



**МИНИСТЕРСТВО
ТАРИФНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ
(МИНТАРИФОВ ВО)**

ул. 25 Октября, 45, г. Воронеж, 394036
тел.: (4732) 12-68-66
e-mail: rek@govvrn.ru
<https://tarif36.govvrn.ru>

ООО «Лискинская горэлектросеть»

396410, Воронежская область, Лискинский район, г. Лиски, ул. Чехова, д. 53

lgels@mail.ru

10.12.2024 № 55-11/2394

от №

на № от

О направлении выписки

Направляем выписку из протокола заседания Правления Минтарифов ВО от 29.11.2024 г. № 55.

Присутствовали:

Члены Правления Минтарифов ВО:

Жегульская О.В. – Первый заместитель министра

Цыганкова Е.М. – Заместитель министра - начальник отдела организационно-

Гуськова Т.Л. – Начальник отдела тарифов на теплоэнергию и твердое топливо комплекса, непроизводственной сферы, газа и транспорта

Хицкова Е.В. – Начальник отдела тарифов на электроэнергию правового и финансового обеспечения

Попова Н.И. – Заместитель начальника отдела тарифов организаций коммунального

Приглашенные:

Гресь Сергей Иванович - заместитель генерального директора ПАО ГК «ТНС энерго» - управляющий директор ПАО «ТНС энерго Воронеж»

Улезько Марина Валерьевна - заместитель генерального ПАО «ТНС энерго Воронеж» по экономике и финансам (по доверенности)

Дубинин Дмитрий Владимирович -заместитель генерального директора по экономике и финансам АО «Воронежская горэлектросеть» ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»

Антонов Вячеслав Алексеевич - директор филиала ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»

Зайченко Алла Вячеславовна - генеральный директор АО Санаторий «Энергетик» (представитель учредителя АО «ВГЭС»)

Завьялов Денис Константинович - генеральный директор ООО «Лискинская городская электрическая сеть»

Гунькова Зоя Викторовна - экономист ООО «Лискинская городская электрическая сеть» (по доверенности)

Чолокян Елена Олеговна - заместитель начальника Юго-Восточной дирекции по энергообеспечению Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по экономике и финансам (по доверенности)

Курасова Оксана Сергеевна - начальник сектора тарифного регулирования Юго-Восточной дирекции по энергообеспечению Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по экономике и финансам (по доверенности)

Сенченко Евгений Игоревич - заместитель генерального директора ООО «ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ-ВОРОНЕЖ»

Варгузин Юрий Петрович - директор Филиала Волго-Вятский АО «Оборонэнерго»

Басенко Елена Владимировна - начальник планово-экономического отдела Филиала Волго-Вятский АО «Оборонэнерго» (по доверенности)

Заседание правления проведено с использованием видеоконференц-связи.

Повестка заседания:

1. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Воронежской области на 2025 год

5. Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между обществом с ограниченной ответственностью «Лискинская Горэлектросеть» и публичным акционерным обществом «Россети Центр» (филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго») на территории Воронежской области на 2025 - 2029 годы

1. Об установлении стандартизированных тарифных ставок и формул платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций на территории Воронежской области на 2025 год

Выступили: Хицкова Е.В., Шелякина Л.Г., Гуськова Т.Л., Жегульская О.В., Попова Н.И., Цыганкова Е.М.

В целях утверждения стандартизированных тарифных ставок за технологические присоединения энергопринимающих устройств заявителей на территории Воронежской области на 2025 год территориальными сетевыми организациями Воронежской области (МУП «Горэлектросети», филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго», АО «Воронежская горэлектросеть», МУП «Борисоглебская горэлектросеть», МУП г. Россошь «ГЭС», филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго», МУП «Бобровская горэлектросеть», АО «Бутурлиновская электросетевая компания», Павловское МУПП «Энергетик», МУП «Острогожская горэлектросеть», Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД», ООО «ДЭК», ООО «РСК», ООО «ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ-ВОРОНЕЖ», ООО «Лискинская горэлектросеть») в министерство тарифного регулирования Воронежской области были представлены сведения о расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства для целей технологического присоединения и для целей реализации иных мероприятий инвестиционной программы, расходах на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии, а также сведения о расходах на выполнение мероприятий по технологическому присоединению, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства за 2021, 2022 и 2023 гг.

Основные положения по технологическому присоединению энергопринимающих устройств к электрическим сетям определены нормативными документами:

- 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 (далее – Методические указания).

- 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.

Ответственность за достоверность документов, представленных для установления ставок платы, в том числе пояснительных записок, локальных и сводных сметных расчетов, несут вышеуказанные территориальные сетевые организации.

В ходе анализа рассматривались и принимались во внимание все представленные обосновывающие материалы и документы, имеющие значение для составления доказательного и независимого заключения. Материалы были представлены организациями на бумажных носителях и электронном виде, в том числе посредством выгрузки в облачное хранилище региональной системы Воронежской области ГИС «Тарифное регулирование». Эксперты исходили из того, что представленная информация является достоверной.

Экспертиза проводилась с целью определения экономической обоснованности расчетов ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям, соответствия действующей нормативно-правовой базе в сфере государственного регулирования тарифов (цен) и выработке предложений по установлению указанной платы.

Согласно Методическим указаниям органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации для расчёта платы за технологическое присоединение к территориальным распределительным сетям устанавливаются:

- льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности;
- единые стандартизированные тарифные ставки;
- формула платы за технологическое присоединение.

1. Расчет стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям.

В целях соблюдения требований пункта 2 статьи 23.2 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» для установления единых для всех территориальных сетевых организаций на территории Воронежской области стандартизированных тарифных ставок, определяющих величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, в соответствии с пунктом 14 Методических указаний на основании представленных территориальными сетевыми организациями сведений экспертами Минтарифов ВО был произведен расчет методом сравнения аналогов.

То есть для расчета были применены материалы (сведения о расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства для целей технологического присоединения и для целей реализации иных мероприятий инвестиционной программы, а также о расходах на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности)), предоставленные следующими сетевыми организациями:

- филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»;
- АО «Воронежская горэлектросеть»;
- МУП «Борисоглебская горэлектросеть»;
- МУП г. Россошь «ГЭС»;
- филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»;
- МУП «Бобровская горэлектросеть»;
- МУП «Горэлектросети»;
- АО «Бутурлиновская электросетевая компания»;
- Павловское МУПП «Энергетик»;

- МУП «Острогожская горэлектросеть»;
- Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;
- ООО «ДЭК»;
- ООО «РСК»;
- ООО «ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ-ВОРОНЕЖ»;
- ООО «Лискинская горэлектросеть».

Стандартизированные тарифные ставки $C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7, C_8$ за технологическое присоединение к электрическим сетям предлагается утвердить с разбивкой по уровням напряжения, в зависимости от вида используемого материала и способа выполнения работ в ценах периода регулирования, едиными для случаев технологического присоединения на территории городских населенных пунктов и территорий, не относящихся к территориям городских населенных пунктов.

Экономически обоснованные расходы по мероприятиям «последней мили» на регулируемый период при расчете стандартизированных тарифных ставок определены с учетом представленных территориальными сетевыми организациями фактических данных (сведений о расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства, протяженности линий, объемах максимальной мощности построенных объектов, согласно приложения № 1 к Методическим указаниям) за 2021, 2022 и 2023 годы по каждому мероприятию.

Экономически обоснованные расходы на регулируемый период при расчете стандартизированных тарифных ставок определены в соответствии с пунктом 15 Методических указаний с учетом планируемых расходов, обоснованных локальными и сводными сметными расчетами (выполненных с применением сметных нормативов) и фактических средних данных о присоединяемых объемах максимальной мощности объектов по имеющимся договорам об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, представленных ТСО.

Расходы на выполнение мероприятий по технологическому присоединению, не связанных со строительством объектов электросетевого хозяйства, определены в соответствии с данными раздельного учета сетевой организации, на основании сведений о расходах на выполнение мероприятий по технологическому присоединению, предусмотренных подпунктами «а» и «в» пункта 16 Методических указаний, - в соответствии с приложениями № 2 и № 3 к Методическим указаниям за три предшествующих года.

В выборку за 2021, 2022 и 2023 годы включены территориальные сетевые организации, для которых результаты расчета экономически обоснованных расходов по фактическим данным на выполнение мероприятий по технологическому присоединению, не ниже предельного минимального уровня расходов на одно технологическое присоединение и не превышают предельный максимальный уровень расходов на одно технологическое присоединение, определяемые по формулам:

$$P_{C1.1}^{max} = P_{C1.1}^{средн} + \sigma_{C1.1}; (1)$$

$$P_{C1.1}^{min} = P_{C1.1}^{средн} - \sigma_{C1.1}; (2)$$

$$P_{C1.2.1}^{max} = P_{C1.2.1}^{средн} + \sigma_{C1.2.1}; (3)$$

$$P_{C1.2.2}^{max} = P_{C1.2.2}^{средн} + \sigma_{C1.2.2}; (4)$$

$$P_{C1.2.1}^{min} = P_{C1.2.1}^{средн} - \sigma_{C1.2.1}; (5)$$

$$P_{C1.2.2}^{min} = P_{C1.2.2}^{средн} - \sigma_{C1.2.2}; (6)$$

где:

$P_{C1.1}^{срeдн}$ - средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий Заявителю, определенная регулирующим органом на одно присоединение, тыс. руб.;

$P_{C1.1}^{max}$ - предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий Заявителю на одно присоединение, тыс. руб.;

$P_{C1.1}^{min}$ - предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий Заявителю на одно присоединение, тыс. руб.;

$P_{C1.2.1}^{срeдн}$ - средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний, определенная регулирующим органом на одно присоединение, тыс. руб.;

$P_{C1.2.1}^{max}$ - предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний, определенная регулирующим органом на одно присоединение, тыс. руб.;

$P_{C1.2.1}^{min}$ - предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на выдачу акта об осуществлении технологического присоединения Заявителям, указанным в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний, определенная регулирующим органом на одно присоединение, тыс. руб.;

$P_{C1.2.2}^{срeдн}$ - средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на проверку выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний, определенная регулирующим органом на одно присоединение, тыс. руб.;

$P_{C1.2.2}^{max}$ - предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на проверку сетевой организацией выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний, определенная регулирующим органом на одно присоединение, тыс. руб.;

$P_{C1.2.2}^{min}$ - предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на проверку сетевой организацией выполнения технических условий Заявителями, указанными в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний, определенная регулирующим органом на одно присоединение, тыс. руб.;

σ - стандартное отклонение, определяемое отдельно для $C_{1.1}$ и $C_{1.2}$ по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{p=1}^q Q_p \cdot (P^{срeдн} - P_p)^2}{\sum_{p=1}^q Q_p - 1}}, \quad (7)$$

где:

$P^{\text{средн}}$ - средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на осуществление соответственно мероприятия, предусмотренного подпунктом "а" или "в" пункта 16 Методических указаний, определенных регулирующим органом на одно присоединение в соответствии с настоящим пунктом, тыс. руб.;

P_p - экономически обоснованные расходы территориальной сетевой организации на осуществление соответственно мероприятия, предусмотренного подпунктом "а" или "в" пункта 16 Методических указаний, определенные регулирующим органом на одно присоединение в соответствии с настоящим пунктом, тыс. руб.;

Q_p - количество технологических присоединений, осуществленных территориальной сетевой организацией p , шт.

По данным по территориальным сетевым организациям, включенным в выборку, в соответствии с настоящим пунктом за каждый год ($n-4$; $n-3$; $n-2$) регулирующим органом определяется среднее значение расходов на осуществление мероприятия, предусмотренного соответственно подпунктом "а" или "в" пункта 16 Методических указаний, на одно присоединение по формуле:

$$P_{C1.1}^{\text{у.средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q^t} P_{C1.1,p}^y \cdot Q_p^y}{\sum_{p=1}^{q^t} Q_p^y}, \quad (8)$$

$$P_{C1.2.1}^{\text{у.средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q^t} P_{C1.2.1,p}^y \cdot Q_p^y}{\sum_{p=1}^{q^t} Q_p^y}, \quad (9)$$

$$P_{C1.2.2}^{\text{у.средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q^t} P_{C1.2.2,p}^y \cdot Q_p^y}{\sum_{p=1}^{q^t} Q_p^y}, \quad (10)$$

где:

$P_{C1.1}^{\text{у.средн}}$ - среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятия, предусмотренного подпунктом "а" пункта 16 Методических указаний, на одно присоединение, за год u , тыс. руб.;

$P_{C1.1,p}^y$ - величина экономически обоснованных расходов на осуществление мероприятия, предусмотренного подпунктом "а" пункта 16 Методических указаний, на одно присоединение, p -й территориальной сетевой организации, включенной в выборку, определяемую в соответствии с настоящим пунктом, за год u , тыс. руб.;

q^t - количество территориальных сетевых организаций, включенных в выборку, определяемую в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, за соответствующий год;

u - год, по данным за который проводится расчет, соответствующий году ($n-4$), ($n-3$) или ($n-2$), где n - планируемый год, на который осуществляется расчет стандартизированных тарифных ставок;

Q_p^y - количество технологических присоединений, осуществленных территориальной сетевой организацией p в году u , шт.;

$P_{C1.2.1}^{\text{у.средн}}$ - среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятий, предусмотренного подпунктом "в"

пункта 16 Методических указаний, на одно присоединение объектов Заявителей, указанных в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний, за год у, тыс. руб.;

$P_{C1.2.1,p}^y$ - величина экономически обоснованных расходов на осуществление мероприятия, предусмотренного подпунктом "в" пункта 16 Методических указаний, на одно присоединение объектов Заявителей, указанных в абзаце шестом пункта 24 Методических указаний, р-й территориальной сетевой организации, включенной в выборку, определяемую в соответствии с настоящим пунктом, за год у, тыс. руб.;

$P_{C1.2.2}^{y.средн}$ - среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на осуществление мероприятий, предусмотренного подпунктом "в" пункта 16 Методических указаний, на одно присоединение объектов Заявителей, указанных в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний, за год у, тыс. руб.;

$P_{C1.2.2,p}^y$ - величина экономически обоснованных расходов на осуществление мероприятия, предусмотренного подпунктом "в" пункта 16 Методических указаний, на одно присоединение объектов Заявителей, указанных в абзаце седьмом пункта 24 Методических указаний, р-й территориальной сетевой организации, включенной в выборку, определяемую в соответствии с настоящим пунктом, за год у, тыс. руб.;

Данные для определения средней величины затрат указаны в таблице 1.

