

## ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по материалам, представленным Западно-Сибирской дирекцией  
по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»  
(ИНН 7708503727) для определения величины НВВ и уровня тарифов на услуги  
по передаче электрической энергии на потребительский рынок  
на 2026 год

## Оглавление

1.	Нормативно-методическая основа проведения анализа материалов .....	3
2.	Общая характеристика предприятия .....	5
3.	Оценка достоверности данных, в предложениях об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней.....	8
4.	Анализ соответствия расчёта тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней .....	9
5.	Анализ на соответствие филиал ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184, на 2026 год.....	10
6.	Оценка финансового состояния организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (по общепринятым показателям) .....	12
7.	Анализ основных технико-экономических показателей за два предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования.....	14
8.	Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат.....	24
8.1.	Расчет коэффициента индексации подконтрольных расходов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» .....	28
8.2.	Подконтрольные расходы .....	30
	Анализ документальной обоснованности расходов на ремонт основных средств Западно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» за 2024 год.....	33
9.1.	Неподконтрольные расходы.....	49
	Расходы на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС») .....	50
	Электричество на хозяйственные нужды.....	51
	Налоги .....	54
	Отчисления на социальные нужды.....	66
	Выпадающие доходы по п. 87 Основ ценообразования .....	68
	Амортизация .....	77
10.1.	Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования на 2026 год .....	84
10.2.	Неподконтрольные расходы из прибыли .....	84
	Расходы (НВВ) на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям .....	86
11.	Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка.....	91
1.	Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.....	113
2.	Заключение .....	113
	Приложение 1 .....	115
	Приложение 2 .....	117

## 1. Нормативно-методическая основа проведения анализа материалов

Настоящее экспертное заключение выполнено по материалам, представленным в Региональную энергетическую комиссию Кузбасса (далее – РЭК Кузбасса) ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбассу, ИНН 7708503727, в региональную энергетическую комиссию Кузбасса (далее РЭК Кузбасса) для установления тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год (долгосрочный период регулирования 2025-2029 годы).

Нормативные правовые акты, в соответствии с которыми осуществляется исполнение государственной функции:

- Конституция Российской Федерации;
- Гражданский кодекс Российской Федерации (далее - ГК РФ);
- Налоговый кодекс Российской Федерации (далее - НК РФ);
- Трудовой Кодекс Российской Федерации (далее - ТК РФ);
- Федеральный закон от 17.08.95 № 147-ФЗ «О естественных монополиях»;
- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон от 06.12.2011 № 402-ФЗ «О бухгалтерском учете»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»;
- Постановление Правительства Российской Федерации 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, Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами

государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике»);

- Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;

- Приказ ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»;

- Приказ ФСТ России от 09.12.2009 № 317 «Об утверждении порядка использования электронной цифровой подписи в единой информационно-аналитической системе «ФСТ России - РЭК - субъекты регулирования»;

- Приказ ФСТ России от 26.10.2010 № 254-э/1 «Об утверждении Методических указаний 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»;

- Приказ Минэнерго России от 13.12.2011 № 585 «Об утверждении Порядка ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере услуг по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (далее - приказ Минэнерго № 585);

- Приказ 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» (далее - Методические указания 98-э);

- Приказ ФАС России от 10.09.2024 № 624/24 "Об утверждении Порядка формирования сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации и Порядка расчета величины прогнозных объемов покупки электрической энергии и мощности на оптовом рынке для поставки населению и приравненным к нему категориям потребителей";

- 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";

- Приказ ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 «Об утверждении Методических указаний по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям»;

- Приказ ФСТ России от 24.10.2014 № 1831-э «Об утверждении форм раскрытия информации субъектами рынков электрической энергии и мощности, являющимися субъектами естественных монополий»;

- Приказ Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций»;

- Закон Кемеровской области от 28.06.2010 № 70-ОЗ «О разграничении полномочий между органами государственной власти Кемеровской области-Кузбасса в сфере жилищно-коммунального комплекса»;

- Постановление Правительства Кемеровской области-Кузбасса от 19.03.2020 № 142 «О Региональной энергетической комиссии Кузбасса».

