C ^{35 кВ} 4.5.2.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 4.5.2.1			x
4.5.2.2.	C ^{0,4 кВ и ниже} 4.5.2.2	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током от 100 до 250 А включительно с количеством ячеек от 5 до 10 включительно	рублей/шт	x
	C ^{1-20 кВ} 4.5.2.2			423 858,11
	C ^{35 кВ} 4.5.2.2			x
	C ^{110 кВ и выше} 4.5.2.2			x
4.5.4.1.	C ^{0,4 кВ и ниже} 4.5.4.1	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током от 500 до 1000 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт	x
	C ^{1-20 кВ} 4.5.4.1			600 206,18
	C ^{35 кВ} 4.5.4.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 4.5.4.1			x
	C ^{110 кВ и выше} 4.5.4.4			x
5.1.1.1.	C ^{6/0,4 кВ} 5.1.1.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	24 503,09
	C ^{10/0,4 кВ} 5.1.1.1			27 598,47
	C ^{20/0,4 кВ} 5.1.1.1			x
	C ^{6/10/(10/6) кВ} 5.1.1.1			x
	C ^{10/20/(20/10) кВ} 5.1.1.1			x
	C ^{6/20/(20/6) кВ} 5.1.1.1			x
5.1.1.2.	C ^{6/0,4 кВ} 5.1.1.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно шкафного	рублей/кВт	23 362,82
	C ^{10/0,4 кВ} 5.1.1.2			x

1	2	3	4	5
	С ^{20/0,4} кВ 5.1.1.2	или киоскового типа		х
	С ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.1.2			х
	С ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.1.2			х
	С ^{6/20/(20/6)} кВ 5.1.1.2			х
5.1.2.1.	С ^{6/0,4} кВ 5.1.2.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	7 577,54
	С ^{10/0,4} кВ 5.1.2.1			10 709,52
	С ^{20/0,4} кВ 5.1.2.1			х
	С ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.2.1			х
	С ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.2.1			х
	С ^{6/20/(20/6)} кВ 5.1.2.1			х
5.1.2.2.	С ^{6/0,4} кВ 5.1.2.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	11 424,47
	С ^{10/0,4} кВ 5.1.2.2			14 661,65
	С ^{20/0,4} кВ 5.1.2.2			х
	С ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.2.2			х
	С ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.2.2			х
5.1.2.3.	С ^{6/0,4} кВ 5.1.2.3	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	14 107,91
	С ^{10/0,4} кВ 5.1.2.3			17 898,63
	С ^{20/0,4} кВ 5.1.2.3			х
	С ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.2.3			х
	С ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.2.3			х
	С ^{6/20/(20/6)} кВ 5.1.2.3			х
5.1.3.1.	С ^{6/0,4} кВ 5.1.3.1	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	х
	С ^{10/0,4} кВ 5.1.3.1			4 732,24
	С ^{20/0,4} кВ 5.1.3.1			х
	С ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.3.1			х
	С ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.3.1			х
	С ^{6/20/(20/6)} кВ 5.1.3.1			х
5.1.3.2.	С ^{6/0,4} кВ 5.1.3.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	6 398,70
	С ^{10/0,4} кВ 5.1.3.2			6 129,18
	С ^{20/0,4} кВ 5.1.3.2			х
	С ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.3.2			х
	С ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.3.2			х
	С ^{6/20/(20/6)} кВ 5.1.3.2			х
5.1.4.2.	С ^{6/0,4} кВ 5.1.4.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	5 266,45
	С ^{10/0,4} кВ 5.1.4.2			4 297,27
	С ^{20/0,4} кВ 5.1.4.2			х
	С ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.4.2			х

