

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ДЕПАРТАМЕНТА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
ЦЕН И ТАРИФОВ КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ ПО ДОЛГОСРОЧНЫМ
ПАРАМЕТРАМ РЕГУЛИРОВАНИЯ И ТАРИФАМ НА УСЛУГИ
ПО ПЕРЕДАЧЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОАО «РЖД»
НА ТЕРРИТОРИИ КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ДОЛГОСРОЧНЫЙ ПЕРИОД РЕГУЛИРОВАНИЯ
2025-2029 ГГ.**

Кострома, 2024

1. Основные положения

1.1. Цель экспертизы

Целью настоящей экспертизы является определение долгосрочных параметров регулирования и тарифов на услуги по передаче электрической энергии для ОАО «РЖД» на территории Костромской области на долгосрочный период регулирования 2025-2029 годы.

Предметом настоящей экспертизы являются обосновывающие и расчетные материалы, определяющие уровень размера тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям ОАО «РЖД» на территории Костромской области, представленные регулируемой организацией для проведения экспертизы, а также дополнительные материалы, полученные в ходе экспертизы.

1.2. Нормативная (методическая) база

В ходе проведения экспертизы использована следующая основная нормативно-правовая и методическая база:

1. Налоговый Кодекс Российской Федерации.
2. Федеральный закон от 26.03.2003 №35-ФЗ «Об электроэнергетике».
3. Федеральный закон от 18.07.2011 №223-ФЗ «О закупках, товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд».
4. Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».
6. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 №861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг. Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг. Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил 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».
7. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов, одобренный на заседании Правительства Российской Федерации (сентябрь 2024 года).
8. Приказ ФАС России от 22.07.2024 № 489/24 «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) в электроэнергетике и (или) их предельных уровней и формы решения исполнительного органа субъекта Российской Федерации в

области государственного регулирования тарифов об установлении цен (тарифов) в электроэнергетике и (или) их предельных уровней».

9. Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденные приказом ФСТ России от 17.02.2012 №98-э.

10. Методические указания по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденные Приказом Минэнерго от 29 ноября 2016 г. №1256.

11. Методические указания по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденные Приказом ФСТ РФ от 26 октября 2010 г. №254-э/1.

Сокращения, используемые в настоящем заключении:

ФЗ об электроэнергетике	Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»
ПП №1178	Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»
Основы ценообразования	Основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 №1178
Правила госрегулирования тарифов	Правила государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике утвержденные Постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»
Методические указания №98-э	Методические указания по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки», утвержденные приказом ФСТ России от
НПА	Нормативно-правовые акты
НВВ	Необходимая валовая выручка
ТБР	Тарифно-балансовые решения
СТСО	Системообразующая территориальная сетевая организация
ТСО	Территориальная сетевая организация
Департамент ГРЦ и ТКО, Департамент, орган регулирования	Департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области
ОАО «РЖД», регулируемая организация	ОАО «РЖД» на территории Костромской области

Прогноз	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов, одобренный на заседании Правительства Российской Федерации (сентябрь 2024 года)
ИПЦ	Индекс потребительский цен
ИЦП	Индекс цен производителей
ТБР	Тарифно-балансовое решение
от 19.04.2024 №СЕВНТЭ/ТР-71	Заявление об установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «РЖД» в границах Костромской области на 2025-2029 годы
от 10.10.2024 №СЕВНТЭ/ТР-146	Скорректированное заявление об установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «РЖД» в границах Костромской области на 2025-2029

1.3. Наименование и реквизиты регулируемой организации, в отношении которой проводится экспертиза

Полное наименование предприятия в соответствии с Уставом	Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»
Сокращенное наименование	ОАО «РЖД»
Дата и номер государственной регистрации юридического лица	23.09.2003 сер. 77 № 007105126
Наименование регистрирующего органа	Межрайонная инспекция МНС России № 39 по г. Москве
Дата утверждения Устава предприятия	18.09.2003
Дата внесения записи в ЕГРЮЛ	12.10.2008
Дата постановки на учет юридического лица в налоговом органе и наименование налогового органа	19.10.2003, Межрегиональный ИМНС России по крупнейшим налогоплательщикам № 6
Сведения о юридическом лице:	
ИНН	7708503727
КПП	997650001
ОГРН	1037739877295
Юридический адрес	107174, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 2
Полное наименование филиала	Северная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение «Трансэнерго»- филиала ОАО «РЖД»
Сокращенное наименование филиала	Северная дирекция по энергообеспечению
Фактический адрес	150003, г. Ярославль, ул. Кооперативная, д. 8
Адрес электронной почты предприятия E-mail	nee-nord@nrr.ru
Электронный адрес официального сайта предприятия	www.rzd.ru
Наличие нерегулируемых (других регулируемых) видов деятельности	нет
Наличие раздельного учёта затрат по регулируемым видам деятельности	есть
Плательщик НДС	да
Является ли деятельность профильным видом деятельности	да
Вид(-ы) деятельности организации	Передача электроэнергии
Наличие статуса ТСО	да
URL-ссылка на документ, подтверждающий статус	https://tarif.kostroma.gov.ru/tarify/energetika/raznoe.php

1.4. Информация о рассмотрении дела об установлении цен (тарифов)

Заявление организации	Дата регистрации	19.04.2024
	Номер входящий	№ О-1142
	Период регулирования, предложенный организацией	2025-2029 гг.
	Метод регулирования, предложенный организацией	метод индексации необходимой валовой выручки
Решение об открытии дела об установлении тарифов	Фамилия Имя Отчество уполномоченного по делу	Осипова Людмила Владимировна
	Должность уполномоченного по делу	Начальник отдела регулирования в электроэнергетике и газе департамента государственного регулирования цен и тарифов Костромской области
	Контактный телефон уполномоченного по делу	(4942) 31-72-64
	e-mail уполномоченного по делу	energy@tariff44.ru
	Выбранный метод регулирования	метод индексации необходимой валовой выручки
	Период регулирования	2025-2029 гг.