Таблица 1

Обозначение/год	Рсредн	Pmin	Pmax	σ	Q_p	q	$P_{y.средн}$	
C _{1.1}	2021	4 282,58	-1 483,11	10 048,28	5 765,70	7 097	10	3 076,82
	2022	4 665,58	-1 078,98	10 410,14	5 744,56	6 530	12	4 145,97
	2023	2 739,97	-879,52	6 359,47	3 619,50	10 206	10	2 476,71
C _{1.2.1}	2021	3 056,46	-1 077,88	7 190,81	4 134,35	6 708	7	2 181,04
	2022	3 699,74	-1 228,46	8 627,93	4 928,19	6 082	9	3 258,99
	2023	2 226,73	-1 371,02	5 824,48	3 597,75	8 819	5	1 812,28
C _{1.2.2}	2021	4 817,07	-3 502,98	13 137,13	8 320,06	435	5	459,83
	2022	2 806,83	-2 208,35	7 822,01	5 015,18	562	6	3 568,25
	2023	6 518,99	-1 785,13	14 823,11	8 304,12	1 353	10	6 101,91

Расчет стандартизированных тарифных ставок был выполнен по формулам:

$$C_{1.1} = \frac{P_{C1.1}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-3} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-2} + P_{C1.1}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-2} + P_{C1.1}^{n-2, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-1} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^n}{3}, \quad (11)$$

$$C_{1.2.1} = \frac{P_{C1.2.1}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-3} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-2} + P_{C1.2.1}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-2} + P_{C1.2.1}^{n-2, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{пл}}^n}{3}, \quad (12)$$

$$C_{1.2.2} = \frac{P_{C1.2.2}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-3} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-2} + P_{C1.2.2}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\phi}^{n-2} + P_{C1.2.2}^{n-2, \text{средн}} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{пл}}^{n-1} \cdot \text{ИПЦ}_{\text{пл}}^n}{3}, \quad (13)$$

где:

ИПЦ_{ϕ}^{n-2} - фактический индекс потребительских цен за 2023 год;

ИПЦ_{ϕ}^{n-3} - фактический индекс потребительских цен за 2022 год;

$IPII_{\text{гт}}^{n-1}$ - индекс потребительских цен, предусмотренный одобренным Правительством Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год;

$IPII_{\text{гт}}^n$ - индекс потребительских цен, предусмотренный одобренным Правительством Российской Федерации прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год.

Прогнозные показатели инфляции применялись в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, разработанным Министерством экономического развития Российской Федерации (письмо Минэкономразвития России от 02.10.2024 № 35132-ПК/Д03и): 2023 год – 106,3%, 2024 год – 107,3%; 2025 год – 105,1%.

На основании проведенного расчета получим:

- подготовка и выдача сетевой организацией технических условий Заявителю (ТУ),
 $C_{1,1} = 3\ 855,51$ руб./присоединение;

- стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю,

$C_{1,2,1} = 2\ 877,27$ руб./присоединение;

- 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,

$C_{1,2,2} = 3\ 541,57$ руб./присоединение.

На основании сводной информации, представленной территориальными сетевыми организациями в соответствии с приложением № 1 к Методическим указаниям, в целях определения стандартизированных тарифных ставок C_2, C_3, C_4, C_5, C_8 были сформированы выборки отдельно по 2021, 2022 и 2023 годам с дифференциацией по уровню напряжения, местоположению объекта строительства, видам используемого материала и способу выполнения работ.

То есть были определены:

- расходы на строительство 1 км воздушной линии с дифференциацией по уровням напряжения, а также в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ, (тыс. руб./км);

- расходы на строительство 1 км кабельной линии с дифференциацией по уровням напряжения, в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ, (тыс. руб./км);

- расходы на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов), с дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (тыс. руб./шт.);

- расходы на строительство трансформаторных подстанций (ТП), с уровнем напряжения до 35 кВ в расчете на 1 кВт максимальной мощности с дифференциацией по установленной мощности и количеству силовых трансформаторов, (тыс. руб./кВт);

- расходы сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) с разбивкой по уровням напряжения, в зависимости от вида используемого материала и способа выполнения работ, (рублей за точку учета).

В формируемую для расчета стандартизированных тарифных ставок выборку за 2021, 2022 и 2023 годы включены расходы территориальных сетевых организаций на строительство объектов электросетевого хозяйства, значения которых не ниже предельного минимального уровня и не превышают предельный максимальный уровень таких расходов, определяемые по формулам:

$$P_{C2(s,t)}^{\max} = P_{C2(s,t)}^{\text{средн}} + \sigma_{C2(s,t)} ; (14)$$

$$P_{C2(s,t)}^{\min} = P_{C2(s,t)}^{\text{средн}} - \sigma_{C2(s,t)} ; (15)$$

$$P_{C3(s,t)}^{\max} = P_{C3(s,t)}^{\text{средн}} + \sigma_{C3(s,t)} ; (16)$$

$$P_{C3(s,t)}^{\min} = P_{C3(s,t)}^{\text{средн}} - \sigma_{C3(s,t)} ; (17)$$

$$P_{C4(s,t)}^{\max} = P_{C4(s,t)}^{\text{средн}} + \sigma_{C4(s,t)} ; (18)$$

$$P_{C4(s,t)}^{\min} = P_{C4(s,t)}^{\text{средн}} - \sigma_{C4(s,t)} ; (19)$$

$$P_{C5(s,t)}^{\max} = P_{C5(s,t)}^{\text{средн}} + \sigma_{C5(s,t)} ; (20)$$

$$P_{C5(s,t)}^{\min} = P_{C5(s,t)}^{\text{средн}} - \sigma_{C5(s,t)} ; (21)$$

$$P_{C6(s,t)}^{\max} = P_{C6(s,t)}^{\text{средн}} + \sigma_{C6(s,t)} ; (22)$$

$$P_{C6(s,t)}^{\min} = P_{C6(s,t)}^{\text{средн}} - \sigma_{C6(s,t)} ; (23)$$

$$P_{C7(s,t)}^{\max} = P_{C7(s,t)}^{\text{средн}} + \sigma_{C7(s,t)} ; (24)$$

$$P_{C7(s,t)}^{\min} = P_{C7(s,t)}^{\text{средн}} - \sigma_{C7(s,t)} ; (25)$$

$$P_{C8(s,t)}^{\max} = P_{C8(s,t)}^{\text{средн}} + \sigma_{C8(s,t)} ; (26)$$

$$P_{C8(s,t)}^{\min} = P_{C8(s,t)}^{\text{средн}} - \sigma_{C8(s,t)} ; (27)$$

$P_{C2(s,t)}^{\text{средн}}$ - средняя арифметическая величина расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)), тыс. руб./км;

$P_{C2(s,t)}^{\max}$ - предельный максимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)), тыс. руб./км;

$P_{C2(s,t)}^{\min}$ - предельный минимальный уровень расходов территориальных сетевых организаций на строительство 1 км воздушной линии с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t)), тыс. руб./км;

σ - стандартное отклонение, определяемое отдельно для $C_2, C_3, C_4, C_5, C_6, C_7$ и C_8 по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{p=1}^q (P^{\text{средн}} - P_p)^2}{q - 1}} , (28) \text{ где}$$

$P_{\text{средн}}$ - средняя арифметическая величина экономически обоснованных расходов территориальных сетевых организаций на строительство, а также на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) с дифференциацией по уровням напряжения (s), дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) соответственно 1 км воздушной линии, 1 км кабельной линии, пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) в расчете на 1 устройство, трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ в расчете на 1 кВт, центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в расчете на 1 кВт, 1 точки учета, тыс. руб./км, тыс. руб./шт., тыс. руб./кВт или тыс. руб. на точку учета;

P_p - расходы (пообъектно) территориальной сетевой организации на строительство, а также на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) соответственно 1 км воздушной линии, 1 км кабельной линии, пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) в расчете на 1 устройство, трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ в расчете на 1 кВт, центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в расчете на 1 кВт, 1 точки учета, тыс. руб./км, тыс. руб./шт., тыс. руб./кВт или тыс. руб. на точку учета;

q - количество исходных значений расходов на строительство, а также на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) соответственно 1 км воздушной линии, 1 км кабельной линии, пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) в расчете на 1 устройство, трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ в расчете на 1 кВт, центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в расчете на 1 кВт, 1 точки учета.

По данным, включенным в выборку в соответствии с настоящим пунктом за 2021, 2022, 2023 годы, экспертами определено среднее арифметическое значение расходов на строительство объектов электросетевого хозяйства, а также расходов на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) по формулам:

$$P_{C2(s,t)}^{y,\text{средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q'} P_{C2(s,t),p}^y}{q'}, \quad (29)$$

$$P_{C3(s,t)}^{y,\text{средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q'} P_{C3(s,t),p}^y}{q'}, \quad (30)$$

$$P_{C4(s,t)}^{y,\text{средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q'} P_{C4(s,t),p}^y}{q'}, \quad (31)$$

$$P_{C5(s,t)}^{y,\text{средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q'} P_{C5(s,t),p}^y}{q'}, \quad (32)$$

$$P_{C6(s,t)}^{y, \text{средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q'} P_{C6(s,t),p}^y}{q'} \quad , (33)$$

$$P_{C7(s,t)}^{y, \text{средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q'} P_{C7(s,t),p}^y}{q'} \quad , (34)$$

$$P_{C8(s,t)}^{y, \text{средн}} = \frac{\sum_{p=1}^{q'} P_{C8(s,t),p}^y}{q'} \quad , (35)$$

где:

$P_{C2(s,t)}^{y, \text{средн}}$ - среднее по выборке, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, значение расходов на строительство 1 км воздушной линии с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), за год y, тыс. руб./км;

$P_{C2(s,t),p}^y$ - величина расходов на строительство 1 км воздушной линии с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t), включенных в выборку, определяемую в соответствии с настоящим пунктом, за год y, тыс. руб./км;

q' - количество значений величин расходов на строительство, а также на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности) с дифференциацией по уровням напряжения (s), а также дифференциацией в зависимости от вида используемого материала и (или) способа выполнения работ (t) соответственно 1 км воздушной линии, 1 км кабельной линии, пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) в расчете на 1 устройство, трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ в расчете на 1 кВт, центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС) в расчете на 1 кВт, 1 точки учета, включенных в выборку, определяемую в порядке, предусмотренном настоящим пунктом, за соответствующий год (y).

Расчет стандартизированных тарифных ставок выполнен по формулам:

$$C_{2(s,t)} = \frac{P_{C2(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-3} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C2(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot \text{ИЦП}_\phi^{n-2} + P_{C2(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot \text{ИЦП}_{\text{мл}}^{n-1} \cdot \text{ИЦП}_{\text{мл}}^n \quad , (36)$$

где:

ИЦП_ϕ^{n-3} - фактический индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации за 2022 год;

ИЦП_ϕ^{n-2} - фактический индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации за 2023 год;

$ИЦП_{пл}^{n-1}$ - индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации на 2024 год;

$ИЦП_{пл}^n$ - индекс цен производителей, определенный для подраздела "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", публикуемый Министерством экономического развития Российской Федерации на 2025 год.

$$C_{3(s,t)} = \frac{P_{C3(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot ИЦП_{ф}^{n-3} \cdot ИЦП_{ф}^{n-2} + P_{C3(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot ИЦП_{ф}^{n-2} + P_{C3(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot ИЦП_{пл}^{n-1} \cdot ИЦП_{пл}^n, \quad (37)$$

$$C_{4(s,t)} = \frac{P_{C4(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot ИЦП_{ф}^{n-3} \cdot ИЦП_{ф}^{n-2} + P_{C4(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot ИЦП_{ф}^{n-2} + P_{C4(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot ИЦП_{пл}^{n-1} \cdot ИЦП_{пл}^n, \quad (38)$$

$$C_{5(s,t)} = \frac{P_{C5(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot ИЦП_{ф}^{n-3} \cdot ИЦП_{ф}^{n-2} + P_{C5(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot ИЦП_{ф}^{n-2} + P_{C5(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot ИЦП_{пл}^{n-1} \cdot ИЦП_{пл}^n, \quad (39)$$

$$C_{8(s,t)} = \frac{P_{C8(s,t)}^{n-4, \text{средн}} \cdot ИПЦ_{ф}^{n-3} \cdot ИПЦ_{ф}^{n-2} + P_{C8(s,t)}^{n-3, \text{средн}} \cdot ИПЦ_{ф}^{n-2} + P_{C8(s,t)}^{n-2, \text{средн}}}{3} \cdot ИПЦ_{пл}^{n-1} \cdot ИПЦ_{пл}^n, \quad (40)$$

Проведенный анализ показывает, что предлагаемые для утверждения стандартизированные ставки не превышают укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства, утвержденные Приказом Минэнерго России от 26.02.2024 № 131.