Вся нормативно – методическая документация используется в редакции, действующей на момент проведения экспертизы.

## **2. Общая характеристика предприятия**

ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбассу оказывает услуги по передаче электрической энергии. Согласно представленным на 2026 год в таблицах П 2.1 и П 2.2 в соответствии с Приказом ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») заявляет объём воздушных, кабельных линий электропередач, подстанций и прочего оборудования электросетевого хозяйства в размере 23 434,39 у.е., в обосновывающих материалах, а именно в таблице расходов по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям по ОАО «РЖД» (в границах Кемеровской области-Кузбасса) на основе долгосрочных параметров регулирования на 2025-2029 гг. – 23 434,39 условных единиц.

Предприятие также заполняет ниже представленную форму раздельного учета в соответствии с приказом Минэнерго № 585. Однако, в нарушении п. 5 Основ ценообразования предприятие не представляет данные, подтверждающие ведение раздельного учета расходов по регулируемому виду деятельности передача электрической энергии. Представленная в томе 1 тарифного дела Учетная политика ОАО «РЖД», утвержденная приказом ОАО «РЖД» № 106 от 26.12.2016 (в редакции от 28.12.2024), предусматривает ведение раздельного учета как доходов, так и расходов (пп.8 п. 2.11 Учет доходов и пп.8 п. 2.12. Учет расходов).

Предприятием предлагается учитывать расходы, относящиеся к регулируемому виду деятельности передача электрической энергии в доле на сторонних потребителей, определенной в части объема полезного отпуска, руководствуясь разъяснениями ФСТ России, представленными в информационном письме от 14.09.2005 № СН-5495/14 «Об особенностях расчета тарифов на передачу электрической энергии».

Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, согласно форме "Отчет о прибылях и убытках"

Показатели раздельного учета доходов и расходов субъекта естественных монополий, оказывающего услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, согласно форме "Отчет о прибылях и убытках"

Заполняется:	Субъектами естественных монополий, оказывающими услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям
Период заполнения:	Годовая
Требования к заполнению:	Заполняется отдельно по каждому субъекту РФ
Организация:	Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – Трансэнерго, филиала ОАО «РЖД»
Идентификационный номер налогоплательщика (ИНН):	7708503727
Местонахождение (адрес):	г. Новосибирск, ул. Октябрьская, д.2/1
Субъект РФ:	Кемеровская область
Отчетный период:	2024

Показатель	Единица измерения	Код показателя	За отчетный период, всего по предприятию	из графы 4: по Субъекту РФ, указанному в заголовке формы **	из графы 5 по видам деятельности *			За аналогичный период предыдущего года, всего по предприятию	из графы 9: по Субъекту РФ, указанному в заголовке формы **	из графы 10 по видам деятельности *			Примечания: принцип разделения показателей по субъектам РФ и по видам деятельности согласно ОРД предприятия
					Передача по распределительным сетям	Технологическое присоединение	Прочие виды деятельности			Передача по распределительным сетям	Технологическое присоединение	Прочие виды деятельности	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Выручка (нетто) от продажи товаров, продукции, работ, услуг (за минусом налога на добавленную стоимость, акцизов и аналогичных обязательных платежей)	тыс. руб.	010	2 834 353 962,00	193 462,72	192 639,63	823,09		2 609 672 632,00	151 690,47	151 305,93	384,54		
Себестоимость проданных товаров, продукции, работ, услуг	тыс. руб.	020	2 273 627 456,00	1 170 558,97	385 003,45	13 647,90		2 053 622 782,00	1 198 851,09	383 152,29	5 419,53		
Валовая прибыль	тыс. руб.	030	560 726 506,00	x	x	x		556 049 850,00	x	x	x		
Коммерческие расходы	тыс. руб.	040	368 532,00	x	x	x		358 694,00	x	x	x		
Управленческие расходы	тыс. руб.	050	195 189 842,00	x	x	x		183 018 599,00	x	x	x		
Прибыль (убыток) от продаж	тыс. руб.	060	365 168 132,00	x	x	x		372 672 557,00	x	x	x		
Проценты к получению	тыс. руб.	070	3 314 653,00	x	x	x		2 396 406,00	x	x	x		
Проценты к уплате	тыс. руб.	080	266 924 355,00	x	x	x		103 500 716,00	x	x	x		
Прочие доходы	тыс. руб.	090	144 985 219,00	x	x	x		91 164 173,00	x	x	x		
Прочие расходы	тыс. руб.	100	283 064 644,00	3 745,72	1 045,43	x		227 051 908,00	17 099,61	14 483,95	x		
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	110	74 214 479,00	x	x	x		161 133 805,00	x	x	x		
Налог на прибыль	тыс. руб.	120	59 955 287,00	x	x	x		42 677 578,00	x	x	x		
в том числе текущий налог на прибыль	тыс. руб.		-	x	x	x		37 814 676,00	x	x	x		
отложенный налог на прибыль	тыс. руб.		59 955 287,00	x	x	x		4 862 902,00	x	x	x		
Прочее	тыс. руб.		378 435,00	x	x	x		121 845,00	x	x	x		
Чистая прибыль	тыс. руб.	130	13 880 757,00	x	x	x		118 334 382,00	x	x	x		
Справочно:													
Списание дебиторских и кредиторских задолженностей, по которым истек срок исковой давности	тыс. руб.	140	x					x					
Прибыль (убыток) прошлых лет, выявленная в отчетном году	тыс. руб.	150	x					x					