1.5. Перечень утвержденных инвестиционных программ

Муниципальный район	Костромская область	
Муниципальное образование	Костромская область	
ОКТМО	34701000 (г. Кострома)	
Дополнительные признаки дифференциации тарифов	по уровням напряжения, по полугодиям, отдельно для населения и прочих потребителей	
Сроки реализации действия инвестиционной программы	Начало	2024 год
	Окончание	2029 год
Реквизиты решения	Наименование	Об утверждении инвестиционной программы Северной дирекции по энергообеспечению-структурного подразделения Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» на 2024-2029 годы в границах Костромской области
	Вид	Постановление департамента строительства, ТЭК и ЖКХ Костромской области
	Номер	№ 17
	Дата принятия	29.05.2024
	URL-ссылка на решение	https://gkh.kostroma.gov.ru/otraslevaya-informatsiya/investitsionnye-programmy/elektroenergetika.php

1.6. Метод регулирования в отношении территориальной сетевой организации ОАО «РЖД» на территории Костромской области

В соответствии с пунктом 12 Основ ценообразования при регулировании цен (тарифов) применяются метод экономически обоснованных расходов (затрат), метод индексации тарифов, метод сравнения аналогов, метод доходности инвестированного капитала и метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки.

Выбор метода регулирования в отношении каждой организации, осуществляющей регулируемую деятельность, производится регулирующим

органом с учетом положений Основ ценообразования.

В отношении ОАО «РЖД» на территории Костромской области на новый долгосрочный период регулирования 2025 - 2029 гг. выбран метод индексации необходимой валовой выручки (приказ департамента от 26.04.2024 №59-Т).

1.7. Оценка достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней

Предметом настоящей экспертизы являются обосновывающие и расчетные материалы, полученные в ходе экспертизы.

ОАО «РЖД» обратилось в департамент государственного регулирования цен и тарифов Костромской области с заявлением от 19.04.2024 №СЕВНТЭ/ТР-71 (вх. № О-1142 от 19.04.2024).

Предложение ОАО «РЖД» об установлении (корректировке) тарифов опубликовано на официальном сайте организации в сети «Интернет»: <https://company.rzd.ru/api/media/resources...>

При выполнении экспертизы Департаментом использовались обосновывающие документы ОАО «РЖД», подписанные уполномоченным лицом и заверенные печатью организации.

ОАО «РЖД» несет административную ответственность за предоставление заведомо недостоверных сведений в соответствии с частью 2 статьи 19.7.1. КоАП.

1.8. Оценка финансового состояния ОАО «РЖД», осуществляющего регулируемую деятельность.

При анализе фактических расходов и полученной выручки ОАО «РЖД», непосредственно от оказания услуг по передаче электрической энергии на территории Костромской области за 2023 год финансовое состояние ОАО «РЖД» на территории Костромской области может быть охарактеризовано как «устойчивое».

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

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» критериями отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям являются:

1. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в

административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет: применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 150 МВА.

2. Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, не менее 2 проектных номинальных классов напряжения: 110 кВ и выше, 35 кВ, 1 - 20 кВ, ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет: применительно к отношениям, связанным с установлением (пересмотром) цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и последующие расчетные периоды регулирования, не менее 300 км.

3. Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, или непредставления таких данных.

4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

6. Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на

оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии.

7. Владелец объектов электросетевого хозяйства не находится под контролем иностранного инвестора (иностранного лица, группы лиц) в соответствии с признаками, предусмотренными частями 1 - 2.1 статьи 5 Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства».

В таблице №1 представлена сводная информация по основным (техническим) критериям объектов электросетевого хозяйства ОАО «РЖД» на территории Костромской области:

Таблица №1
(по состоянию на 01.09.2024)

№ п/п	Наименование	Показатели				
1.	Полное наименование территориальной сетевой организации (ТСО)	Северная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение «Трансэнерго»- филиала ОАО «РЖД»				
2.	Официальный сайт в сети «Интернет»	www.rzd.ru				
3.	Абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии	8 (495) 995-92-27				
4.	Протяженность линий (км), используемой для осуществления регулируемой деятельности по уровням напряжения	Всего	высокое напряжение (ВН) 110 кВ и выше	среднее первое напряжение (СН1) 35 кВ	среднее второе напряжение (СН2) 1 - 20 кВ	низкое напряжение (НН) ниже 1 кВ
	Всего	752,931	33,2	358,989	200,43	160,312
5.	Суммарная установленная мощность силовых трансформаторов, используемых для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, МВА	432				
6.	Подстанции	Всего	110 кВ	35 кВ	6 – 10 кВ	1 кВ
7.	Количество подстанций, шт	137	6	131		х

Как видно из таблицы №2 ОАО «РЖД» на территории Костромской области соответствует основным (техническим) критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

Сводный анализ соответствия ОАО «РЖД» на территории Костромской области критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям на 2025 год, представлен в таблице №2:

Таблица №2

№п/п	Наименование критериев	Соответствие критериям
1	2	3
1.	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, сумма номинальных мощностей которых составляет не менее	соответствует
2.	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании на срок не менее долгосрочного периода регулирования линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными), расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, непосредственно соединенными с трансформаторными и иными подстанциями, указанными в пункте 1 настоящих критериев, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 300 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных	соответствует
3.	Отсутствие за 3 предшествующих расчетных периода регулирования 3 фактов применения органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов понижающих коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для владельца объектов электросетевого хозяйства, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, а также корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, в случае представления владельцем объектов электросетевого хозяйства, для которого такие цены (тарифы) установлены, недостоверных отчетных данных, используемых при расчете фактических значений показателей надежности и	соответствует
4.	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению	соответствует
5.	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет»	соответствует
6.	Отсутствие во владении и (или) пользовании объектов электросетевого хозяйства, расположенных в административных границах субъекта Российской Федерации и используемых для осуществления регулируемой деятельности в указанных границах, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании иному лицу, владеющему объектом по производству электрической энергии (мощности), который расположен в административных границах соответствующего субъекта Российской Федерации и с использованием которого осуществляется производство электрической энергии и мощности с целью ее продажи на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и (или) розничных рынках электрической энергии	соответствует

№п/п	Наименование критериев	Соответствие критериям
1	2	3
7.	Владелец объектов электросетевого хозяйства не находится под контролем иностранного инвестора (иностранного лица, группы лиц) в соответствии с признаками, предусмотренными частями 1 - 2.1 статьи 5 Федерального закона «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства»	соответствует

Как видно из таблицы №2 ОАО «РЖД» соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, что позволяет в отношении ТСО устанавливать тарифы на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год.

Расчет условных единиц для распределения общей необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей по уровням напряжения:

Объекты электросетевого хозяйства учитываются на соответствующем уровне напряжения согласно условным единицам.

1.10. Анализ соответствия на очередной период регулирования 2025 года критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации на территории Костромской области

В соответствии с пунктом 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 согласно приложению № 3(1), в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования.

Анализ соответствия на очередной период регулирования 2025 года критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации на территории Костромской области, таблица №3:

Таблица №3

№п/п	Критерии	ПАО «Рос-сети Центр»	АО «Оборонэнерго»	ОАО «РЖД»	ООО «КФК Энерго»
1	2	3	4	5	6
1.	Не оказывает услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых составляет 500 кВ				
	показатель	не оказывает	не оказывает	не оказывает	не оказывает
	соответствует/не соответствует	соответствует	соответствует	соответствует	соответствует
2.	Владеет на праве собственности и (или) на ином законном основании в течение срока не менее 5 лет подряд, предшествующих году, в котором определяется крупнейшая территориальная сетевая организация, и на срок не менее 5 лет, исчисляемых с начала указанного года, расположенными и используемыми для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии в границах Костромской области:				
2.1.	трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), значение суммы номинальных мощностей которых является <u>наибольшей из сумм</u> номинальных мощностей трансформаторных и иных подстанций, которые принадлежат любой из территориальных сетевых организаций на праве собственности или на ином законном основании, использующих их для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии в административных границах субъекта Российской Федерации (при этом не учитывается номинальная мощность трансформаторных и иных подстанций, которые одновременно используются территориальными сетевыми организациями для удовлетворения собственных нужд, не связанных с использованием данных объектов для осуществления регулируемой деятельности в указанной сфере)				
	показатель	соответствует	не соответствует	не соответствует	не соответствует
	соответствует/не соответствует	соответствует	не соответствует	не соответствует	не соответствует
2.2.	линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) проектным классом напряжением 110 кВ и выше, сумма протяженностей которых по трассе является наибольшей из сумм протяженностей по трассе по отношению к тем линиям электропередачи (воздушным и (или) кабельным) с аналогичным классом напряжения, которые принадлежат любой из территориальных сетевых организаций, использующих их для осуществления регулируемой деятельности в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии в административных границах субъекта Российской Федерации (при этом не учитывается протяженность линий (воздушных и (или) кабельных), которые одновременно используются территориальными сетевыми организациями для удовлетворения собственных нужд, не связанных с использованием данных объектов для осуществления регулируемой деятельности в указанной сфере);				
	показатель	владеет	не владеет	владеет	не владеет
	соответствует/не соответствует	соответствует	не соответствует	не соответствует	не соответствует
2.3.	линиями электропередачи (воздушными и (или) кабельными) не менее 2 проектных номинальных классов напряжения из следующих классов напряжения: 35 кВ; 1 - 20 кВ; ниже 1 кВ - трехфазных участков линий электропередачи;				
	показатель	владеет	владеет	владеет	владеет
	соответствует/не соответствует	соответствует	соответствует	соответствует	соответствует
	Крупнейшая территориальная сетевая организация в границах Костромской области	соответствует	не соответствует	не соответствует	не соответствует

Критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации на территории Костромской области соответствует ПАО «Россети Центр».

2. Необходимая валовая выручка ОАО «РЖД» на территории Костромской области на долгосрочный период регулирования 2025-2029 гг.

В соответствии с абзацем 14 пункта 2 Основ ценообразования необходимая валовая выручка - экономически обоснованный объем финансовых средств, необходимых организации для осуществления регулируемой деятельности в течение расчетного периода регулирования.

Согласно пункта 16 Основ ценообразования определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

2.1. Уровень подконтрольных расходов ОАО «РЖД» на территории Костромской области на 2025-2029 гг.