При применении стандартизированных тарифных ставок для расчета платы за технологическое присоединение используются показатели, участвующие в расчете, согласно выданным сетевой организацией техническим условиям.

Стандартизированные тарифные ставки C_2 и C_3 применяются к протяженности линий электропередачи по трассе.

По результатам проведенного анализа представленных ТСО материалов для установления стандартизированных тарифных ставок на покрытие расходов сетевой организации на установку пунктов коммерческого учета, экспертами Минтарифов ВО исключены приборы коммерческого учета электрической энергии (мощности) не соответствующие требованиям данной ставки.

По результатам расчета экспертами Минтарифов ВО предлагается принять стандартизированные тарифные ставки за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям ТСО.

Таблица 2.

Обозначение и наименование стандартизированной тарифной ставки		Стандартизованная тарифная ставка, рублей за одно присоединение
C_1	Стандартизованная 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»), включающая ставку на покрытие расходов сетевой организации на подготовку	6 732,78

	и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и ставку 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	
	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»), включающая ставку на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю и ставку 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	7 397,08
C _{1.1}	стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на подготовку и выдачу сетевой организацией технических условий заявителю	3 855,51
C _{1.2.1}	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	2 877,27
C _{1.2.2}	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	3 541,57

Обозначение и наименование стандартизированной тарифной ставки		Единица измерения	Стандартизированная тарифная ставка
C₂	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий		
C _{2.1.1.4.1.1} ^{0,4кВ и ниже}	воздушные линии на деревянных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 344 938,21
C _{2.3.1.3.1.1} ^{0,4кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 906 846,35
C _{2.3.1.3.1.1} ^{1-20кВ}			2 781 511,95
C _{2.3.1.3.2.1} ^{0,4кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2 109 261,90
C _{2.3.1.3.2.1} ^{1-20кВ}			3 055 338,72
C _{2.3.1.4.1.1} ^{0,4кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 268 707,98
C _{2.3.1.4.1.1} ^{1-20кВ}			2 345 813,04
C _{2.3.1.4.2.1} ^{0,4кВ и ниже}	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 933 894,03
C _{2.3.1.4.2.1} ^{1-20кВ}			2 431 073,53

$C_{2.3.1.4.3.1}^{1-20\text{ кВ}}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 477 202,20
$C_{2.3.2.4.1.1}^{0,4\text{кВ и ниже}}$	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	551 290,22
$C_{2.3.2.3.2.1}^{1-20\text{ кВ}}$	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2 107 264,83
$C_{2.3.1.4.3.1}^{0,4\text{кВ и ниже}}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 100 до 200 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	1 266 253,26
$C_{2.3.1.4.4.1}^{0,4\text{кВ и ниже}}$	воздушные линии на железобетонных опорах изолированным алюминиевым проводом сечением от 200 до 500 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	2 517 344,41
$C_{2.2.2.3.2.1.1}^{27,5-60\text{ кВ}}$	воздушные линии на металлических опорах, за исключением многогранных, неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением от 50 до 100 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	13 859 988,93
$C_{2.3.2.3.1.1}^{27,5-60\text{ кВ}}$	воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным сталеалюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные	рублей/км	13 858 633,06
C_3	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i-м уровне напряжения в расчете на 1 км линий		
$C_{3.1.1.1.2.3}^{1-10\text{ кВ}}$	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	7 389 468,80
$C_{3.1.1.1.3.3}^{1-10\text{ кВ}}$	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	5 069 867,36
$C_{3.1.1.1.8.1}^{1-10\text{ кВ}}$	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 500 до 800 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	3 143 761,04
$C_{3.1.1.2.5.1}^{1-10\text{ кВ}}$	кабельные линии в траншеях одножильные с бумажной изоляцией сечением провода от 250 до 300 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 232 230,46

С ^{0,4кВ 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	1 136 003,82
С ^{0,4кВ и ниже} 3.1.2.1.1.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	1 686 943,95
С ^{0,4кВ 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	2 069 698,08
С ^{1-10кВ} 3.1.2.1.2.1			4 673 361,21
С ^{0,4кВ и ниже} 3.1.2.1.2.2	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	3 392 792,03
С ^{0,4кВ 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	2 871 955,05
С ^{1-10кВ} 3.1.2.1.3.1			2 181 162,34
С ^{0,4кВ и ниже} 3.1.2.1.3.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	3 167 487,57
С ^{0,4кВ 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	2 637 606,02
С ^{0,4кВ 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	2 401 978,26
С ^{0,4кВ и ниже} 3.1.2.1.4.4	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	3 166 776,38
С ^{0,4кВ и ниже} 3.1.2.1.5.1	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 250 до 300 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 446 376,53

$C_{3.1.2.1.5.5}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	кабельные линии в траншеях многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 250 до 300 квадратных мм включительно с количеством кабелей в траншее более четырех	рублей/км	2 918 551,22
$C_{3.1.2.2.1.1}^{1-10кВ}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода до 50 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 960 622,66
$C_{3.1.2.2.2.1}^{1-10кВ}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	3 101 023,03
$C_{3.1.2.2.3.1}^{1-10кВ}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	2 119 655,98
$C_{3.1.2.2.3.2}^{1-10кВ}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 818 008,50
$C_{3.1.2.2.4.1}^{1-10кВ}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее	рублей/км	1 627 339,02
$C_{3.1.2.2.4.2}^{1-10кВ}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя кабелями в траншее	рублей/км	2 710 829,77
$C_{3.1.2.2.4.4}^{1-10кВ}$	кабельные линии в траншеях многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с четырьмя кабелями в траншее	рублей/км	3 830 950,30
$C_{3.6.1.1.2.1}^{1-10кВ}$	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	17 742 622,22
$C_{3.6.2.1.2.1}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	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	7 919 930,80
$C_{3.6.2.1.3.1}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	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	7 270 302,29
$C_{3.6.2.1.3.1}^{1-10кВ}$			7 952 589,67

$C_{3.6.2.1.3.2}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	5 243 142,26
$C_{3.6.2.1.3.3}^{1-10кВ}$	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 100 до 200 квадратных мм включительно с тремя трубами в скважине	рублей/км	14 162 844,69
$C_{3.6.2.1.4.1}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	6 413 135,63
$C_{3.6.2.1.4.2}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	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	7 405 887,08
$C_{3.6.2.2.2.1}^{1-10кВ}$	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	9 745 261,60
$C_{3.6.2.2.2.2}^{1-10кВ}$	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	5 757 054,97
$C_{3.6.2.2.3.1}^{1-10кВ}$	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	8 010 777,69
$C_{3.6.2.2.3.2}^{1-10кВ}$	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	5 773 410,00
$C_{3.6.2.2.4.2}^{1-10кВ}$	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с двумя трубами в скважине	рублей/км	6 674 744,24
$C_{3.6.2.2.4.1}^{1-10кВ}$	кабельные линии, прокладываемые методом горизонтального наклонного бурения, многожильные с бумажной изоляцией сечением провода от 200 до 250 квадратных мм включительно с одной трубой в скважине	рублей/км	8 542 963,52

$C_{3.1.1.1.2.3}^{27,5-60кВ}$	кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с тремя кабелями в траншее	рублей/км	12 798 406,06
C_4	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство пунктов секционирования (реклоузеров, распределительных пунктов, переключательных пунктов) на i-м уровне напряжения		
$C_{4.1.4}^{1-20кВ}$	реклоузеры номинальным током от 500 до 1000 А включительно	рублей/шт.	2 062 854,79
$C_{4.2.3}^{1-20кВ}$	линейные разъединители номинальным током от 250 до 500 А включительно	рублей/шт.	112 490,47
$C_{4.3.1}^{1-20кВ}$	выключатели нагрузки, устанавливаемые вне трансформаторных подстанций и распределительных и переключательных пунктов, номинальным током до 100 А включительно	рублей/шт.	671 978,23
$C_{4.4.5.1}^{1-20кВ}$	распределительные пункты (РП), за исключением комплектных распределительных устройств наружной установки (КРН, КРУН), номинальным током свыше 1000 А с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт.	1 129 834,75
$C_{4.5.5.1}^{1-20кВ}$	комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током свыше 1000 А с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт.	3 968 795,00
$C_{4.2.4}^{35кВ}$	линейные разъединители номинальным током от 500 до 1000 А включительно	рублей/шт.	361 098,93
$C_{4.6.2.1}^{110кВ и выше}$	переключательные пункты номинальным током от 100 до 250А включительно с количеством ячеек до 5 включительно	рублей/шт.	101 720 152,16
$C_{4.4.1.2}^{1-20кВ}$	распределительные пункты (РП), за исключением комплектных распределительных устройств наружной установки (КРН, КРУН), номинальным током до 100 А включительно с количеством ячеек от 5 до 10 включительно	рублей/шт.	4 823 325,48
C_5	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		
$C_{5.1.1.1}^{10/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/кВт	27 218,58
$C_{5.1.1.2}^{10/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью до 25 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/кВт	37 671,47

$C_{5.1.2.1}^{6/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/ кВт	8 248,84
$C_{5.1.2.1}^{10/0,4кВ}$			11 948,49
$C_{5.1.2.2}^{6/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 25 до 100 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	6 468,14
$C_{5.1.2.2}^{10/0,4кВ}$			9 679,94
$C_{5.1.3.1}^{10/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/ кВт	4 894,89
$C_{5.1.3.2}^{6/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	5 108,44
$C_{5.1.3.2}^{10/0,4кВ}$			7 423,10
$C_{5.1.3.3}^{10/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/ кВт	4 039,22
$C_{5.1.3.3}^{6/0,4кВ}$			3 800,50
$C_{5.1.4.1}^{10/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно столбового/мачтового типа	рублей/ кВт	4 388,02
$C_{5.1.4.2}^{6/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	3 527,09
$C_{5.1.4.2}^{10/0,4кВ}$			5 018,50
$C_{5.1.4.3}^{6/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	рублей/ кВт	2 604,38
$C_{5.1.5.2}^{6/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	1 979,22
$C_{5.1.5.2}^{10/0,4кВ}$			3 900,61
$C_{5.1.13.2}^{10/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью свыше 4000 кВА шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	2 930,91
$C_{5.2.3.3}^{6/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно блочного типа	рублей/ кВт	11 165,73
$C_{5.2.5.2}^{6/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 400 до 630 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	6 195,17
$C_{5.2.8.2}^{6/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 до 1600 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	6 180,11

$C_{5.2.9.2}^{6/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1600 кВА до 2000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	3 635,43
$C_{5.2.12.3}^{6/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 3150 кВА до 4000 кВА включительно блочного типа	рублей/ кВт	2 856,39
$C_{5.1.4.3}^{10/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно блочного типа	рублей/ кВт	2 998,01
$C_{5.2.7.2}^{6/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1000 кВА до 1250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	5 695,09
$C_{5.2.9.2}^{10/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1600 кВА до 2000 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	3 238,65
$C_{5.2.4.2}^{10/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	5 307,13
$C_{5.2.3.2}^{6/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 100 до 250 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	8 164,15
$C_{5.2.8.2}^{10/0,4кВ}$	двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1250 кВА до 1600 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	2 199,62
$C_{5.1.10.2}^{6/10/(10/6)кВ}$	однотрансформаторные подстанции (за исключением РТП) мощностью от 2000 кВА до 2500 кВА включительно шкафного или киоскового типа	рублей/ кВт	13 433,74
C_7	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС)		
$C_{7.1.1.1}^{35/0,4кВ}$	однотрансформаторные подстанции мощностью до 6,3 МВА включительно открытого типа	рублей/ кВт	20 078,01
$C_{7.1.1.1}^{35/6(10)кВ}$	однотрансформаторные подстанции мощностью до 6,3 МВА включительно открытого типа	рублей/ кВт	32 880,07
$C_{7.2.1.1}^{35/6(10)кВ}$	двухтрансформаторные подстанции мощностью до 6,3 МВА включительно открытого типа	рублей/ кВт	37 576,99

C_8	Стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на установку пунктов коммерческого учета		
$C_{8.1.1}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) однофазные прямого включения	рублей за точку учета	22 987,35
$C_{8.2.1}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные прямого включения	рублей за точку учета	34 963,04
$C_{8.2.2}^{0,4кВ \text{ и ниже}}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные полукосвенного включения	рублей за точку учета	38 511,33
$C_{8.2.3}^{1-10кВ}$	средства коммерческого учета электрической энергии (мощности) трехфазные косвенного включения	рублей за точку учета	292 625,97

Для каждого конкретного заявителя при определении размера платы, применяются те ставки, которые согласно поданной заявке соответствуют способу технологического присоединения.