Указанная в расшифровке полученная фактическая выручка от услуг по передаче электрической энергии за 2024 год соответствует величине, рассчитанной по первичным документам, однако не учтена выручка по индивидуальным тарифам от ПАО «Россети-Сибири» филиала «Кузбассэнерго-РЭС», акты оказанных услуг не подписаны, в тарифном деле не представлены.

### **3. Оценка достоверности данных, в предложениях об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней.**

Экспертами рассматривались и принимались во внимание все представленные документы, имеющие значение для составления доказательного экспертного заключения. При этом эксперты исходили из того, что представленная предприятием информация является достоверной. Ответственность за достоверность информации несет руководитель предприятия.

Проделанная в процессе проведения экспертизы работа не означает проведения полной и всеобъемлющей аудиторской проверки финансово-хозяйственной деятельности предприятия и правильности формирования финансовых результатов за анализируемый период, с целью выявления всех возможных нарушений норм действующего законодательства. Выборочная проверка бухгалтерской, статистической и иной документации осуществлялась исключительно с целью оценки достоверности представленных предложений ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбассу информации, для определения величины экономически обоснованных расходов по регулируемому РЭК Кузбасса виду деятельности передача электрической энергии на 2026 год.

Определение необходимой валовой выручки предложений ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбассу производится методом долгосрочной индексации. Долгосрочным периодом Постановлением РЭК Кемеровской области от 31.12.2016 № 753 (ред. от 25.02.2025) "Об установлении долгосрочных параметров регулирования и необходимой валовой выручки на долгосрочный период регулирования для территориальных сетевых организаций Кемеровской области" определены 2025-2029 годы.

Размер подконтрольных расходов предложений Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2025 год определялся в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования методом экономически обоснованных расходов в соответствии с Методическими указаниями № 98-э как базовый уровень подконтрольных расходов на долгосрочный период 2025-2029 годы. При определении размера базового уровня подконтрольных расходов учитывались результаты деятельности предприятия в предшествующих периодах регулирования, в том числе с учётом разъяснений ФАС России, направленных письмами от 19.06.2017 №ИА/41019/17 «О формировании расходов на второй и последующие долгосрочные периоды регулирования» и от 27.11.2018 №ВК/96651/18 «Об исполнении законодательства и соблюдении параметров Прогноза».

Экспертная оценка экономической обоснованности неподконтрольных расходов на передачу электрической энергии, принимаемых для расчета тарифов на 2026 год, производилась на основе анализа общей сметы расходов в экономических

элементах. В процессе оценки эксперты опирались на результаты постатейного анализа с учетом данных о работе предприятия в предшествующих периодах регулирования.