Согласно абзацу восемнадцатому пункта 2 Основ ценообразования подконтрольные расходы - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, за исключением расходов на финансирование капитальных вложений, расходов на амортизацию основных средств и нематериальных активов, расходов на возврат и обслуживание заемных средств, в том числе направленных на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой имущества, используемого для осуществления регулируемой деятельности, лизинговых платежей, расходов на оплату услуг (продукции), оказываемых организациями, осуществляющими регулирующую деятельность, а также налогов и сборов, предусмотренных законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, расходов на оплату нормативных потерь в сетях.

К долгосрочным параметрам регулирования, которые в течение долгосрочного периода регулирования не меняются относится базовый уровень подконтрольных расходов, устанавливаемый регулирующим органом.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний №98-э предусмотрено, что уровень подконтрольных расходов на первый (базовый) год долгосрочного периода регулирования (базовый уровень подконтрольных расходов) устанавливается регулирующими органами в соответствии с пунктом 12 Методических указаний №98-э методом экономически обоснованных расходов. При установлении базового уровня подконтрольных расходов учитываются результаты анализа обоснованности расходов регулируемой организации, понесенных в предыдущем периоде регулирования, и результаты проведения контрольных мероприятий:

I_i - индекс потребительских цен, определенный на i -й год долгосрочного периода регулирования;

$K_{эл}$ - коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемых организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, равный 0,75;

$у_{e_i}$, $у_{e_{i-1}}$ - количество условных единиц соответственно в i -том и $(i-1)$ -ом году долгосрочного периода регулирования;

X_i - индекс эффективности подконтрольных расходов, устанавливаемый регулирующими органами в соответствии с методическими указаниями по

определению базового уровня операционных, подконтрольных расходов территориальных сетевых организаций, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, и индекса эффективности операционных, подконтрольных расходов с применением метода сравнения аналогов.

При расчете базового уровня подконтрольных расходов, связанных с передачей электрической энергии, в базовом году долгосрочного периода регулирования учитываются следующие статьи расходов:

1) сырье и материалы, определяемые в соответствии с пунктом 24 Основ ценообразования;

2) работы и услуги производственного характера в соответствии с пунктом 28 Основ ценообразования;

3) ремонт основных средств, определяемый на основе пунктом 25 Основ ценообразования;

4) оплата труда, определяемая на основе пункта 26 Основ ценообразования;

5) другие подконтрольные расходы, в том числе расходы по коллективным договорам и другие расходы, осуществляемые из прибыли регулируемой организации.

В состав других подконтрольных расходов не включаются расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с отклонением фактических значений параметров расчета тарифов от планировавшихся значений параметров расчета тарифов, а также расходы, учтенные при определении неподконтрольных расходов.

В состав подконтрольных расходов включаются расходы, необходимые для исполнения предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона № 35-ФЗ обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям.

2.1.1. Уровень подконтрольных расходов ОАО «РЖД» на территории Костромской области на первый год нового долгосрочного периода регулирования – базовый период 2025 год.

Расчет подконтрольных расходов на первый год долгосрочного периода регулирования представлен в таблице №4.

**Необходимая валовая выручка ОАО «РЖД» на территории Костромской области на первый год (2025 г.)
долгосрочного периода регулирования 2025-2029 гг.**

Таблица №4

Показатели	2024 год		2025 год				Отклонения, +/-	
	Утверждено		по предложению ТСО (по заявлению от 10.10.2024 №СЕВНТЭ/ТР-146)		по предложению органа регулирования			
	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее
1	6	7	8	9	10	11	12	13
Индекс потребительских цен	x	x	x	105,80%	x	105,8%	x	0,0%
Индекс эффективности операционных расходов	x	x	x	1,0%	x	1,0%	x	0,0%
Количество активов, у.е.	x	3 964,96	x	3 964,96	x	3 964,96	x	0,00
Материальные затраты	16 691,73	4 935,75	30 975,92	10 386,23	19 482,52	6 404,48	-11 493,40	- 3 981,75
Расходы на оплату труда	29 348,95	8 678,48	58 180,94	19 508,07	40 956,02	13 463,46	- 17 224,92	- 6 044,61
Ремонт основных фондов	-	-	12 726,29	4 267,13	12 726,29	4 183,51	-	- 83,62
Прочие расходы	4 256,39	1 258,61	13 068,26	5 479,70	5 170,02	2 334,59	- 7 898,24	- 3 145,11
Итого подконтрольных расходов	50 297,07	14 872,84	114 951,41	39 641,13	78 334,85	26 386,048	- 36 616,56	- 13 255,08
Доля стороннего потребления	x	32,69%	x	33,53%	x	32,87%	x	- 0,007
Оплата услуг ПАО «ФСК-Россети»	450,30	450,30	479,41	479,41	-	-	- 479,41	-479,41
Отчисления на социальные нужды	8 922,08	2 638,26	17 730,02	5 944,88	11 377,87	3 740,24	- 6 352,15	- 2 204,64
Электроэнергия на хоз. нужды	19 358,83	6 328,18	20 281,63	6 800,43	20 281,63	6 667,17	- 0,00	- 133,26
Плата за аренду имущества и лизинг	170,24	55,65	96,65	32,41	96,65	31,77	-	- 0,64
Амортизация основных средств	49 885,30	16 306,93	49 330,78	16 540,61	28 300,00	9 303,05	-21 030,78	- 7 237,56
Льготные технологические присоединения	2 786,72	2 786,72	944,07	944,07	199,55	199,55	- 744,52	-744,52
Налоги	1 425,10	465,85	3 818,53	1 280,35	437,64	146,58	-3 380,89	- 1 133,77
Прочие расходы	-	-	518,87	518,87	-	-	- 518,87	- 518,87
Итого неподконтрольных расходов	82 998,57	29 031,89	93 199,96	32 541,03	60 693,33	20 088,36	- 32 506,63	- 12 452,67
Итого экономия потерь	0,00	0,00	2 936,86	2 936,86	0,00	0,00	0,00	0,00
Корректировки	x	x	1 991,47	2 323,29	x	- 13 432,054	x	- 15 755,344
Необходимая валовая выручка на содержание сетей	133 295,647	41 938,713	213 079,70	77 442,308	139 028,185	33 042,358	-74 051,51	-44 399,950