Плата за технологическое присоединение в виде формулы утверждается исходя из стандартизированных тарифных ставок и способа технологического присоединения к электрическим сетям сетевой организации и реализации соответствующих мероприятий, предусмотренных подпунктом "б" пункта 16 Методических указаний, следующим образом:

а) если отсутствует необходимость реализации мероприятий "последней мили":

$$P = C_1 + C_8 \cdot n, \text{ где}$$

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");

C_8 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности);

n – количество точек учета.

б) если при технологическом присоединении заявителя, согласно техническим условиям, предусматривается мероприятие "последней мили" по прокладке воздушных и (или) кабельных линий, и (или) строительству КТП:

$$P = C_1 + C_8 \cdot n + \sum_{2i} (C_{2i} \cdot L_{2i}) + \sum_{3i} (C_{3i} \cdot L_{3i}) + C_4 \cdot n_4 + C_5 \cdot N_5 + C_7 \cdot N_7, \text{ где}$$

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»).

C_8 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности);

n - количество точек учета;

C_{2i} - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство воздушных линий электропередачи на i -м уровне напряжения;

C_{3i} - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство кабельных линий электропередачи на i -м уровне напряжения;

L_{2i} - суммарной протяженности воздушных линий на i -том уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения заявителя (км).;

L_{3i} - суммарной протяженности воздушных и (или) кабельных линий (L_i) на i -том уровне напряжения, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения заявителя (км).;

C_4 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство реклоузеров;

n_4 - количество реклоузеров, строительство которых предусмотрено согласно выданным техническим условиям для технологического присоединения заявителя (шт);

C_5 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство трансформаторной подстанции;

N_5 - объём максимальной мощности, указанный в заявке на технологическое присоединение Заявителем;

C_7 - стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов сетевой организации на строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше;

N_7 - объём максимальной мощности, указанный в заявке на технологическое присоединение Заявителем.

Размер платы для каждого присоединения рассчитывается сетевой организацией в соответствии с утвержденной формулой.

Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств определяется с учетом запрашиваемой Заявителем категории надежности электроснабжения.

Размер платы для каждого присоединения рассчитывается сетевой организацией в соответствии с утвержденной формулой.

Стандартизированные тарифные ставки C_2 и C_3 применяются к протяженности линий электропередачи по трассе.

Размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств определяется с учетом запрашиваемой Заявителем категории надежности электроснабжения.

В случае если Заявитель при технологическом присоединении запрашивает третью категорию надежности электроснабжения, что предполагает технологическое присоединение к одному источнику энергоснабжения, размер платы за технологическое присоединение для него определяется в соответствии с главой 2 Методических указаний. В случае если Заявитель при технологическом присоединении запрашивает вторую или первую категорию надежности электроснабжения, что предполагает технологическое присоединение к двум независимым источникам энергоснабжения, то размер платы за технологическое присоединение определяется согласно пункту 38 Методических указаний.

Стандартизированные ставки платы за технологическое присоединение исключенные из принимаемого проекта.

В целях утверждения стандартизированных тарифных ставок по мероприятиям, экспертами Минтарифов ВО были рассмотрены представленные территориальными сетевыми организациями обосновывающие документы о фактических расходах на строительство объектов электросетевого хозяйства. В результате рассмотрения было установлено наличие ошибок в указании протяженности линий, неверное отнесение к ставке по применяемым параметрам материалов/оборудования, несоответствие стоимости понесенных затрат по следующим ставкам:

- $C_{2.3.2.4.1.1}^{1-20\text{кВ}}$ «воздушные линии на железобетонных опорах неизолированным алюминиевым проводом сечением до 50 квадратных мм включительно одноцепные»;
- $C_{3.1.1.1.2.1}^{0,4\text{кВ и ниже}}$ «кабельные линии в траншеях одножильные с резиновой или пластмассовой изоляцией сечением провода от 50 до 100 квадратных мм включительно с одним кабелем в траншее»;
- $C_{3.6.2.1.1.1}^{0,4\text{кВ и ниже}}$ «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»;
- $C_{3.6.2.1.2.1}^{1-10\text{кВ}}$ «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»;
- $C_{4.5.5.1}^{1-20\text{кВ}}$ «комплектные распределительные устройства наружной установки (КРН, КРУН) номинальным током от 500 до 1000 А включительно с количеством ячеек до 5 включительно»;
- $C_{5.2.7.2}^{10/0,4\text{кВ}}$ «двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 1000 кВА до 1250 кВА включительно шкафного или киоскового типа»;
- $C_{5.2.10.2}^{10/0,4\text{кВ}}$ «двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 2000 кВА до 2500 кВА включительно шкафного или киоскового типа»;
- $C_{5.2.4.2}^{6/0,4\text{кВ}}$ «двухтрансформаторные и более подстанции (за исключением РТП) мощностью от 250 до 400 кВА включительно шкафного или киоскового типа».

По итогам рассмотрения, экспертами было принято решения не устанавливать данные ставки на 2025 год.

2. Расчет льготных ставок за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению к электрическим сетям территориальных сетевых организаций

Льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности при технологическом присоединении:

а) 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, 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;

б) энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), 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;

в) объектов микрогенерации заявителей – юридических лиц или индивидуальных предпринимателей, а также одновременно 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.

По фактически понесенным затратам за 2023 год на технологическое присоединение льготной категории заявителей до 15 кВт включительно, представленных ТСО, экспертами Минтарифов ВО произведен расчет фактической стоимости технологического присоединения 1 кВт максимальной мощности. Результаты расчета сведены в таблицу:

№ п/п	Наименование организации	Количество льготных договоров до 15 кВт, шт.	Заявленная максимальная мощность по договору, кВт	Выручка по договору, тыс. руб. (без НДС)	Фактически понесенные расходы по договору, согласно форм КС, тыс. руб. (без НДС)	Расчетное значение по факту деятельности, руб. с НДС/кВт
Итого:		4 770	52 836,61	8 477,02	272 657,57	6 192,47
1	ПАО "Россети Центр" (филиал ПАО "Россети Центр" - "Воронежэнерго")	3 677	43 159,64	5 191,24	221 738,10	6 165,15
2	АО "Воронежская горэлектросеть"	363	4 152,63	314,57	11 813,85	3 413,89
3	МУП "Бобровская горэлектросеть"	57	544,00	26,12	6 251,79	13 790,72
4	МУП "Борисоглебская горэлектросеть"	68	726,50	603,34	1 463,01	2 416,54
5	АО "Бутурлиновская электросетевая компания"	36	446,00	16,50	1 182,89	3 182,66
6	ООО "ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ-ВОРОНЕЖ"	78	395,32	42,90	805,99	2 446,59
7	ООО "Лискинская горэлектросеть"	78	447,00	35,75	6 641,90	17 830,61
8	МУП "Горэлектросети"	42	456,80	64,22	141,83	372,58
9	АО "Оборонэнерго" (филиал "Волго-Вятский")	4	21,00	12,75	8,66	494,89
10	МУП "Острогожская горэлектросеть"	198	965,50	482,95	9 784,02	12 160,35
11	Павловское МУПП "Энергетик"	38	372,72	112,48	5 440,78	17 517,10
12	Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО "РЖД"	3	35,00	1,37	5 465,80	187 398,75
13	МУП г. Россошь "ГЭС"	125	1 069,50	1 571,45	1 835,90	2 059,92
14	ООО "РСК"	3	45,00	1,37	83,04	2 214,45

Фактический размер ставки на 2024 год составил 6 900 руб. за 1 кВт включая НДС.

Индекс цен производителей (далее – ИЦП) по подразделу "Строительство" раздела "Капитальные вложения (инвестиции)", опубликованных Министерством экономического развития Российской Федерации на 2023 год составил – на 106,3% на 2024 год 107,3%, на 2025 год - 105,1%.

Таким образом, предлагаемая для установления на 2025 год льготная ставка составит 7 400 руб. за 1 кВт (с учетом НДС).

Для заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), владеющих 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, объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, при заключении договора членом малообеспеченной семьи (одиноко проживающим гражданином), среднедушевой доход которого ниже величины прожиточного минимума, установленного в Воронежской 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»; статье 17 Федерального закона от 24.11.1995 № 181-ФЗ «О социальной защите инвалидов в Российской Федерации» (вне зависимости от того, являются ли лица, указанные в данной статье нуждающимися в улучшении жилищных условий); статье 14 Закона Российской Федерации от 15.05.1991 № 1244-1 «О социальной защите граждан, подвергшихся воздействию радиации вследствие катастрофы на Чернобыльской АЭС»; статье 2 Федерального закона от 10.01.2002 № 2-ФЗ «О социальных гарантиях гражданам, подвергшимся радиационному воздействию вследствие ядерных испытаний на Семипалатинском полигоне»; части 8 статьи 154 Федерального закона от 22.08.2004 № 122-ФЗ «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»; 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»; Указе Президента Российской Федерации от 23.01.2024 № 63 «О мерах социальной поддержки многодетных семей» ставка составит:

$1\ 000 \times 1,063 \times 1,073 \times 1,051 = 1\ 198,77$ руб. за 1 кВт (с учетом НДС).

В случае заключения договора технологического присоединения энергопринимающих устройств Заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), владеющих 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, объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, лицами, указанными в абзацах одиннадцатом - девятнадцатом пункта 17 Правил технологического

присоединения (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 52, ст. 5525; 2022, № 27, ст. 4863), плата за технологическое присоединение энергопринимающих устройств и (или) объектов микрогенерации ($P_{\text{соц}}$) определяется исходя из стоимости мероприятий по технологическому присоединению в соответствии с формулой:

$$P_{\text{соц}} = \min\{P_{\text{станд.ст.}}; p_{\text{соц}} \cdot N\}, (1)$$

где:

$P_{\text{станд.ст.}}$ - стоимость мероприятий по технологическому присоединению, рассчитанная с использованием стандартизированных тарифных ставок по формуле платы за технологическое присоединение, руб.;

$p_{\text{соц}}$ - льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности при технологическом присоединении энергопринимающих устройств Заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), владеющих 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, объектов микрогенерации, в том числе за одновременное технологическое присоединение энергопринимающих устройств и объектов микрогенерации, при заключении договора лицом, предусмотренным абзацами одиннадцатым - девятнадцатым пункта 17 Правил технологического присоединения, руб./кВт;

N - запрашиваемая максимальная мощность присоединяемых устройств, кВт.

3. Расчет выпадающих доходов, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения льготных категорий заявителей

В материалах территориальных сетевых организаций представлен расчет выпадающих доходов от технологического присоединения, подлежащих включению в НВВ на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1. Суммарная величина выпадающих доходов на 2025 год складывается из следующего:

- плановые выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно;

- плановые выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно.

На основании пункта 10 методических указаний, утвержденных приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1, экспертами Минтарифов ВО определены расходы на выполнение организационных мероприятий и расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение и расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, исходя из:

- планируемых значений показателей, используемых при расчете указанных расходов в соответствии с Методическими указаниями (планируемый размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения, не включаемых в плату за технологическое присоединение);

- фактических значений показателей, используемых при расчете указанных расходов в соответствии с Методическими указаниями (фактический размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения, не включаемых в плату за технологическое присоединение).

Расчет фактического размера расходов за предыдущий период регулирования, связанных с осуществлением технологического присоединения, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, осуществляется с целью расчета отклонений и учета такого отклонения в тарифах на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования, утвержденных постановлением Правительства от 29.12.2011 № 1178.

В соответствии с абзацем 14 пункта 87 Основ ценообразования, в случае если по итогам хозяйственной деятельности прошедшего периода регулирования у сетевой организации появились экономически обоснованные расходы, превышающие объем средств, подлежащих компенсации сетевой организации в указанном периоде регулирования, за исключением расходов территориальных сетевых организаций на выполнение мероприятий по технологическому присоединению в части, превышающей размер расходов на осуществление указанных мероприятий, исходя из которого рассчитаны стандартизированные тарифные ставки, определяющие величину платы за технологическое присоединение к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, то регулирующие органы при представлении соответствующих обоснований учитывают эти расходы при установлении регулируемых цен (тарифов) на последующий период регулирования с учетом индексов-дефляторов, а если по итогам такого периода регулирования выявлены необоснованные расходы или излишне полученные доходы, то регулирующий орган принимает решение об их исключении из суммы расходов, учитываемых при установлении тарифов на следующий период регулирования с учетом индексов-дефляторов.

Экспертами произведен расчет плановых выпадающих доходов на 2025 год, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно.

В расчете плановых расходов на выполнение организационно-технических мероприятий, связанных с осуществлением технологического присоединения, экспертами применена стандартизированная тарифная ставка на покрытие расходов на выполнение организационных мероприятий, предлагаемая к утверждению на 2025 год.

Плановое количество договоров для каждой территориальной сетевой организации и средняя мощность заявителей определены экспертами на основании фактических средних данных по выполненным льготным договорам об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно за три предыдущих года. Расчет представлен в таблице:

№ п/п	Наименование организации	Среднее значение количества исполненных договоров ТП до 15 кВт, шт.
1	ООО «Лискинская горэлектросеть»	112
2	Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	14
3	АО «Воронежская горэлектросеть»	341
4	Филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»	1 548
5	ООО «РСК»	22
6	ООО «ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ-ВОРОНЕЖ»	15
7	Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»	3

Плановые расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения, определены экспертами с использованием стандартизированных тарифных ставок, предлагаемых к утверждению приказом Минтарифов ВО на 2025 год.