При этом отмечаем, что фактически понесенные расходы Красноярской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» не подлежат план-факторному анализу, поскольку объединение плановых расходов по обслуживанию оборудования двух дирекцией филиала ОАО «РЖД» осуществляется с тарифного регулирования 2025 года.

#### **4. Анализ соответствия расчёта тарифов и формы представления предложений нормативно-методическим документам по вопросам регулирования тарифов и (или) их предельных уровней**

Расчет тарифов и форма представления предложений ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по территории Кемеровской области-Кузбасса соответствует Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, Правилам государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 (далее – Основы ценообразования № 1178), Методическим указаниям по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденным Приказом Федеральной службы по тарифам от 17.02.2002 г. №98-э, Методическим указаниям по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденных Приказом ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2.

Материалы по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2024 год подготовлены в соответствии с пп. 8, 12, 17 «Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике», утвержденных постановлением Правительства от 29.11.2011 №1178.

Однако, в нарушение п. 5 и 6 Основ ценообразования обосновывающие документы в составе тарифной заявки предприятия не содержат данные отдельного учета расходов и доходов по регулируемой деятельности передача электрической энергии.

Расчетно-обосновывающие материалы представлены надлежащим образом, пронумерованы, заверены подписью руководителя, скреплены печатью предприятия и заверены электронной подписью. Также представлена Пояснительная записка, завизированная электронной подписью руководителя.

Предприятие использует общую систему налогообложения. Затраты рассчитаны экспертом без учёта НДС.

**5. Анализ на соответствие филиал ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденным постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184, на 2026 год**

Согласно постановлению Правительства РФ от 28.02.2015 № 184 электросетевые организации должны соответствовать критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям.

В качестве подтверждения соответствия критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям организацией были представлены следующие документы:

Свидетельства на право собственности;

Приказы о вводе в эксплуатацию объектов основных средств;

Утвержденные схемы электроснабжения;

Акты приемки-передачи основных средств

Перечни электротехнического оборудования и линий электропередач с техническими характеристиками (МВА, км).

Анализ документов показал наличие у предприятия объектов электросетевого хозяйства находящихся в собственности.

Согласно подпункту 18 пункта 17 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», организации, осуществляющие регулируемую деятельность) обязаны представить сведения, подтверждающие, что собственник объектов электросетевого хозяйства является основным или дочерним (зависимым) обществом по отношению к организации, оказывающей (планирующей оказывать) услуги по передаче электрической энергии с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства, либо, что собственник объектов электросетевого хозяйства и организация, оказывающая (планирующая оказывать) услуги по передаче электрической энергии с использованием указанных объектов электросетевого хозяйства являются дочерними (зависимыми) обществами по отношению к одному и тому же основному обществу, а также документы, подтверждающие право собственности на указанные объекты электросетевого хозяйства, для целей подтверждения соответствия организации пунктам 1 и 2 критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2015 г. № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям».

Ниже приведен анализ документов, представленных организацией на тарифное регулирование для проверки на соответствие критериям.

Критерий №1. Владение на праве собственности или на ином законном основании на срок не менее очередного расчетного периода регулирования трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами, используемыми для осуществления регулируемой деятельности в административных границах субъекта Российской Федерации, суммарная установленная мощность которых составляет не менее 150 МВА.

Согласно представленных документов организация владеет на праве собственности трансформаторами мощностью более 150 МВА (1 870,54 МВА).

Критерий №2. Владение на праве собственности 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 классов напряжения:

- 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.

Согласно представленных документов организация владеет на праве собственности:

- высокое напряжение (ВН) - 110 кВ и выше – 51,84 км;
- среднее первое напряжение (СН1) - 35 кВ – 17,50 км;
- среднее второе напряжение (СН2) - 1 - 20 кВ – 3 044,91 км;
- низкое напряжение (НН) - ниже 1 кВ – 1 520,23 км.

Критерий №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.

За 3 предшествующих расчетных периода регулирования отсутствует 3 факта применения понижающих коэффициентов.