1	2	3	4	5
	C ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.4.2			x
	C ^{6/20/(20/6)} кВ 5.1.4.2			x
5.1.5.2.	C ^{6/0,4} кВ 5.1.5.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	3 356,99
	C ^{10/0,4} кВ 5.1.5.2			3 214,60
	C ^{20/0,4} кВ 5.1.5.2			x
	C ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.5.2			x
	C ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.5.2			x
	C ^{6/20/(20/6)} кВ 5.1.5.2			x
5.1.6.2.	C ^{6/0,4} кВ 5.1.6.2	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 630 до 1000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	x
	C ^{10/0,4} кВ 5.1.6.2			2 210,04
	C ^{20/0,4} кВ 5.1.6.2			x
	C ^{6/10/(10/6)} кВ 5.1.6.2			x
	C ^{10/20/(20/10)} кВ 5.1.6.2			x
	C ^{6/20/(20/6)} кВ 5.1.6.2			x
5.2.3.2.	C ^{6/0,4} кВ 5.2.3.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	8 055,45
	C ^{10/0,4} кВ 5.2.3.2			5 651,94
	C ^{20/0,4} кВ 5.2.3.2			x
	C ^{6/10/(10/6)} кВ 5.2.3.2			x
	C ^{10/20/(20/10)} кВ 5.2.3.2			x
	C ^{6/20/(20/6)} кВ 5.2.3.2			x
5.2.3.3.	C ^{6/0,4} кВ 5.2.3.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	7 719,90
	C ^{10/0,4} кВ 5.2.3.3			9 873,19
	C ^{20/0,4} кВ 5.2.3.3			x
	C ^{6/10/(10/6)} кВ 5.2.3.3			x
	C ^{10/20/(20/10)} кВ 5.2.3.3			x
	C ^{6/20/(20/6)} кВ 5.2.3.3			x
5.2.4.2.	C ^{6/0,4} кВ 5.2.4.2	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	x
	C ^{10/0,4} кВ 5.2.4.2			4 736,45
	C ^{20/0,4} кВ 5.2.4.2			x
	C ^{6/10/(10/6)} кВ 5.2.4.2			x
	C ^{10/20/(20/10)} кВ 5.2.4.2			x
	C ^{6/20/(20/6)} кВ 5.2.4.2			x
5.2.4.3.	C ^{6/0,4} кВ 5.2.4.3	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	рублей/кВт	6 023,01
	C ^{10/0,4} кВ 5.2.4.3			x
	C ^{20/0,4} кВ 5.2.4.3			x
	C ^{6/10/(10/6)} кВ 5.2.4.3			x
	C ^{10/20/(20/10)} кВ 5.2.4.3			x

1	2	3	4	5
	$C_{5.2.4.3}^{6/20/(20/6)}$ кВ			х
5.2.5.2.	$C_{5.2.5.2}^{6/0,4}$ кВ	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	4 121,42
	$C_{5.2.5.2}^{10/0,4}$ кВ			х
	$C_{5.2.5.2}^{20/0,4}$ кВ			х
	$C_{5.2.5.2}^{6/10/(10/6)}$ кВ			х
	$C_{5.2.5.2}^{10/20/(20/10)}$ кВ			х
8.1.1.	$C_{8.1.1}^{0,4}$ кВ и ниже	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей за точку учета	20 873,24
	$C_{8.1.1}^{1-20}$ кВ			х
8.2.1.	$C_{8.2.1}^{0,4}$ кВ и ниже	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей за точку учета	29 811,56
	$C_{8.2.1}^{1-20}$ кВ			409 871,82
8.2.2.	$C_{8.2.2}^{0,4}$ кВ и ниже	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	рублей за точку учета	45 081,29
	$C_{8.2.2}^{1-20}$ кВ			х
	$C_{8.2.2}^{35}$ кВ			х
	$C_{8.2.2}^{110}$ кВ и выше			х
8.2.3.	$C_{8.2.3}^{1-10}$ кВ	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	рублей за точку учета	544 764,06
	$C_{8.2.3}^{20}$ кВ			х
	$C_{8.2.3}^{35}$ кВ			х
	$C_{8.2.3}^{110}$ кВ и выше			х

<*> Стандартизированные тарифные ставки С1, С2, С3, С4, С5, С8 установлены в ценах периода регулирования.

Примечания:

Стандартизированные тарифные ставки С5 на строительство двухтрансформаторных и более подстанций рассчитаны с учетом их исполнения для потребителей 3 категории надежности.

Стандартизированные тарифные ставки С2, С3, С4, С5, С6, С7 для льготной категории заявителей «до 150 кВт» равны 0.

Заместитель директора департамента
цен и тарифов Тамбовской области



Е.В. Трофимова

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2
к приказу департамента цен и
тарифов Тамбовской области
от 22.11.2023 № 81-7

Формулы платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на 2024 год на территории Тамбовской области

1. Если отсутствует необходимость реализации мероприятий, предусмотренных подпунктом «б» пункта 16 Методических указаний, то плата за технологическое присоединение (P) определяется по формуле:

$$P = C1 + C8i * ni, \text{ руб.}; \langle \langle \rangle \rangle$$

2. Если технические условия технологического присоединения предусматривают мероприятия, предусмотренные подпунктом «б» пункта 16 Методических указаний, то:

плата за технологическое присоединение (P) для объектов заявителей, отнесенных к третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения), определяется по формуле с учетом особенностей пунктов 32, 33 Методических указаний:

$$P = C1 + \sum(C2i * Li) + \sum(C3i * Li) + \sum(C4i * pi) + \sum(C5i * Ni) + \langle \langle \rangle \rangle \\ + \sum(C6i * Ni) + \sum(C7i * Ni) + \sum(C8i * ni), \text{ руб.};$$

плата за технологическое присоединение ($P_{\text{общ}}$) для заявителя при технологическом присоединении, запрашивающего вторую или первую категорию надежности электроснабжения (технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения), определяется по формуле:

$$P_{\text{общ}} = P_0 + (P_{\text{ист1}} + P_{\text{ист2}}), \text{ руб.}; \langle \langle \rangle \rangle$$

плата за технологическое присоединение ($P_{\text{до150кВт}}$) для заявителя, осуществляющего технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств максимальной мощностью не более 150 кВт, определяется по следующим формулам:

а) для заявителя, указанного в пункте 12.1 Правил, осуществляющего технологическое присоединение своих энергопринимающих устройств по третьей категории надежности (по одному источнику электроснабжения) к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от этих энергопринимающих устройств до ближайшего объекта электрической сети необходимого заявителю класса напряжения составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности:

$$P_{до150кВт} = C1 + C8i * ni, \text{ руб.}; \langle \langle \rangle \rangle$$

б) в случае подачи заявки юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем в целях технологического присоединения объектов микрогенерации, а также одновременного технологического присоединения объектов микрогенерации и энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), присоединяемых по третьей категории надежности к объектам электросетевого хозяйства сетевой организации на уровне напряжения 0,4 кВ и ниже, при условии, что расстояние от этих энергопринимающих устройств до существующих объектов электросетевого хозяйства сетевых организаций составляет не более 200 метров в городах и поселках городского типа и не более 300 метров в сельской местности, в состав платы за технологическое присоединение (Р) энергопринимающих устройств не включаются расходы, связанные со строительством объектов электросетевого хозяйства – от существующих объектов электросетевого хозяйства до присоединяемых энергопринимающих устройств и (или) объектов электроэнергетики, а стоимость мероприятий по технологическому присоединению объектов микрогенерации определяется в размере минимального из следующих значений:

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением стандартизированных тарифных ставок ($P_{стс}$);

стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с применением льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности, которая утверждается в отношении всей совокупности таких мероприятий уполномоченным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для соответствующих случаев технологического присоединения в размере 4 456,27 рублей (с НДС) с 01.01.2024 и 5 570,34 рублей (с НДС) с 01.07.2024 за кВт ($P_{соц}$):

$$P = \min (P_{стс}; P_{соц} \times N_i), \text{ руб.}; \langle \langle \rangle \rangle$$

$\langle \langle \rangle \rangle$ - где:

P_0 - расходы на технологическое присоединение, связанные с проведением мероприятий, указанных в пункте 16 Методических указаний, за исключением указанных в подпункте "б" пункта 16 (руб.);

$P_{ист1}$ - расходы на выполнение мероприятий, предусмотренных подпунктом "б" пункта 16 Методических указаний, осуществляемых для конкретного присоединения в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных сетевой организацией технических условий, определяемые по первому независимому источнику энергоснабжения в соответствии с главой II и главой III Методических указаний (руб.);

$P_{ист2}$ - расходы на выполнение мероприятий, предусмотренных подпунктом "б" пункта 16 Методических указаний, осуществляемых для конкретного присоединения в зависимости от способа присоединения и уровня запрашиваемого напряжения на основании выданных сетевой

организацией технических условий, определяемые по второму независимому источнику энергоснабжения в соответствии с главой II и главой III Методических указаний (руб.);

C_1 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, по мероприятиям, указанным в пункте 16 Методических указаний (кроме подпункта "б") (руб. за одно присоединение);

$C_{2,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i -м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб./км);

$C_{3,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i -м уровне напряжения в расчете на 1 км линий (руб./км);

$C_{4,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -м уровне напряжения (руб./шт.);

$C_{5,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ (руб./кВт);

$C_{6,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ (руб./кВт);

$C_{7,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) (руб./кВт);

$C_{8,i}$ - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) (рублей за точку учета);

L_i - протяженность воздушных (кабельных) линий на i -м уровне напряжения, (км);

N_i - объем максимальной мощности, указанный заявителем в заявке на технологическое присоединение (кВт);

p_i - количество пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i -м уровне напряжения (шт.);

n_i - количество средств коммерческого учета электрической энергии (мощности) (точка учета).

Заместитель директора департамента
цен и тарифов Тамбовской области



Е.В. Трофимова