Общая сумма плановых выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, включаемых экспертами в НВВ на 2025 год сведена в таблицу:

№ п/п	Наименование организации	Принято на 2023 год	Корректировка за 2023 год	Предложение Минтарифов ВО по плановым выпадающим доходам на 2025 год
1	ООО «Лискинская горэлектросеть»	5 075,61	-1 172,80	2 743,84
2	Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	294,05	1 856,27	373,44
3	АО «Воронежская горэлектросеть»	56 826,91	32 040,41	63 650,11
4	Филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»	242 513,29	107 033,55	94 772,66
5	ООО «РСК»	760,82	-597,05	148,12
6	ООО «ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ-ВОРОНЕЖ»	609,07	138,49	0,00
7	Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»	0,00	0,00	61,55
ИТОГО		306 079,75	139 298,88	161 749,73

3.1. В материалах организации **ООО «Лискинская горэлектросеть»** представлен расчет выпадающих доходов от технологического присоединения, подлежащих включению в НВВ на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1. Величина выпадающих доходов на 2025 год определена ООО «Лискинская горэлектросеть» в сумме 4 815,36 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения на 2023 год были утверждены приказом ДГРТ ВО от 28.11.2022 № 72/16 «Об утверждении ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, осуществляющих свою деятельность на территории Воронежской области, на 2023 год» в сумме 5 075,61 тыс. руб.

При определении расчетным путем объема понесенных затрат, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, экспертами принята во внимание минимальная величина, полученная исходя из представленных организацией фактических и расчетных данных за 2023 год. Плановые расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения, определены экспертами с использованием стандартизированных тарифных ставок, предлагаемых к утверждению приказом Минтарифов ВО на 2025 год.

Плановый суммарный размер платы за льготное технологическое присоединение определен исходя из планового количества заявителей, льготной ставки (в размере 7 400 руб. с НДС), средней величины присоединяемой мощности.

Выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, за 2023 год приняты в сумме 4 035,64 тыс. руб.

Общая сумма выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, а также энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, подлежащих включению

в корректировку НВВ по результатам деятельности в 2023 году составляет с учетом ИЦП (- 1 172,80) тыс. руб.

Общий объем выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, на плановый период 2025 года рассчитан в сумме 2 743,84 тыс. руб.

3.2. В материалах организации **Юго-Восточной дирекции по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»** представлен расчет выпадающих доходов от технологического присоединения, подлежащих включению в НВВ на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1. Величина выпадающих доходов на 2025 год определена Юго-Восточной дирекции по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» в сумме 783,09 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения на 2023 год были утверждены приказом ДГРТ ВО от 28.11.2022 № 72/16 «Об утверждении ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, осуществляющих свою деятельность на территории Воронежской области, на 2023 год» в сумме 294,05 тыс. руб.

При определении расчетным путем объема понесенных затрат, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, экспертами принята во внимание минимальная величина, полученная исходя из представленных организацией фактических и расчетных данных за 2023 год. Плановые расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения, определены экспертами с использованием стандартизированных тарифных ставок, предлагаемых к утверждению приказом Минтарифов ВО на 2025 год.

Плановый суммарный размер платы за льготное технологическое присоединение определен исходя из планового количества заявителей, льготной ставки (в размере 7 400 руб. с НДС), средней величины присоединяемой мощности.

Выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, за 2023 год приняты в сумме 1 940,08 тыс. руб.

Общая сумма выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, а также энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, подлежащих включению в корректировку НВВ по результатам деятельности в 2023 году составляет с учетом ИЦП (1 856,27) тыс. руб.

Общий объем выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, на плановый период 2025 года рассчитан в сумме 373,44 тыс. руб.

3.3. В материалах организации **АО «Воронежская горэлектросеть»** представлен расчет выпадающих доходов от технологического присоединения, подлежащих включению в НВВ на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1. Величина выпадающих доходов на 2025 год определена АО «Воронежская горэлектросеть» в сумме 90 081,96 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения на 2023 год были утверждены приказом ДГРТ ВО от 28.11.2022 № 72/16 «Об утверждении ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, осуществляющих свою

деятельность на территории Воронежской области, на 2023 год» в сумме 56 826,91 тыс. руб.

При определении расчетным путем объема понесенных затрат, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, экспертами принята во внимание минимальная величина, полученная исходя из представленных организацией фактических и расчетных данных за 2023 год. Плановые расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения, определены экспертами с использованием стандартизированных тарифных ставок, предлагаемых к утверждению приказом Минтарифов ВО на 2025 год.

Плановый суммарный размер платы за льготное технологическое присоединение определен исходя из планового количества заявителей, льготной ставки (в размере 7 400 руб. с НДС и 1 198,77 руб. с НДС), средней величины присоединяемой мощности.

Выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, за 2023 год приняты в сумме 85 238,51 тыс. руб.

Общая сумма выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, а также энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, подлежащих включению в корректировку НВВ по результатам деятельности в 2023 году составляет с учетом ИЦП (32 040,41) тыс. руб.

Общий объем выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, на плановый период 2025 года рассчитан в сумме 63 650,11 тыс. руб.

3.4. В материалах организации **ПАО «Россети Центр» (Филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»)** представлен расчет выпадающих доходов от технологического присоединения, подлежащих включению в НВВ на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1. Величина выпадающих доходов на 2025 год определена ПАО «Россети Центр» (Филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго») в сумме 141 284,92 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения на 2023 год были утверждены приказом ДГРТ ВО от 28.11.2022 № 72/16 «Об утверждении ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, осуществляющих свою деятельность на территории Воронежской области, на 2023 год» в сумме 242 513,29 тыс. руб.

При определении расчетным путем объема понесенных затрат, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, экспертами принята во внимание минимальная величина, полученная исходя из представленных организацией фактических и расчетных данных за 2023 год. Плановые расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения, определены экспертами с использованием стандартизированных тарифных ставок, предлагаемых к утверждению приказом Минтарифов ВО на 2025 год.

Плановый суммарный размер платы за льготное технологическое присоединение определен исходя из планового количества заявителей, льготной ставки (в размере 7 400 руб. с НДС и 1 198,77 руб. с НДС), средней величины присоединяемой мощности.

Выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям за 2023 год приняты в сумме 337 424,50 тыс. руб.

Общая сумма выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, а также энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, подлежащих включению в корректировку НВВ по результатам деятельности в 2023 году составляет с учетом ИЦП (107 033,55) тыс. руб.

Таким образом, общий объем выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, на плановый период 2025 года рассчитан в сумме 94 772,66 тыс. руб.

3.5. В материалах организации **ООО «РСК»** представлен расчет выпадающих доходов от технологического присоединения, подлежащих включению в НВВ на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1. Величина выпадающих доходов на 2025 год определена ООО «РСК» в сумме 134,50 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения на 2023 год были утверждены приказом ДГРТ ВО от 28.11.2022 № 72/16 «Об утверждении ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, осуществляющих свою деятельность на территории Воронежской области, на 2023 год» в сумме 760,82 тыс. руб.

При определении расчетным путем объема понесенных затрат, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, экспертами принята во внимание минимальная величина, полученная исходя из представленных организацией фактических и расчетных данных за 2023 год.

Плановый суммарный размер платы за льготное технологическое присоединение определен исходя из планового количества заявителей, льготной ставки (в размере 7 400 руб. с НДС), средней величины присоединяемой мощности.

Выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, за 2023 год приняты в сумме – 441,73 тыс. руб.

Общая сумма выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, а также энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, подлежащих включению в корректировку НВВ по результатам деятельности в 2023 году составляет с учетом ИЦП (- 597,05) тыс. руб.

Общий объем выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, в связи с отсутствием мероприятий «последней мили» на плановый период 2025 года составит 148,12 тыс. руб.

3.6. В материалах организации **ООО «ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ-ВОРОНЕЖ»** представлен расчет выпадающих доходов от технологического присоединения, подлежащих включению в НВВ на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1. Величина выпадающих доходов на 2025 год определена ООО «ГОРЭЛЕКТРОСЕТЬ-ВОРОНЕЖ» в сумме 1 109,48 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения на 2023 год не были утверждены приказом ДГРТ ВО от 28.11.2022 № 72/16 «Об утверждении ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, осуществляющих свою деятельность на территории Воронежской области, на 2023 год».

При определении расчетным путем объема понесенных затрат, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения энергопринимающих

устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, экспертами принята во внимание минимальная величина, полученная исходя из представленных организацией фактических и расчетных данных за 2023 год.

Плановый суммарный размер платы за льготное технологическое присоединение определен исходя из планового количества заявителей, льготной ставки (в размере 7 400 руб. с НДС), средней величины присоединяемой мощности.

Выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, за 2023 год составляют 122,80 тыс. руб.

Общая сумма выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, а также энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно, подлежащих включению в корректировку НВВ по результатам деятельности в 2023 году составляет с учетом ИЦП (138,49) тыс. руб.

Общий объем выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, на плановый период 2025 года равен нулю.

3.7. В материалах организации **АО «Оборонэнерго» (филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»)** представлен расчет выпадающих доходов от технологического присоединения, подлежащих включению в НВВ на 2025 год в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1. Величина выпадающих доходов на 2025 год определена АО «Оборонэнерго» (филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго») в сумме 61,55 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения на 2023 год для организации не утверждались.

При определении расчетным путем объема понесенных затрат, связанных с осуществлением льготного технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно и энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, экспертами принята во внимание минимальная величина, полученная исходя из представленных организацией фактических и расчетных данных за 2023 год. Плановые расходы по мероприятиям «последней мили», связанные с осуществлением технологического присоединения, определены экспертами с использованием стандартизированных тарифных ставок, предлагаемых к утверждению приказом Минтарифов ВО на 2025 год.

Плановый суммарный размер платы за льготное технологическое присоединение определен исходя из планового количества заявителей, льготной ставки (в размере 7 400 руб. с НДС), средней величины присоединяемой мощности.

Выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, за 2023 год организацией не заявлены.

Общий объем выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, на плановый период 2025 года рассчитан в сумме 61,55 тыс. руб.

По предложению экспертов Минтарифов ВО при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ТСО на 2025 год предлагается принять выпадающие доходы от технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенной в данной точке присоединения мощности), а также заявителей с максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно в следующем размере:

Наименование организации	Выпадающие доходы, тыс. руб.
Общество с ограниченной ответственностью «Лискинская городская электрическая сеть»	2 743,84
Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» (Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»)	373,44
Акционерное общество «Воронежская горэлектросеть»	63 650,11
Публичное акционерное общество «Россети Центр» (Филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»)	94 772,66
Общество с ограниченной ответственностью «Региональная сетевая компания»	148,12
Акционерное общество «Оборонэнерго» (Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»)	61,55

Принято единогласно.

5. Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между обществом с ограниченной ответственностью «Лискинская Горэлектросеть» и публичным акционерным обществом «Россети Центр» (филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго») на территории Воронежской области на 2025 - 2029 годы

Выступили: Хицкова Е.В., Шелякина Л.Г., Гуськова Т.Л., Жегульская О.В., Попова Н.И., Цыганкова Е.М.

В адрес Минтарифов ВО от ООО «Лискинская Горэлектросеть» поступило письмо (вх. от 29.11.2024 № 55-10/4175), согласно которому организация ходатайствует о применении механизма сглаживания при установлении тарифа на передачу электрической энергии на 225 -2029 года.

Заявление об открытии дела об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям общество с ООО «Лискинская горэлектросеть», а также расчетные и обосновывающие материалы представлены в министерство тарифного регулирования Воронежской области (далее – Минтарифов ВО) через информационную систему ГИС ВО «Регулирование тарифов» письмом вх. от 25.04.2024 № 55-10ГИС/1792.

В ходе тарифной кампании организация представила дополнительные материалы для учета в корректировке тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год: вх. от 06.05.2024 № 55-10ГИС/2162; вх. от 14.05.2024 № 55-10ГИС/2295; вх. от 05.08.2024 № 55-10ГИС/3111; вх. от 31.10.2024 № 55-10ГИС/3849.

Смета расходов на 2025 год скорректирована письмом: вх. от 22.05.2024 № 55-10ГИС/2359; вх. от 18.10.2024 № 55-10ГИС/3707.

В рамках осуществления регионального государственного контроля (надзора) за установлением и (или) применением регулируемых государством цен (тарифов) в электроэнергетике проведен анализ выявления соответствия ООО «Лискинская горэлектросеть» параметрам, утвержденным индикаторами риска нарушения обязательных требований, или отклонения от таких параметров:

Превышение или уменьшение средневзвешенной цены (тарифа), определенной (определенного) на основании необходимой валовой выручки и объема полезного отпуска, предлагаемой к установлению на очередной период регулирования организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности, над средневзвешенной ценой (тарифом), определенной (определенным) на основании необходимой валовой выручки и объема полезного отпуска органом регулирования при установлении цены (тарифа) на предшествующий период регулирования, более чем в двукратном размере.