Критерий №4. Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению.

Абонентский номер для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению 8(383) 229 55 96.

Критерий №5. Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет».

Официальный сайт организации <https://company.rzd.ru>.

Критерий № 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.

У организации отсутствуют во владении и (или) пользовании объекты электросетевого хозяйства по производству электрической энергии (мощности).

На основании вышеизложенного, эксперты считают, что организация соответствует критериям отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям и руководствуясь Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденными Постановлением Правительства от 29.12.2011 №1178, относится к организациям, в отношении которых устанавливаются (пересматриваются) цены (тарифы) на услуги по передаче электрической энергии на 2026 год.

## **6. Оценка финансового состояния организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (по общепринятым показателям)**

По Западно - Сибирская дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») финансовая отчетность не составляется. Предприятием в тарифной заявке представлены в томе № 3:

- форма № 1 Бухгалтерский баланс предприятия за 2024 год Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» за 2024 год;

- финансовая отчетность ОАО «РЖД» за 2024 год.

ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») является многопрофильной организацией, в сферу деятельности которого входят прочие виды деятельности, в том числе регулируемый вид деятельности - оказание услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям. Основным видом деятельности предприятия является «Грузовые перевозки» и «Пассажирские перевозки», что и указано

в официальной отчетности предприятия. Регулируемый вид деятельности осуществляется в процессе оказания услуг по передаче электрической энергии по электрическим сетям сторонним потребителям, а также предприятие производит передачу электрической энергии для обеспечения электрической энергией собственного потребления ОАО «РЖД».

В связи с этим, оценить динамику показателей по статьям на основе бухгалтерского баланса по регулируемому виду деятельности не представляется возможным.

Анализируя финансовую отчетность предприятия складывается общий вывод о прибыльной основной деятельности предприятия и стабильной платежеспособности.

Оценку финансового состояния эксперты производили исходя из анализа фактических данных, представленных предприятием за 2024 год, пропорционально отпуску электрической энергии на сторонних потребителей без учета собственного потребления.

Также необходимо отметить, что электросетевое оборудование, ранее учтенное при регулировании в филиале Красноярской дирекции по энергообеспечению – структурного подразделения Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД», с 2025 года заявлено в составе обслуживаемого оборудования регулируемой организации Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД».

Данное обстоятельство закреплено распоряжением ОАО «РЖД» от 19 марта 2024 г. № 694 «О внесении изменений в распоряжение ОАО «РЖД» от 20 сентября 2016 г. N1936р (вступило в силу с 25 марта 2024 г.) подготовка, формирование и предъявление в Региональную энергетическую комиссию Кузбасса тарифного дела на 2025-2029 годы на услуги по передаче электрической энергии в границах Кемеровской области - Кузбасса будет осуществляться Западно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению от имени Красноярской дирекции по энергообеспечению, без изменения существующей в настоящее время организационно - штатной структуры дирекций и балансовой принадлежности объектов электросетевого комплекса.

Согласно информации, представленной предприятием в Пояснительной записке Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» осуществляет свою деятельность на территории пяти регионов Российской Федерации, следовательно, производить исчисление экономически обоснованных расходов по регулируемому виду деятельности в отсутствии данных раздельного учета необходимо в доле по полезному отпуску.

Таблица 2

**Определение доли отнесения затрат Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению-СП Трансэнерго - филиала ОАО "РЖД"**

<b>Наименование энергоснабжающей организации</b>	<b>Электропотребление в 2024 году, тыс. кВт. ч.</b>	<b>Доля отнесения затрат</b>
Омская область	1 167 699,92	16,83%

Наименование энергоснабжающей организации	Электропотребление в 2024 году, тыс. кВт. ч.	Доля отнесения затрат
Новосибирская область	2 692 481,33	38,81%
Алтайский край	1 254 339,66	18,08%
Томская область	68 998,79	0,99%
<b>Кемеровская область</b>	<b>1 754 989,18</b>	<b>25,29%</b>
<b>Итого:</b>	<b>6 938 508,88</b>	<b>100,00%</b>

Передача и распределение электрической энергии транзитным и собственным потребителям ОАО «РЖД» в границах Кемеровской области - Кузбасса производится Тайгинской дистанцией электроснабжения (ЭЧ-7), Инской дистанцией электроснабжения (ЭЧ-8), Кемеровской дистанцией электроснабжения (ЭЧ-16), Беловской дистанцией электроснабжения (ЭЧ-17) и Новокузнецкой дистанцией электроснабжения (ЭЧ-18).