Подконтрольные расходы на 2025 год - первый год долгосрочного периода регулирования:

Доля расходов, относящиеся на услуги по передаче сторонних потребителей на 2025 год принята 32,87% (218,755млн.кВтч/665,457 млн.кВтч=32,87%, см. таблицу «Баланс электрической энергии» в настоящем заключении).

Итого подконтрольных расходов приняты Департаментом всего в размере 78 334,85 тыс. руб., из них на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям 26 386,048 тыс. руб. Снижены от предложения ОАО «РЖД» всего на 36 616,56 тыс. руб., из них на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям на 13 255,08 тыс. руб.

2.1.2. Величина неподконтрольных расходов первый год долгосрочного периода регулирования на 2025 год.

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования перед началом каждого года долгосрочного периода регулирования определяются планируемая величина неподконтрольных расходов, рассчитанная в соответствии с перечнем расходов, утвержденным в методических указаниях по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, и содержащим, в том числе расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в соответствии с пунктом 87 Основ ценообразования в плату за технологическое присоединение, а также величина расходов на оплату технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства к сетям смежной сетевой организации в размере, определенном исходя из утвержденной для такой смежной сетевой организации платы за технологическое присоединение.

Расчет величины расходов, не отнесенных к подконтрольным расходам, производится регулирующими органами в соответствии с перечнем, предусмотренным методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний неподконтрольные расходы, определяемые методом экономически обоснованных расходов, соответственно для базового и *i*-го года долгосрочного периода регулирования, включающие в себя:

– расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли (в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования) (тыс. руб.). Указанные расходы с учетом возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, не могут превышать 12% от необходимой валовой выручки регулируемой организации, определенной в соответствии с настоящими Методическими указаниями без учета расходов на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии,

расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли и налога на прибыль на капитальные вложения, расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемых ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы», расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по сетям территориальных сетевых организаций, возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства, используемого для осуществления регулируемой деятельности, в том числе по договорам финансовой аренды (лизинга);

– оплату налогов на прибыль, имущество и иных налогов (в соответствии с пунктами 20 и 28 Основ ценообразования) (тыс. руб.);

– амортизацию основных средств (в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования) (тыс. руб.);

– расходы на возврат и обслуживание долгосрочных заемных средств, в том числе направляемых на финансирование капитальных вложений в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования;

– расходы, связанные с компенсацией выпадающих доходов, предусмотренных пунктом 87 Основ ценообразования (тыс. руб.);

– расходы на оплату продукции (услуг) организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, рассчитанные исходя из размера тарифов, установленных в отношении товаров и услуг указанных организаций (тыс. руб.);

– прочие расходы, учитываемые при установлении тарифов на *i*-й год долгосрочного периода регулирования (тыс. руб.).

ИТОГО неподконтрольные расходы на плановый период 2025 года приняты Департаментом всего в размере 60 693,33 тыс. руб., из них на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям 20 088,36 тыс. руб. Снижены от предложения ОАО «РЖД» на 32 506,63 тыс.руб., из них на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям на 12 452,67 тыс. руб.

2.1.3 Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка по итогам работы за 2023 год.

Величина корректировки необходимой валовой выручки по итогам работы за 2023 год, учитываемая на 2025 год представлена в таблице №5;

Таблица №5
тыс. руб.

№ п/п	Показатель	2025 год по предложению ОАО «РЖД»	2025 год по предложению Департамента
1	ΔУ - корректировка коммерческого учета	0	0
2	ΔПР - корректировка неподконтрольных расходов	0	0
3	ΔНР - корректировка неподконтрольных расходов	0	- 113,487
4	ПО - корректировка с учетом изменения ПО и цен на электроэнергию	0	- 2 123,86

№ п/п	Показатель	2025 год по предложению ОАО «РЖД»	2025 год по предложению Департамента
5	ΔНВВсод - корректировка НВВ по доходам от осуществления регулируемой деятельности	0	- 6 802,01
6	Выполнение инвестиционной программы (В корр.ИП)	0	- 4 679,597
7	Корректировка НВВ по исполнению показателей надежности и качества	0	286,90
	ИТОГО корректировка НВВ	0	- 13 432,054

3.Необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей на долгосрочный период регулирования 2025-2029 гг.