Показатель	Значение
НВВ, установленный Минтарифов ВО на предшествующий период	163 801,01 тыс. руб.
Объем полезного отпуска, установленный Минтарифов ВО на предшествующий период	120 979,12 тыс кВтч.
Средневзвешенный тариф, определенный Минтарифов ВО	1,35396 руб/кВтч
НВВ, предлагаемый к установлению	227 372,54 тыс. руб.
Объем полезного отпуска, предлагаемый к установлению	120 272,55 тыс кВтч.
Средневзвешенный тариф, предлагаемый к установлению	1,89048 руб/кВтч
Индикатор:	Не сработал

Расчет предлагаемых тарифов на предстоящий период регулирования организацией выполнен в соответствии с действующими методическими указаниями. Обосновывающие материалы соответствуют перечню, установленному п.17 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее - Правила регулирования №1178).

Приказом Минтарифов ВО от 21.05.2024 № 564-Д открыто дело об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр»- «Воронежэнерго» и ООО «Лискинская городская электрическая сеть» на период 2025-2029 годы.

Согласно ст. 23 Федерального закона от 26.03.2003г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» государственное регулирование цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые территориальными сетевыми организациями, осуществляется в форме установления долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности таких организаций.

2025 год является первым годом долгосрочного периода регулирования 2025-2029 гг. для ООО «Лискинская горэлектросеть». При расчёте необходимой валовой выручки использовались фактические данные регулируемой организации за 2023 год.

При подготовке экспертного заключения на основании пункта 24 Основ ценообразования также использованы имеющиеся в распоряжении Минтарифов ВО документы, в том числе отчетные материалы, за предыдущие периоды и информация, опубликованная в открытых информационных источниках.

1. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях регулируемой организации об установлении тарифов

Организацией, в течение 3 рабочих дней после представления заявления об установлении (корректировке) индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии в Минтарифов ВО, опубликовано на своем сайте в сети Интернет (<http://lgels.ru>) предложение о размере цен в порядке, установленном Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства РФ от 21 января 2004 года № 24 (далее – Стандарты № 24). Предложение организации по тарифам, размещенное на сайте организации, соответствует тарифной заявке, представленной в орган регулирования.

Достоверность документов и материалов, представленных в рамках тарифного дела в Минтарифов ВО, подтверждается электронной цифровой подписью директора ООО «Лискинская горэлектросеть» Завьялова Дениса Константиновича (распоряжение администрации городского поселения г. Лиски Лискинского муниципального района Воронежской области от 22.02.2024 г. № 31-р) действующего на основании Устава.

При проведении экспертизы расчетов специалистами экспертной группы во внимание принимались все отчетные данные и обосновывающие материалы, представленные ООО «Лискинская горэлектросеть», исходя из того, что информация, содержащаяся в представленных документах, является достоверной.

Ответственность за достоверность исходной информации несут уполномоченные лица ООО «Лискинская горэлектросеть».

2. Прогнозные показатели инфляции

Прогнозные показатели инфляции применялись в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации, разработанным Министерством экономического развития Российской Федерации и одобренным Правительством Российской Федерации, по состоянию на октябрь 2024 года: факт 2023 г. – 105,9 %, оценка 2024 г. – 108,0 %; 2025 г. – 105,8 %, 2026 г. – 104,3 %, 2027 г. - 104,0%, 2028 г. - 104,0 %, 2029 г. – 104,0 %.

3. Анализ соответствия организации критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Специалистами экспертной группы Минтарифов ВО проведен анализ соответствия ООО «Лискинская горэлектросеть» критериям отнесения к территориальной сетевой организации. В результате проведенного анализа выявлено соответствие ООО «Лискинская горэлектросеть» всем критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

ООО «Лискинская горэлектросеть» включено в перечень территориальных сетевых организациях, в отношении которых устанавливаются (пересматриваются) цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год, опубликованный на сайте Минтарифов ВО в соответствии с пунктом 30(1) Правил регулирования.

4. Общие сведения о хозяйственной деятельности организации.

ООО «Лискинская горэлектросеть» создано в результате реорганизации муниципального унитарного предприятия городского поселения Лиски Лискинского муниципального района Воронежской области «Лискинская городская электрическая сеть» в форме преобразования, утвержденным постановлением администрации городского поселения-город Лиски Лискинского муниципального района Воронежской области от 06.02.2024 г. № 78 «О внесении изменений в постановление администрации городского поселения-город Лиски от 20.09.2023 № 720 «Об условиях приватизации муниципального унитарного предприятия «Лискинская горэлектросеть».

ООО «Лискинская горэлектросеть» заключен договор оказания услуг по передаче электрической энергии от 19.11.2015 № 3600/21617/15 с ПАО «Россети Центр» (филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»).

Договор купли-продажи электрической приобретаемой сетевой организацией в целях компенсации потерь заключен между ООО «Лискинская горэлектросеть» и ПАО «ТНС энерго Воронеж» № 08 от 01.12.2021 г.

ООО «Лискинская горэлектросеть» имеет утвержденную инвестиционную программу от 25.09.2024 г. № 242 «Об утверждении инвестиционной программы ООО «Лискинская Горэлектросеть» на 2025-2029 годы».

Следует отметить, что согласно подпункту 11 пункта 17 Правил регулирования № 1178 организация представила разработанную в соответствии с установленными требованиями программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 2024-2028 годы, утвержденную генеральным директором ООО «Лискинская горэлектросеть» Завьяловым Д. К.

При расчете индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии учтено применение ООО «Лискинская горэлектросеть» общей системы налогообложения.

В соответствии с Таблицей 1.3 Показателей раздельного учета за 2022 год специалистами экспертной группы рассчитаны следующие проценты распределения по видам деятельности пропорционально выручке:

- «Передача электроэнергии» – 91,30%;
- «Технологическое присоединение» – 1,02%;

- «Прочая деятельность» – 7,68%.

В соответствии с Таблицей 1.3 Показателей отдельного учета за 2023 год специалистами экспертной группы рассчитаны следующие проценты распределения по видам деятельности пропорционально выручке:

- «Передача электроэнергии» – 86,86%;
- «Технологическое присоединение» – 5,52%;
- «Прочая деятельность» – 7,62%.

На основании представленных организацией данных специалистами экспертной группы рассчитан средний за 2 года процент распределения общехозяйственных расходов на деятельность по передаче электроэнергии – 89,08%.

5. Основные технические показатели деятельности организации.

Поступление электроэнергии в сеть ООО «Лискинская горэлектросеть» по уровням напряжения ВН, СН1, СН2 осуществляется от смежных сетевых организаций: филиала ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго», Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД». Полезный отпуск электроэнергии потребителям производится по уровням напряжения ВН, СН1, СН2 и НН. Электроэнергию на компенсацию потерь предприятие покупает у ПАО «ТНС энерго Воронеж».

На основании приказа ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» экспертами Минтарифов ВО рассчитано среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к активам и объектам электросетевого хозяйства ООО «Лискинская горэлектросеть», в том числе вводимым в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой, без учета месяца ввода в эксплуатацию, планируемых к эксплуатации в соответствующем году долгосрочного периода регулирования, и фактическое среднегодовое количество условных единиц на соответствующий год долгосрочного периода регулирования, который определяется с учетом фактического объема активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию.

По данным ООО «Лискинская горэлектросеть» фактическое количество условных единиц за 2023 год составляет 3090,421 у.е. и отличается от предоставленного организацией расчета у.е. согласно Методическим указаниям, который включает общее количество оборудования и материалов на 2756,72 у.е. (разница 333,701). На основании предоставленных организацией обосновывающих документов экспертами Минтарифов ВО за 2023 год принято 2718,8579 у.е. (среднегодовое количество условных единиц с учетом месяцев ввода объектов в эксплуатацию).

Итоговый объем условных единиц принимается как минимальная величина между количеством у.е. предложенным территориальной сетевой организацией и рассчитанным в результате анализа обосновывающих документов экспертами Минтарифов ВО.

Предложение ООО «Лискинская горэлектросеть» в тарифной заявке по объему условных единиц, включенных в состав расчета необходимой валовой выручки (далее – НВВ), на 2025 год составляет 3350,058 у.е. и отличается от предоставленного организацией расчета у.е. согласно Методическим указаниям, который включает общее количество оборудования и материалов на 2885,8022 у.е. (разница 464,2558 у.е.).

На основе анализа информации, подтверждающей используемые в расчете физические показатели, на 2025 год экспертами Минтарифов ВО принято количество условных единиц в размере 2855,9022 у.е. Снижение условных единиц на 29,90 у.е. обусловлено отсутствием документов, подтверждающих наличие либо технические характеристики электросетевых объектов.

Не приняты к учету следующие материалы и оборудование:

- 13 выключателя нагрузки 1-20 кВ. (резерв).

Суммарный объем у.е. ООО «Лискинская горэлектросеть», принятый экспертами на 2025 год

Период	Фактический объем у.е., принятый экспертами на 2023 год	Объем у.е., принятый экспертами в расчет НВВ на 2024 год	Объем у.е. на 2025 год по версии ТСО	Объем у.е., принятый экспертами в расчет НВВ на 2025год
ВН	0,00	0,00	0,00	0,00
СН1	320,55	317,20	340,60	320,55
СН2	1 793,40	1 970,74	2 354,04	1 930,26
НН	604,91	949,47	655,42	605,09
ИТОГО	2718,858	3237,408	3350,058	2855,9022

Норматив потерь электроэнергии на долгосрочный период регулирования рассчитан в соответствии с Приказом Минэнерго РФ от 26.09.2017 № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций» и определен в размере 11,47 %.

Наименование показателей	Ед. изм	Всего	В том числе по уровням напряжения			
			ВН	СН1	СН2	НН
Поступление в сеть	тыс. кВтч	460164,42 8	136820,5	139407,47 1	118039,856	65896,601
Поступление в сеть для отпуска на сторону	тыс. кВтч	460164,42 8	136820,500	139407,47 1	118039,856	65896,601
Отпуск электроэнергии в сеть	тыс. кВтч	123131,30 7	0,000	21747,717	42331,830	59051,760
Фактические потери электроэнергии	тыс. кВтч	17226,791	0	570,502	9811,449	6844,84
	%	3,74%	0,00%	0,41%	8,31%	10,39%
Сумма номинальных мощностей силовых трансформаторов	МВА	152,295		47,4	104,895	0
Протяженность линий (воздушных и кабельных) электропередачи в одноцепном выражении	км	537,248	0	8,87	193,71	334,67
в том числе протяженность воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении	км	389,708	0	6,474	127,154	256,08
Отношение отпуска электроэнергии в сеть к суммарной протяженности линий	тыс. кВтч/км		0,000	2450,723	0,000	176,449
Отношение отпуска электроэнергии в сеть к сумме номинальных мощностей силовых трансформаторов	тыс. кВтч/МВА		0,000	458,813	403,564	0,000
Соотношение протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении (доля ВЛ)	%		0,00	0,73	0,66	0,77
Норматив потерь электроэнергии по приказу Минэнерго России от 26.09.2017 № 887	%		0,00	5,45	8,49	13,49
Минимальное значение из норматива потерь и фактических потерь электрической энергии (п)	%		0,00	2,62	8,49	11,59

Плановый отпуск электрической энергии в сеть	тыс. кВтч	123983,67 9	0,000	1198,265	1474,871	121310,544
Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (N)	%	11,47				

Для расчета тарифов на услуги по передаче электроэнергии по сетям ООО «Лискинская горэлектросеть» на 2025 год экспертами Минтарифов ВО приняты следующие объемные показатели:

Показатели		Ед. изм.	Предложение МТ ВО		
			1 полугодие	2 полугодие	2025 год
Заявленная мощность потребителей		МВт	19,153	19,2192	19,19
Поступление в сеть	ВН	тыс. кВтч	67 854,717	68 493,022	136 347,74
	СН1	тыс. кВтч	1 234,317	1 245,928	2 480,25
	СН2	тыс. кВтч	606,192	611,894	1 218,09
	НН	тыс. кВтч	0,503	0,508	1,01
	всего	тыс. кВтч	69 695,729	70 351,352	140 047,08
Поступление в сеть для отпуска на сторону	ВН	тыс. кВтч	67 854,717	68 493,022	136 347,74
	СН1	тыс. кВтч	1 234,317	1 245,928	2 480,25
	СН2	тыс. кВтч	606,192	611,894	1 218,09
	НН	тыс. кВтч	0,503	0,508	1,01
	всего	тыс. кВтч	69 695,729	70 351,352	140 047,08
Потери в сетях на сторону		тыс. кВтч	7 994,100	8 069,300	16 063,40
		%	11,470	11,470	11,47
Полезный отпуск на сторону	ВН	тыс. кВтч			0,00
	СН1	тыс. кВтч			0,00
	СН2	тыс. кВтч			0,00
	НН	тыс. кВтч	58 128,629	58 709,052	116 837,68
	всего	тыс. кВтч	58 128,629	58 709,052	116 837,68

В соответствии с пунктом 37 Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861, экспертами Минтарифов ВО расчет полезного отпуска на сторону на 2025 год осуществлялся без учета объема электрической энергии, переданной в смежные сетевые организации, в размере 7 146 тыс. кВтч.

Удельный вес объема поступления электрической энергии в сеть ООО «Лискинская горэлектросеть» на 2025 год для передачи сторонним потребителям в общем объеме поступления в сеть составит 100 %.

6. Базовый уровень подконтрольных расходов на 2025 год.