ЭЧ-16, ЭЧ-17 и ЭЧ-18 осуществляют транзит и полезный отпуск электроэнергии своим потребителям только в границах Кузбасса, ЭЧ-7, ЭЧ-8 – оказывают услуги по передаче электроэнергии в границах Новосибирской, Томской, Кемеровской областей и в границах Новосибирской, Кемеровской областей соответственно.

По Красноярской дирекции по энергообеспечению в границах Кемеровской области услугу по передаче электрической энергии сторонним потребителям осуществляют дистанции электроснабжения, Боготольская дистанция электроснабжения ЭЧ-1 (также оказывает услугу в границах Красноярского края), Абаканская дистанция электроснабжения ЭЧ-6 (также оказывает услугу в границах Красноярского края и Республики Хакасия).

Доля расходов, относящихся на передачу электрической энергии в границах Кемеровской области - Кузбасса сторонним потребителям, определена пропорционально общему объёму планируемого полезного отпуска электроэнергии суммарно по двум филиалам ОАО «РЖД» на 2026 год и составила (653,60 млн. кВтч/2 195,01 млн. кВтч \* 100) 29,78%, доля фактических стоимостных и количественных показателей для Западно - Сибирская дирекции на сторонних потребителей определена в размере (474,37 млн. кВтч./1 754,44\*100) 27,04 %.

Выпадающие доходы за 2024 год, в том числе и по п. 87 Основ ценообразования, предприятие заявляет в сумме 56 999,36 тыс. руб. в составе НВВ предприятия на 2026 год (файл «Приложение 1\_Таблица долгосрочные 2025-2029»), что подтверждается в текстовой части и таблице 37 (пояснительная записка, стр. 59-65).

## **7. Анализ основных технико-экономических показателей за два предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования**

С учетом представленных предприятием документов по балансовым показателям, поступлению и отпуску электрической энергии на 2026 год (пояснительная записка, Приложения 1) экспертами проведен анализ динамики

*Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год*

основных технико-экономических показателей. При анализе экспертами были учтены фактические показатели за предыдущие отчетные периоды работы предприятия (за 2023 и 2024 год) и утвержденные показатели на 2025-2026 годы.

Анализ основных технико-экономических показателей за два предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования представлены в таблице 3.

### Анализ основных технико-экономических показателей за два предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования

Наименование показателя	Утверждено на 2023 год	Утверждено на 2024 год	Отклонение (2024/2023), %	Утверждено на 2025 год	Отклонение (2025/2024), %	Предложения экспертов на 2026 год	Отклонение (2026/2025), %
Объем поступления в сеть, тыс. кВтч.	1 831 140,50	1 808 349,30	-1,24	2 234 798,6	23,58*	2 029 324,4	-9,2
Объем отпуска из сети, тыс. кВтч.	1 773 641,90	1 751 566,10	-1,24	2 164 625,9	23,58	1 965 636,2	-9,2
Полезный отпуск на потребительский рынок, тыс. кВтч.	468 330,90	484 507,60	3,45	688 191,3	42,04	487 918,4	-29,1
Потери при передаче электрической энергии, тыс. кВтч	57 498,61	56 783,18	-1,24	70 172,7	23,58	63 688,1	-9,2
У.Е.	21 109,85	21 664,67	2,63	20 496,08	0,00	20 496,08	0,00
Мощность, МВт	267,472	248,744	-7,0	282,4444	13,55	287,3434	1,7
Необходимая валовая выручка на потребительский рынок, тыс. руб.	146 873,91	183 052,74	24,63	158 060,20	-13,65	168 615,29	6,7