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования:

Перед началом каждого года долгосрочного периода регулирования определяются планируемые значения параметров расчета тарифов:

- индекс потребительских цен, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации. В отсутствие одобренного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на очередной год долгосрочного периода регулирования в целях определения подконтрольных расходов применяются значения параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, соответствующие последнему году периода, на который был одобрен указанный прогноз;

- размер активов, определяемый регулирующими органами. При установлении индекса изменения количества активов количество активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности на соответствующий расчетный год долгосрочного периода регулирования, определяется регулирующими органами на основании данных за последний отчетный период текущего года о фактически введенных в эксплуатацию в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой объектах электросетевого хозяйства с учетом степени их фактической загрузки, определяемой в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Министерством энергетики Российской Федерации.

▪ Индекс эффективности подконтрольных расходов устанавливается регулирующими органами в размере 1 процента.

▪ Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, определяемый в соответствии с методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

Согласно пункта 12 Методических указаний № 98-э коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, в отношении регулируемых организаций, осуществляющих передачу электрической энергии, равный 0,75.

Операционные расходы на 2026-2029 год формировались от расходов базового периода регулирования 2025 года с индексацией на каждый год долгосрочного периода регулирования, расчет коэффициента индексации представлен в таблице №6. Количество активов принималось на уровне базового периода регулирования.

Неподконтрольные расходы на 2026-2029 год формировались на уровне базового периода регулирования 2025 года (за исключением отчислений на социальные нужды и расходов на коммунальные услуги). Отчисления на социальные нужды рассчитаны от фонда оплаты труда на каждый год долгосрочного периода регулирования, коммунальные услуги с учетом индексации на ИПЦ.

Свод по необходимой валовой выручке на долгосрочный период регулирования 2025 - 2029 годы

Таблица №6

Показатели	Единица измерения	1 год ДПР - 2025 год		2 год ДПР - 2026 год		3 год ДПР - 2027 год		4 год ДПР - 2028 год		5 год ДПР - 2029 год	
		По предложению департамента		По предложению департамента		По предложению департамента		По предложению департамента		По предложению департамента	
		Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Коэффициент индексации											
Количество активов	у.е.		3 964,96	х	3 964,96	х	3 964,96	х	3 964,96	х	3 964,96
Коэффициент индексации ПР	-	х	х	х	103,26%	х	102,96%	х	102,96%	х	102,96%
Доля стороннего потребления (неподконтрольные)	%	х	32,87%	х	32,87%	х	32,87%	х	32,87%	х	32,87%
2. Подконтрольные расходы											
Итого подконтрольных расходов	тыс. руб.	78 334,85	26 386,05	80 875,81	27 235,02	83 260,30	28 031,71	85 715,35	28 851,98	88 243,09	29 696,53
3. Неподконтрольные расходы											
Оплата услуг ПАО «ФСК Россети»	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Отчисления на социальные нужды	тыс. руб.	11 377,87	3 740,24	12 900,57	4 240,80	13 282,43	4 366,33	13 675,58	4 495,57	14 080,38	4 628,64
Плата за аренду имущества и лизинг	тыс. руб.	96,65	31,77	96,65	31,77	96,65	31,77	96,65	31,77	96,65	31,77
Амортизация основных средств	тыс. руб.	28 300,00	9 303,05	28 300,00	9 303,05	28 300,00	9 303,05	28 300,00	9 303,05	28 300,00	9 303,05
Прибыль на капитальные вложения	тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Налоги	тыс. руб.	437,64	146,58	437,64	143,86	437,64	143,86	437,64	143,86	437,64	143,86
Электроэнергия на хозяйные нужды	тыс. руб.	20 281,63	6 667,17	21 153,74	6 953,86	21 999,89	7 232,02	22 879,89	7 521,30	23 795,09	7 822,15
Льготные технологические присоединения	тыс. руб.	199,55	199,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Итого неподконтрольных расходов	тыс. руб.	60 693,33	20 088,36	62 888,60	20 673,34	64 116,61	21 077,03	65 389,76	21 495,55	66 709,76	21 929,47
4. Корректировки / экономия потерь											

Показатели	Единица измерения	1 год ДПР - 2025 год		2 год ДПР - 2026 год		3 год ДПР - 2027 год		4 год ДПР - 2028 год		5 год ДПР - 2029 год	
		По предложению департамента		По предложению департамента		По предложению департамента		По предложению департамента		По предложению департамента	
		Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее	Сеть	Стороннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Итого корректировок	тыс. руб.	0,00	-13 432,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Необходимая валовая выручка на компенсацию потерь											
Объем покупки потерь	МВт.ч.	х	6 024,100	х	6 024,100	х	6 024,100	х	6 024,100	х	6 024,100
Цена покупки потерь	руб./МВт.ч.	х	3 232,822	х	3 371,833	х	3 506,706	х	3 646,974	х	3 792,853
Итого НВВ на компенсацию потерь	тыс. руб.	х	19 474,84	х	20 312,26	х	21 124,75	х	21 969,74	х	22 848,53
6. Итого необходимая валовая выручка											
Необходимая валовая выручка на содержание сетей	тыс. руб.	139 028,19	33 042,36	143 764,41	47 908,36	147 376,91	49 108,74	151 105,11	50 347,53	154 952,85	51 626,00
Необходимая валовая выручка на компенсацию потерь	тыс. руб.	19 474,84	19 474,84	20 312,26	20 312,26	21 124,75	21 124,75	21 969,74	21 969,74	22 848,53	22 848,53
Итого необходимая валовая выручка	тыс. руб.	158 503,03	52 517,20	164 076,67	68 220,62	168 501,66	70 233,49	173 074,85	72 317,27	177 801,38	74 474,53

4. Необходимая валовая выручка на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии

В соответствии с пунктом 13 Методики № 98-э необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии в *i*-м году долгосрочного периода регулирования определяется по формуле:

$$НВВ_i^{nom} = ЦП_i \cdot Э_i^{nom},$$

$$ЦП_i = ЦП_{i-1}^{\phi} \cdot I_i^{ст.ном}, \text{ где:}$$

$ЦП_i$ - прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году *i*, учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям;

$I_i^{ст.ном}$ - индекс роста цен на электрическую энергию, определенный в соответствии с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на *i*-й год долгосрочного периода регулирования;

$ЦП_{i-1}^{\phi}$ - фактическая цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году *i-1*, определяемая регулирующими органами;

$Э_i^{nom}$ - объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на *i*-й год долгосрочного периода регулирования.

Объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации ОАО «РЖД» принят в размере млн. кВтч на каждый год долгосрочного периода регулирования, тариф покупки потерь электрической энергии индексировался на ИПЦ, таблица №7:

Таблица №7

Наименование организации	Период	Поступление в сеть электроэнергии	Объем технологического расхода (потерь)	Тариф на покупку потерь	Норматив технологического расхода (потерь) электро-энергии	Итого расходов на оплату потерь
		млн.кВтч	млн.кВтч	руб./МВтч	%	тыс.руб
1	2	3	4	5	6	7
ОАО «РЖД»	2025	224,78	6,02	3 232,82	2,68%	19 474,84
	2026	224,78	6,02	3 371,83	2,68%	20 312,26
	2027	224,78	6,02	3 506,71	2,68%	21 124,75
	2028	224,78	6,02	3 646,97	2,68%	21 969,74
	2029	224,78	6,02	3 792,85	2,68%	22 848,53

5. Баланс электрической энергии и мощности по сетям с дифференциацией по уровням напряжения на 2025-2029 годы

Объем полезного отпуска электрической энергии принят на 2025 год и последующие периоды регулирования в размере 218,755 млн. кВтч. Объем поступления электрической энергии в сеть сформирован Департаментом исходя из фактического отпуска электрической энергии потребителям, присоединенным к сетям ОАО «РЖД» на территории Костромской области за 2023 год.

Баланс электрической энергии с дифференциацией по уровням напряжения представлены в таблице №8:

Баланс электрической энергии с дифференциацией по уровням напряжения

Таблица №8

№ п/п	Показатели	1 ПОЛУГОДИЕ					2 ПОЛУГОДИЕ					ГОД				
		Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН	Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН	Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ НА 2025 ГОД																
1	Поступление эл. энергии в сеть, всего	341,757	263,833	77,746	14,819	18,679	355,100	284,289	69,905	13,269	15,681	696,858	548,122	147,652	28,088	34,360
2	Потери электроэнергии в сети	14,227	6,275	5,225	0,808	1,920	13,714	6,681	4,698	0,723	1,612	27,941	12,956	9,922	1,531	3,532
2.1.	Потери электроэнергии в сети, относимые на сторонних потребителей	2,770	2,333	0,004	0,129	0,303	3,254	2,884	0,006	0,105	0,259	6,024	5,217	0,010	0,234	0,563
3	Расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды	1,932	0,692	0,079	0,349	0,811	1,528	0,546	0,063	0,314	0,605	3,460	1,239	0,142	0,663	1,416
4	Полезный отпуск из сети	325,598	241,433	64,116	4,101	15,948	339,858	263,913	58,595	3,887	13,464	665,457	505,346	122,711	7,988	29,412
4.1	собственным потребителям ЭСО	224,998	145,781	64,056	1,860	13,301	221,704	149,923	58,512	2,068	11,201	446,701	295,704	122,568	3,928	24,502
4.2	потребителям оптового рынка	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.3	потребителям сбытовых организаций	4,535	0,000	0,060	1,828	2,647	3,804	0,000	0,083	1,458	2,263	8,339	0,000	0,143	3,285	4,910
4.4	переток в сетевые организации	96,065	95,652	0,000	0,414	0,000	114,351	113,990	0,000	0,361	0,000	210,416	209,642	0,000	0,775	0,000

Баланс электрической мощности с дифференциацией по уровням напряжения представлен в таблице №9:

Таблица №9

№ п/п	Показатели	1 полугодие					2 полугодие					ГОД				
		Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН	Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН	Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ПРЕДЛОЖЕНИЕ ОРГАНА РЕГУЛИРОВАНИЯ НА 2025 ГОД																
1	Поступление эл. мощности в сеть, всего	106,049	82,170	22,950	4,597	5,531	104,817	83,878	20,256	3,928	4,576	63,202	40,795	21,602	4,261	5,054
2	Потери мощности в сети	4,409	1,946	1,623	0,249	0,591	4,041	1,975	1,390	0,210	0,466	4,226	1,961	1,506	0,230	0,529
3	Расход мощности на производственные и хозяйственные нужды	0,483	0,173	0,020	0,087	0,203	0,383	0,137	0,016	0,079	0,151	0,433	0,155	0,018	0,083	0,177
4	Полезный отпуск из сети	101,157	76,139	18,966	1,315	4,737	100,393	78,293	16,923	1,218	3,959	58,543	34,987	17,944	1,264	4,348
4.1	собственным потребителям ЭСО	64,450	41,152	18,944	0,533	3,821	64,005	43,306	16,898	0,596	3,205	21,996	0,000	17,921	0,562	3,513

№ п/п	Показатели	1 полугодие					2 полугодие					ГОД				
		Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН	Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН	Всего	ВН	СНІ	СНІІ	НН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
4.2	потребителям оптового рынка	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.3	потребителям сбытовых организаций	1,533	0,000	0,022	0,595	0,916	1,214	0,000	0,025	0,435	0,754	1,373	0,000	0,023	0,515	0,835
4.4	переток в сетевые организации	35,174	34,987	0,000	0,187	0,000	35,174	34,987	0,000	0,187	0,000	35,174	34,987	0,000	0,187	0,000

6. Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования

В соответствии с п. 23 (ппб) Правил госрегулирования тарифов, заключение помимо общих мотивированных выводов и рекомендаций должно содержать сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.

Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования представлен в таблице №10:

Таблица №10
тыс. рублей

№ п/п	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	Рост, снижение, %
1	2	3	4	5	6	7
1.	Подконтрольные расходы	11 914,62	12 503,20	14 872,84	26 386,05	77,4%
2.	Неподконтрольные расходы	17 143,58	26 852,85	29 031,89	20 088,36	-30,8%
3.	Корректировка необходимой валовой	- 7 908,53	-15 447,45	- 1966,02	- 13 432,05	х
4.	НВВ всего (без ТСО и расходов на компенсацию потерь)	21 149,668	23 908,605	41 938,713	33 042,358	-21,2%

Как видно из таблицы №10 подконтрольные расходы на 2025 год сформированы с ростом по отношению к установленному показателю на 2024 год на 77,4% (новый ДПР, пересмотр расходов с учетом анализа фактических расходов), неподконтрольные расходы снижены на 30,8% в соответствии с представленными обосновывающими документами.

В результате проведенных корректировок необходимая валовая выручка на 2025 год сформирована со снижением на 21,2, что связано с корректировками по итогам работы за 2023 год.

В таблице №6 настоящего заключения предоставлена более подробная расшифровка расходов по статьям расходов.

7. Анализ соответствия расчета цен (тарифов) и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования цен (тарифов) и (или) их предельных уровней

Представленный расчет необходимой валовой выручки и тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ОАО «РЖД» выполнен в соответствии с нормами и положениями:

▪ Федерального закона от 26.03.2003 года №35-ФЗ «Об электроэнергетике».

▪ Постановления Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 года №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

▪ Приказа ФСТ России от 17.02.2012 года №98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».

▪ Постановления Правительства Российской Федерации от 28.02.2015 года №184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

8. Предложение органа регулирования по долгосрочным параметрам регулирования и тарифам на услуги по передаче электрической энергии ОАО «РЖД» на территории Костромской области на 2025-2029 гг.

1. Долгосрочные параметры регулирования для сетевых организаций на территории Костромской области, в отношении которых применяется метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки на 2025-2029 годы, таблица №11:

Таблица №11

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки		Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки		Показатель уровня качества оказываемых услуг
					час	штук	штук	штук	
1	млн. руб.	%	%	%	6	7	8	8	
2025	26,386048	1,0	0,75	2,68	ВН	5,41690	ВН	1,58451	1,06250
					СН1	5,41690	СН1	1,58451	1,06250
					СН2	5,41690	СН2	1,58451	1,06250
					НН	5,41690	НН	1,58451	1,06250
2026	х	1,0	0,75	2,68	ВН	5,33565	ВН	1,56074	1,04656
					СН1	5,33565	СН1	1,56074	1,04656
					СН2	5,33565	СН2	1,56074	1,04656
					НН	5,33565	НН	1,56074	1,04656
2027	х	1,0	0,75	2,68	ВН	5,25562	ВН	1,53733	1,03086
					СН1	5,25562	СН1	1,53733	1,03086
					СН2	5,25562	СН2	1,53733	1,03086
					НН	5,25562	НН	1,53733	1,03086
2028	х	1,0	0,75	2,68	ВН	5,17679	ВН	1,51427	1,01540
					СН1	5,17679	СН1	1,51427	1,01540
					СН2	5,17679	СН2	1,51427	1,01540
					НН	5,17679	НН	1,51427	1,01540
2029	х	1,0	0,75	2,68	ВН	5,09914	ВН	1,49156	1,00017
					СН1	5,09914	СН1	1,49156	1,00017
					СН2	5,09914	СН2	1,49156	1,00017
					НН	5,09914	НН	1,49156	1,00017

2. Необходимая валовая выручка сетевых организаций на территории Костромской области на долгосрочный период регулирования на 2025-2029 годы (без учета оплаты потерь), таблица №12:

Таблица №12

№ п/п	Наименование сетевых организаций	Год	НВВ сетевых организаций без учета оплаты потерь
			тыс. руб.
1	2	3	4
1.	Открытое акционерное общество «Российские железные дороги» на территории Костромской области	2025	33 042,358
		2026	47 908,359
		2027	49 108,739
		2028	50 347,529
		2029	51 625,999

3. Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями на 2025-2029 годы, таблица №13:

Таблица №13

Год	I полугодие			II полугодие		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода потерь)	
	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч	руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	руб./кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
2025	2 005 484,240	2 335,390	6,29778	2 005 484,240	2 335,390	6,29778
2026	2 907 766,400	2 435,810	8,18091	2 907 766,400	2 435,810	8,18091
2027	2 980 622,680	2 533,250	8,42229	2 980 622,680	2 533,250	8,42229
2028	3 055 810,220	2 634,580	8,67217	3 055 810,220	2 634,580	8,67217
2029	3 133 406,120	2 739,960	8,93087	3 133 406,120	2 739,960	8,93087