Расходы на приобретение сырья и материалов, запасных частей, инструмента, топлива, используемых для производственных и хозяйственных нужд, рассчитываются на основании п 29 Основ ценообразования.

Вспомогательные материалы для ремонтно-эксплуатационных нужд

Ошибочно организацией по статье «Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо» заявлены расходы на проведении технического осмотра автотранспорта. Данные расходы перенесены в статью «Другие прочие подконтрольные расходы» в сумме – 14,03 тыс. руб. по факту 2023 года и 14,27 тыс. руб. в план 2025 года.

ООО «Лискинская горэлектросеть» повторно заявлены расходы на установку и монтаж пожарной сигнализации. Данные расходы учтены в статье «Работы и услуги производственного характера».

Специалистами экспертной группы исключены расходы на запчасти для автомобилей представительского класса Nissan Terrano с государственным номером Р331АТ и Ford Mondeo с государственным номером Н900УХ (далее – автомобили представительского класса).

Расходы на вспомогательные материалы для ремонтно-эксплуатационных нужд приняты специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности за 2023 год в размере – 1 617,64 тыс. руб., на 2025 год – 518,70 тыс. руб.

Горюче-смазочные материалы.

Расходы на масла и жидкости для автомобилей за 2023 год взяты с учетом доли распределения на регулируемый вид деятельности.

Затраты на топливо за 2023 год были рассчитаны специалистами экспертной группы пообъектно в разрезе каждого автомобиля. Исключены расходы на автомобили представительского класса, которые используют бензин марки АИ-95.

На основании представленных обосновывающих документов определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 1 873,86 тыс. руб.

Расходы на ГСМ на 2025 год определены исходя из среднегодовых пробегов автомобилей, участвующих в услугах по передаче электрической энергии, подтвержденных путевыми листами, среднего расхода топлива на 100 км в зависимости от времени года и цены топлива 2024 года с учетом индекса ИПЦ 2025 года.

Специалистами экспертной группы стоимость ГСМ определена исходя из проведенного анализа рыночных цен и экономической обоснованности представленных организацией документов в соответствии с требованиями пункта 29 Основ ценообразования № 1178 и подтверждающих исполнение организацией требований Федерального закона от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

По результатам мониторинга среднерыночная стоимость 1 литра составляет:

- АИ-92 - 47,08 тыс. руб., с учетом ИПЦ 2025 года - 49,81 руб.;
- Дизельное топливо - 54,85 тыс. руб., с учетом ИПЦ 2025 года - 58,03 руб.

Расчет расходов на ГСМ произведён в соответствии с методическими рекомендациями «Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте», утвержденных Минтранса России от 14.03.2008 № АМ-23-р.

Специалистами экспертной группы определен экономически обоснованный уровень расходов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности на 2025 год – 1 657,12 тыс. руб.

Основные средства до 100 тыс. руб.

В обоснование плановых затрат представлены коммерческие предложения, номенклатура потребностей в основных средствах.

Специалистами экспертной группы расходы основные средства до 100 тыс. руб. определены исходя из проведенного анализа рыночных цен в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования.

Таким образом, специалистами экспертной группы определен экономически обоснованный уровень расходов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности на 2025 год – 514,69 тыс. руб., в том числе:

Наименование	Количество	Стоимость, тыс. руб.
мини ПК	3,00	246,26
мини ПК	1,00	82,09
МФУ лазерное	1,00	57,71
монитор	4,00	36,73
Комплекующие для ремонта и модернизации оргтехники (блок питания, накопитель HDD, SSD, клавиатура, мышь и др.)	5,00	91,90

Прочие материалы

Специалистами экспертной группы расходы на канцелярские товары определены исходя из проведенного анализа рыночных цен в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования и номенклатуры, заявленной организацией, и определен экономически обоснованный уровень расходов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности на 2025 год – 214,49 тыс. руб.

Таким образом по итогам проведенного анализа специалистами экспертной группы рассчитан экономически обоснованный размер по статье «Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо» за 2023 год в размере 3 667,21 тыс. руб. и на 2025 год в размере 4 543,73 тыс. руб.

Расходы на работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных сетей) организация распределила следующим образом:

Наименование услуги	Факт за 2023 год, тыс. руб.	План на 2025 год, тыс. руб.
Оперативное и техническое обслуживание объектов ЭСХ	618,47	263,00
Экспертиза промбезопасности	132,00	132,00
Услуги по МУЖЭП №4	120,00	120,00
Наладка пожарной сигнализации	366,47	0,00
Проведение испытаний и измерений	19,77	0,00
Поверка приборов	19,77	0,00
Итого:	638,24	263,00

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 433,48 тыс. руб. и на 2025 год в размере 263,00 тыс. руб.

Фонд оплаты труда определен с учетом принятой на базовый год численности работников на регулируемый вид деятельности в количестве 91 человек и средней заработной платы в сумме 49286,09 руб.

Для определения численности проведен месячный анализ форм П-4 «Сведения о численности и заработной плате работников» за 2020-2023 годы в части фактической численности персонала, занятого деятельностью по передаче электрической энергии (без внешних совместителей), расчет нормативной численности и анализ штатного расписания.

Специалистами экспертной группы проведен расчет среднего тарифного коэффициента ООО «Лискинская горэлектросеть» в соответствии с рекомендациями о едином порядке оплаты труда по тарифным ставкам (должностным окладам) работников электроэнергетики. Полученное значение составило 1,894.

Таким образом, сумма расходов на оплату труда по деятельности, связанной с передачей электрической энергии, включаемая специалистами экспертной группы в состав базового уровня подконтрольных расходов на 2025 год без учета выплат на социальное развитие, составляет 53 939,48 тыс. руб.

Организацией представлен план капитального ремонта только на 2025 год, в следствии чего, расходы на капитальный ремонт были разбиты на весь период регулирования и определены на 2025 год в размере 1 667,27 тыс. руб.

Расходы по данной статье прочие подконтрольные расходы по итогам работы 2023 года сложились по предложению организации в сумме – 4 924,26 тыс. руб., в том числе:

Плановые расходы по статье «Прибыль на социальное развитие» на 2023 год утверждены в размере 4 740,17 тыс. руб. Превышение фактически понесенных затрат над утвержденными у организации отсутствует.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 1 503,89 тыс. руб. и на 2025 год в размере 1 762,319 тыс. руб.

Услуги связи.

Сумма договоров на обслуживание системы видеонаблюдения и предоставление VPN-каналов для доступа к серверам видеонаблюдения от 09.01.2023 г. № 01062022 и от 01.10.2023 г. № 01062022 с поставщиком ООО «ВидеоХостинг» составляет 124,80 тыс. руб., организация не предоставила дополнительные соглашения о повышении стоимости по данным договорам. Следовательно, выйти за указанную сумму договоров не представляется возможным.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 301,98 тыс. руб. и на 2025 год в размере 353,88 тыс. руб.

Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства.

Расходы организация распределила следующим образом:

Наименование организации	Факт за 2023 год, тыс. руб.	План на 2025 год, тыс. руб.
ОВО по Лискинскому району	94,34	98,30
ГУП ВО "ОБЛКОММУНСЕРВИС"	157,92	165,00
МУП "Водоканал"	15,52	16,17
ООО "Круг"	19,10	20,00
Итого:	286,88	299,47

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 249,18 тыс. руб. и на 2025 год в размере 292,01 тыс. руб.

Расходы на юридические и информационные услуги.

Расходы организация распределила следующим образом:

Наименование организации	Факт за 2023 год, тыс. руб.	План на 2025 год, тыс. руб.
ООО "Консультант-Информ"	85,90	89,50
ООО "Лиски-Дизайн"	2,60	3,00
ООО "Медиа Альянс"	9,21	10,00
Итого:	97,71	102,50

Специалисты экспертной группы отмечают, что расходы на публикацию объявления в газете и размещение РИМ в эфире радиостанции не являются обязательными для осуществления деятельности по передаче электрической энергии и полностью исключаются при формировании НВВ, как экономически необоснованные.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 74,61 тыс. руб. и на 2025 год в размере 87,43 тыс. руб.

Расходы на аудиторские и консультационные услуги.

Расходы организация распределила следующим образом:

Наименование организации	Факт за 2023 год, тыс. руб.	План на 2025 год, тыс. руб.
ООО АФ "Стандарт-Аудит"	150,00	250,00
обслуживание сервисного оборудования ИСУЭ	0,00	262,00
Итого:	150,00	512,00

Специалисты экспертной группы отмечают, что расходы на оказание услуг по оценке рыночной стоимости движимого имущества не являются обязательными для осуществления деятельности по передаче электрической энергии и полностью исключаются при формировании НВВ, как экономически необоснованные. Организацией не предоставлено обоснование плановых расходов на обслуживание сервисного оборудования интеллектуальной системы учета электроэнергии.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 130,29 тыс. руб. и на 2025 год в размере 152,68 тыс. руб.

Транспортные услуги.

Расходы организация распределила следующим образом:

Наименование организации	Факт за 2023 год, тыс. руб.	План на 2025 год, тыс. руб.
ООО "Деловые Линии"	33,80	35,30
Прочие контрагенты	55,70	58,04
ООО "Корпорация Металлинвест"	17,83	19,00
Итого:	107,33	112,34

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 93,23 тыс. руб. и на 2025 год в размере 109,25 тыс. руб.

Расходы на командировки и представительские.

Расходы организация распределила следующим образом:

Пункт назначения	Факт за 2023 год, тыс. руб.		План на 2025 год, тыс. руб.	
	Цель выезда	сумма	Цель выезда	сумма
г. Москва ООО "Институт Правовой Экспертизы"	сдача экзамена	4,20	сдача экзамена	4,20
г. Сочи ООО "Тематические решения"	участие в конференции по интел. системе учета	2,80	участие в конференции по интел. системе учета	2,92
г. Москва	получение ведомственной награды в Министерстве энергетики РФ	8,70	получение ведомственной награды в Министерстве энергетики РФ	9,07
Итого:	-	15,70	-	16,19

ООО «Лискинская горэлектросеть» не предоставлены обосновывающие документы на участие в конференции по интеллектуальной системе учета и получение ведомственной награды в Министерстве энергетики РФ.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 7,56 тыс. руб. и на 2025 год в размере 8,86 тыс. руб.

Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности.

Затраты на специальную одежду и обувь на плановый период определены исходя из количества работников, участвующих в деятельности по передаче электрической энергии, которым предусмотрена выдача средств индивидуальной защиты в соответствии приказом Минтруда России от 29.10.2021 г. № 767н «Об утверждении единых типовых норм выдачи средств индивидуальной защиты и смывающих средств», стоимости специальной одежды и обуви и нормы эксплуатации.

Стоимость специальной одежды и обуви определена специалистами экспертной группы исходя из проведенного анализа рыночных цен в соответствии с пунктом 29 Основ ценообразования.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 527,86 тыс. руб. и на 2025 год расходы на спецодежду и средства защиты приняты в размере 2 699,14 тыс. руб.

Расходы на страхование.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023. При этом, расходы на ОСАГО автомобилей представительского класса не приняты в полном объеме, поскольку включение в состав НВВ расходов на автомобили представительского класса нарушает баланс экономических интересов поставщиков и потребителей электрической энергии.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 236,91 тыс. руб. и на 2025 год в размере 283,82 тыс. руб.

Другие прочие расходы.

Ошибочно организацией по статье «Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо» заявлены расходы на проведении технического осмотра

автотранспорта. Данные расходы перенесены в статью «Другие прочие подконтрольные расходы» в сумме – 14,03 тыс. руб. по факту 2023 года и 14,27 тыс. руб. в план 2025 года

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 177,51 тыс. руб. и на 2025 год в размере 203,23 тыс. руб.

Электроэнергия на хозяйственные нужды.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов с учетом доли отнесения на регулируемый вид деятельности определен экономически обоснованный уровень расходов за 2023 год в размере 498,07 тыс. руб.

Расходы на электроэнергию на хозяйственные нужды на 2025 год определены исходя из фактического объема потребления электроэнергии и доли отнесения на вид деятельности передача электроэнергии в размере 647,87 тыс. руб.

Таким образом, экономически обоснованный уровень подконтрольных расходов на 2025 год составляет 67 013,91 тыс. руб.

В соответствии со статьей 34 Основ ценообразования операционные расходы (базовый уровень операционных расходов), учитываемые при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике, не должны превышать уровень таких расходов, определенный при соблюдении условия непревышения удельной величины операционных расходов (базового уровня операционных расходов) в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, над удельной величиной операционных (подконтрольных) расходов (базового уровня операционных (подконтрольных) расходов) территориальной сетевой организации, которая соответствует на очередной период регулирования критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации в административных границах субъекта Российской Федерации, в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования.

Крупнейшей территориальной сетевой организацией Воронежской области признано ПАО «Россети Центр» (филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»).

Удельная величина операционных расходов ПАО «Россети Центр» (филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго») в расчете на единицу количества активов (далее – у.е.), необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования, составляет 22,4032 тыс. руб. на 1 у.е.

Удельная величина операционных расходов ООО «Лискинская горэлектросеть» в расчете на единицу у.е., необходимых для осуществления регулируемой деятельности на 2025 год, составляет 23,4651 тыс. руб. на 1 у.е., что превышает удельную величину операционных расходов в расчете на единицу у.е., необходимых для осуществления регулируемой деятельности на 2025 год крупнейшей территориальной сетевой организации Воронежской области.