\* Все показатели, начиная с 2025 года объединены с Красноярской дирекцией по энергообеспечению

Наименование показателя	Утверждено на 2023 год	Факт 2023 год	Отклонение (факт/утв. за 2023 год), %	Утверждено на 2024 год	Факт 2024 год	Отклонение (факт/утв. за 2024 год), %
Объем поступления в сеть, тыс. кВтч.	1 831 140,50	1 775 138,70	-3,05	1 808 349,30	1 754 440,13	-2,98
Объем отпуска из сети, тыс. кВтч.	1 773 641,90	1 719 399,35	-3,06	1 751 566,10	1 699 350,71	-2,98
Полезный отпуск на потребительский рынок, тыс. кВтч.	468 330,90	469 735,09	0,30	484 507,60	474 368,082	-2,09
Потери при передаче электрической энергии, тыс. кВтч	57 498,61	55 739,36	-3,06	56 783,18	55 089,42	-2,98
У.Е.	21 109,85	21 112,16	0,01	21 664,67	21 664,67	0,00
Мощность, МВт	267,472	252,586	-5,57	248,744	232,385	14,03
Необходимая валовая выручка на потребительский рынок, тыс. руб.	146 873,91	137 114,15	-6,65	183 052,74	234 511,23	28,1

### Заключение по объему условных единиц электросетевого оборудования Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2026 год

Объем условных единиц на 2025 год был утвержден для организации в размере **20 496,08** у.е., в т.ч. по ВЛ и КЛ – 5 823,98 у.е., по ПС и ТП – 14 672,10 у.е.

На 2026 год организация заявила тот же объем условных единиц - **20 496,08** у.е., в т.ч. по ВЛ и КЛ – 5 823,98 у.е., по ПС и ТП – 14 672,10 у.е.

Эксперты, рассмотрев подтверждающие объем условных единиц документы: утвержденные схемы электрических соединений ВЛ, КЛ, ПС и ТП, расчет условных единиц на 2026 год считают обоснованными условные единицы в размере **20 496,08** у.е., в т.ч. по ВЛ и КЛ – 5 823,98 у.е., по ПС и ТП – 14 672,10 у.е. (Приложение 1), по ПС и ТП – 10 358,54 у.е. (Приложение 2).

В соответствии с примечанием к таблице П.2.2. Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденных приказом ФСТ России от 06.08.2004 № 20-э/2, условные единицы электрооборудования понизительных подстанций относятся на уровень высшего напряжения подстанций, данный перенос условных единиц приведен в приложении 3.

Таблица П2.1.

#### Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий

	Напряже- ние, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество условных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП	Протя- женность	Объем условных единиц
				у/100 км		
1	2	3	4	5	6	7 = 5 * 6 / 100
	110 - 150	1	дерево	180		
			металл	160		0,00
			ж/бетон	130		0,00
		2	металл	190		0,00
			ж/бетон	160	51,84	82,94
КЛЭП	220	-	-	3000	0,00	
	110	-	-	2300	0,00	0,00
	ВН, всего				51,84	82,94
ВЛЭП	35	1	дерево	170		0,00
			металл	140		0,00
			ж/бетон	120		0,00
		2	металл	180	4,90	8,82
			ж/бетон	150	12,60	18,90

	Напряже- ние, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество условных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП	Протя- женность	Объем условных единиц
				у/100 км		
	1 - 20	-	дерево	160	27,90	44,64
			дерево на ж/б пасынках	140	175,72	246,01
			ж/бетон, металл	110	2 336,38	2 570,02
КЛЭП	20 - 35	-	-	470	0,00	0,00
	3 - 10	-	-	350	99,59	348,55
	СН1, всего				17,50	27,72
	СН2, всего				2 639,59	3 209,22
ВЛЭП	0,4 кВ	-	дерево	260	102,71	267,04
			дерево на ж/б пасынках	220	261,17	574,56
			ж/бетон, металл	150	648,83	973,24
КЛЭП	до 1 кВ	-		270	255,28	689,25
	НН, всего				1 267,98	2 504,10
<b>ИТОГО:</b>				<b>Всего:</b>	3 976,90	<b>5 823,98</b>
				<b>ВН</b>	51,84	82,94
				<b>СН1</b>	17,50	27,72
				<b>СН2</b>	2 639,59	3 209,22
				<b>НН</b>	1 267,98	2 504,10

электропередач (КЛЭП) в условных единицах на 2026 год

Таблица П2.2.