В следствии чего, экспертами Минтарифов ВО скорректирован базовый уровень подконтрольных расходов ООО «Лискинская горэлектросеть» из расчета непревышения уровня удельной величины операционных расходов в расчете на единицу у.е. ПАО «Россети Центр» (филиал ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго»). Расчет приведен в таблице:

п/п	Наименование статей	Ед. изм.	Экономически обоснованный базовый уровень подконтрольных расходов	Базовый уровень подконтрольных расходов, принимаемый Минтарифов ВО
1	Подконтрольные расходы всего, в т.ч.:	тыс. руб.	67 013,91	63 981,35
1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс. руб.	4 543,73	4 338,11
1.2.	Работы и услуги производственного	тыс. руб.	263,00	251,10

	характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных сетей)			
1.3.	Фонд оплаты труда	тыс. руб.	53 939,48	51 498,57
1.4.	Ремонт основных фондов	тыс. руб.	1 667,27	1 591,82
1.5.	Прочие подконтрольные расходы, в т.ч.:	тыс. руб.	6 600,44	6 301,75
1.5.1	Прибыль на социальное развитие (включая социальные выплаты)	тыс. руб.	1 762,319	1 682,57
1.5.2	Услуги связи	тыс. руб.	353,876	337,86
1.5.3	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс. руб.	292,01	278,79
1.5.4	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс. руб.	87,43	83,47
1.5.5	Расходы на аудит. и консультационные услуги	тыс. руб.	152,68	145,77
1.5.6	Транспортные услуги	тыс. руб.	109,25	104,30
1.5.7	Расходы на командировки и представ.	тыс. руб.	8,86	8,45
1.5.8	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс. руб.	2 699,14	2 576,99
1.5.9	Расходы на страхование	тыс. руб.	283,82	270,97
1.5.10	Другие прочие расходы	тыс. руб.	203,23	194,03
1.5.11	Электротенергия на хозяйственные нужды	тыс. руб.	647,87	618,55
1.5.12	Расходы из прибыли в составе подконтрольных расходов	тыс. руб.	0,00	0,00

7. Неподконтрольные расходы.

Экономически обоснованными на 2025 год расходы на теплоснабжение приняты экспертами, исходя из среднего фактического объема потребления теплоэнергии, тарифа на теплоэнергию с учетом установленного индекса потребительских цен и с учетом доли распределения на регулируемый вид деятельности в сумме 683,82 тыс. руб.

Специалистами экспертной группы на основании представленных обосновывающих документов определен экономически обоснованный уровень расходов на 2025 год на аренду земельных участков в размере 220,91 тыс. руб.

Отчисления на страховые взносы производятся на основании статьи 425 Налогового кодекса РФ. Кроме того, к данной группе расходов относится также взнос в Фонд социального страхования на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. ООО «Лискинская горэлектросеть» фондом социального страхования присвоен 3 класс профессионального риска, что соответствует страховому тарифу в размере 0,40% к начисленной оплате труда по всем основаниям, как следует из уведомления Фонда социального страхования о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Экономически обоснованный размер затрат по статье «Социальные страховые взносы», принимаемый экспертами в состав НВВ на 2025 год, составляет 15 655,57 тыс. руб., или 30,40% от экономического обоснованного фонда оплаты труда.

Согласно Учетной политике организации, амортизация начисляется линейным способом. Порядок определения расходов на амортизацию, учитываемых при установлении регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, установлен пунктом 27 Основ ценообразования. Согласно абзацу пятому пункта 27 Основ ценообразования при расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Согласно пункту 27.1 Основ ценообразования, расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов, учитываются в тарифах на услуги по передаче

электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, при условии наличия у территориальной сетевой организации утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике инвестиционной программы на очередной период регулирования или проекта инвестиционной программы на очередной период регулирования, который в текущем периоде регулирования проходит рассмотрение (утверждение) в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

В отношении территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, при расчете на плановый период регулирования расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов учитываются в размере амортизационных отчислений, предусмотренных источником финансирования утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике инвестиционной программы на очередной период регулирования или проекта инвестиционной программы на очередной период регулирования, который в текущем периоде регулирования проходит рассмотрение (утверждение) в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ.

Инвестиционная программа ООО «Лискинская Горэлектросеть» утверждена приказом от 25.09.2024 г. № 242 «Об утверждении инвестиционной программы ООО «Лискинская Горэлектросеть» на 2025-2029 годы».

Экспертами произведен пообъектный расчет амортизационных отчислений на основные средства в соответствии с п. 27 Основ ценообразования, находящиеся в собственности организации и определен на 2025 год в размере 10975,99 тыс. руб. и за 2023 г. в размере 7 968,05 тыс. руб.

По предложению организации расходы по статье «Налог на прибыль» в 2025 году составят 4 313,00 тыс. руб., в т.ч. налог на капвложения из прибыли 0,00 тыс. руб.

В соответствии с пунктом 20 Основ ценообразования в необходимую валовую выручку включается величина налога на прибыль организаций по регулируемому виду деятельности, сформированная по данным бухгалтерского учета за последний истекший период.

Специалистами экспертной группы расходы по налогу на прибыль по виду деятельности «Передача электрической энергии по электрическим сетям» / «Технологическое присоединение к электрическим сетям» за 2023 год в размере 705,53 тыс. руб. принимаются как экономически обоснованные.

Экономически обоснованный размер затрат по данной статье, принимаемый экспертами в состав НВВ на 2025 год в соответствии с пунктом 20 Основ ценообразования, составляет 705,53 тыс. руб.

Налог на землю на 2025 год принят в размере 263,88 тыс. руб.

В соответствии с п. 21.1 ст. 381 Налогового кодекса Российской Федерации с 1 января 2025 года от уплаты налога на имущество освобождаются системообразующие территориальные сетевые организации и территориальные сетевые организации - в отношении линий электропередачи, трансформаторных и иных подстанций, распределительных пунктов классом напряжения до 35 кВ включительно, а также кабельных линий электропередачи и оборудования, предназначенного для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии, вне зависимости от класса их напряжения.

Специалистами экспертной группы произведен пообъектный расчет суммы налога на имущество организации на 2025 год на основании стоимости имущества, облагаемого налогом, амортизационных отчислений и ставок налога на имущество. Определенная таким образом величина налога на имущество на 2025 год составила 71,01 тыс. руб.

Величина транспортного налога определяется в соответствии с Главой 28 Налогового кодекса Российской Федерации. Транспортный налог рассчитывается на основании действующих ставок, типа транспортного средства и мощности его двигателя в размере 55,68 тыс. руб.

Выпадающие доходы от технологического присоединения на 2023 год утверждены Приказом ДГРТ ВО от 28.11.2022 № 72/16 «Об утверждении ставок платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям территориальных сетевых организаций, осуществляющих свою деятельность на территории Воронежской области, на 2023 год» в сумме 5075,61 тыс. руб.

В обоснование фактических затрат представлены договоры об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, акты о выполнении технических условий за 2023 год, заявки на технологическое присоединение, технические условия к договорам.

На основе документов приняты экономически обоснованные выпад расходы за 2023 год в размере 4035,64 тыс. руб. С учетом ИЦП 2024 года 7,3% и ИЦП 2025 года 5,1% корректировка выпадающих расходов за 2023 год, включаемая в НВВ на 2025 год, составит (-1 172,80) тыс. руб. со знаком «минус».

Общая сумма плановых выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, включаемых экспертами в НВВ на 2025 год составляет 2 743,84 тыс. руб.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний «расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «+»), или полученного избытка (со знаком «-») за последний истекший период регулирования», в части величины отклонения подконтрольных расходов, в НВВ ООО «Лискинская горэлектросеть» включены денежные средства с учетом ИПЦ в размере $(-2\ 488,42) * 1,08 * 1,058 = (-2\ 843,37)$ тыс. руб. со знаком «минус»; в части величины отклонения неподконтрольных расходов $(-266,19) * 1,08 * 1,058 = (-304,16)$ тыс. руб. со знаком «минус»; в части величины отклонения по изменению полезного отпуска и цен на электроэнергию в размере $(-4\ 065,00) * 1,08 * 1,058 = (-4\ 644,84)$ тыс. руб. со знаком «минус»; корректировка НВВ на 2025 год с учетом фактических показателей уровня надежности и качества оказываемых услуг 2023 года составит: $80\ 000,50$ тыс.руб. * 1,00% = 800,01 тыс. руб.

Из представленных материалов невозможно сделать вывод об обоснованности количества приборов учета, подлежащих замене, специалистами экспертной группы расходы, предусмотренные пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» за 2023 год составили 0,00 тыс. руб.

8. Анализ экономической обоснованности расходов на оплату потерь электрической энергии.

В соответствии с Основами ценообразования в составе тарифов на услуги по передаче электрической энергии учитываются расходы на оплату нормативных технологических потерь электроэнергии.

Стоимость потерь электроэнергии на ее передачу по сетям организации определена на первое полугодие 2025 года, исходя из объема потерь электроэнергии в количестве 7 994,10 тыс. кВтч, утверждённом в СПБ на 2025 год, и цены электроэнергии на покупку потерь в размере 4,09 руб./кВтч (без НДС).

Стоимость потерь электроэнергии на ее передачу по сетям организации определена на второе полугодие 2025 года, исходя из объема потерь электроэнергии в количестве 8 069,30 тыс. кВтч, утверждённом в СПБ на 2025 год, и цены на покупку потерь электроэнергии в размере 4,62 руб./кВтч (без НДС).

Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии организации на 2025 год составит 69 940,72 тыс. руб.

9. Величина сглаживания

Письмом исх 1043 от 29.11.2024 ООО «Лискинская горэлектросеть» ходотайствовала о применении механизма сглаживания отрицательной величины корректировок за 2023 год на 2026 год.

В соответствии с пунктом 7 Правил регулирования № 1178 при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, регулирующие органы в целях сглаживания изменения тарифов могут распределять по годам в течение периода, который не может быть более 5 лет, в том числе относящимся к разным долгосрочным периодам регулирования, корректировки необходимой валовой выручки сетевых организаций, проводимые по итогам года, предшествующего текущему периоду регулирования, в соответствии с абзацем тридцать вторым пункта 38 настоящего документа (распределению подлежит суммарная величина положительных и отрицательных корректировок необходимой валовой выручки сетевой организации по итогам соответствующего периода), а также выявленные по результатам проверки хозяйственной деятельности сетевых организаций исключаемые экономически необоснованные доходы и расходы.

При этом величина распределяемых корректировок необходимой валовой выручки территориальной сетевой организации, проводимых по итогам года, предшествующего текущему периоду регулирования, не может превышать 12 процентов от величины необходимой валовой выручки на очередной период регулирования, рассчитанной в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктом 38 настоящего документа, без учета расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли, расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети и по сетям территориальных сетевых организаций, возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства, используемых для осуществления регулируемой деятельности, в том числе по договорам финансовой аренды (лизинга), а также без учета распределенной величины, включенной в необходимую валовую выручку на очередной период регулирования в соответствии с абзацем пятнадцатым настоящего пункта (но не выше суммарной величины корректировок необходимой валовой выручки).

Индексы потребительских цен в соответствии с прогнозом социально - экономического развития Российской Федерации на период до 2027 года составили:

- ИПЦ 2024 к 2023 (оценка МЭР в среднем за год) = 8,0 %;
- ИПЦ 2025 к 2024 (прогноз МЭР в среднем за год) = 5,8 %;
- ИПЦ 2026 к 2025 (прогноз МЭР в среднем за год) = 4,3 %;

В целях сглаживания изменения тарифов определено, что величина сглаживания 4 400 тыс. руб. с учетом ИПЦ 2024 и 2025 годов (3 850,73 тыс. руб. без учета ИПЦ) не превышает 12% от НВВ согласно п. 7 Основ ценообразования.

Таким образом, плановый остаток, подлежащий к исключению в последующие периоды регулирования, составит:

- 2026 год – 4 589,20 тыс. руб. со знаком «минус» с учетом ИПЦ 2024-2026 гг. (3850,73 тыс. руб.*1,08*1,058*1,043);

10. Заключение.

Исходя из вышеизложенного, совокупная НВВ ООО «Лискинская горэлектросеть» (с учетом стоимости оплаты потерь электроэнергии), рассчитанная специалистами экспертной группы на 2025 г. составит 91 570,36 тыс. руб., в том числе:

С учетом действующей схемы расчетов между сетевыми организациями при котловом методе расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Воронежской области и в связи с проведением корректировки необходимой валовой выручки ООО «Лискинская горэлектросеть» предлагаются к установлению на 2025 год индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между филиалом ПАО «Россети Центр» - «Воронежэнерго» и ООО «Лискинская горэлектросеть», (без НДС):

период	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка на содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
с 01.01.2025 г.	396 424,23	562,42	1,34614
с 01.07.2025 г.	399 028,79	634,45	1,41821

Принято единогласно.

Приложение: копия приказов Минтарифов ВО от 29.11.2024 № 55/1, № 55/5.

Начальник отдела тарифов на электроэнергию

Е.В. Хицкова

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН
ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Подписант : Хицкова Елена Владимировна
Дата и время подписания : 10.12.2024 17:30:46 +0300

Дмитриева Алина Игоревна
212-68-81