Объем подстанций 35 - 1150 кВ, ТП, КТП и распределительных пунктов (РП) 0,4 - 20 кВ в условных единицах на 2026 год

№ п/п	Наименование	Единиц а измере ния	Напря- жение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
				у/ед. изм.		
1	2	3	4	5	6	7 = 5 * 6
1	Подстанция		220	210	2	420
			110 - 150	105	48,00	5 040,00
			35	75	17,00	1 275,00
2	Силовой трансформатор или реактор 1- или 3- трехфазный)		220	14	4,00	56,00
			110 - 150	7,8	95,00	741,00
			35	2,1	39,00	81,90
			1 - 20	1,0	135,00	135,00
3			110 - 150	26	0,00	0,00

№ п/п	Наименование	Единиц а измере ния	Напря- жение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
				у/ед. изм.	ед. изм.	У
	Воздушный выключатель		35	11	0,00	0,00
			1 - 20	5,5	0,00	0,00
4	Масляный выключатель	-"	220	23	6,00	138,00
			110 - 150	14	109,00	1 526,00
			35	6,4	148,00	947,20
			1 - 20	3,1	670,00	2 077,00
5	Отделитель с короткозамыкателем		220	19	2,00	38,00
			110 - 150	9,5	40,00	380,00
			35	4,7	0,00	0,00
6	Выключатель нагрузки	-"	1 - 20	2,3	195,00	448,50
7	Синхронный компенсатор мощн. 50 Мвар	-"	1 - 20	26	0,00	0,00
8	То же, 50 Мвар и более	-"	1 - 20	48	0,00	0,00
9	Статические конденсаторы	100 конд.	35	2,4	0,00	0,00
			1 - 20	2,4	0,00	0,00
10	Мачтовая (столбовая) ТП	ТП	1 - 20	2,5	2,00	5,00
11	Однотрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	2,3	435,00	1 000,50
12	Двухтрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	3	93,00	279,00
13	Однотрансформаторная ПС 35/0,4 кВ	П/ст	35	3,5	24,00	84,00
14	Итого		ВН	-	-	8 339,00
			СН1	-	-	2 388,10
			СН2	-	-	3 945,00
			Всего:			14 672,10

**Перенос условных единиц электрооборудования понизительных подстанций на более высокий уровень напряжения**

Уровень напряжения	Объем У.Е. по расчету эксперта	Объем У.Е. для переноса на уровень высшего напряжения	Объем У.Е. с учетом переноса
ВН	8 339,00	<u>ПС 220-110 кВ</u>	10 257,00
СН1	2 388,10	СН1-243	2 462,40
СН2	3 945,00	СН2-1675	1 952,70
<b>ИТОГО</b>	<b>14 672,10</b>	<u>ПС 35 кВ</u> СН2-317,3	<b>14 672,10</b>

Итоговые значения условных единиц филиала ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») на 2026 год

ИТОГО по подстанционному оборудованию с учетом переноса на уровень высшего напряжения	
ВН	10 257,00
СН-1	2 462,40
СН-2	1 952,70
НН	0,00
<b>ИТОГО</b>	<b>14 672,10</b>
ИТОГО по линейным объектам	
ВН	82,94
СН-1	27,72
СН-2	3 209,22
НН	2 504,10
<b>ИТОГО</b>	<b>5 823,98</b>
ИТОГО по организации	
ВН	10 339,94
СН-1	2 490,12
СН-2	5 161,92
НН	2 504,10
<b>ИТОГО</b>	<b>20 496,08</b>

## **8. Баланс электрической энергии Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2026 год**

Экспертная оценка балансовых показателей электрической энергии (мощности), принимаемых для расчета тарифов на 2026 год, производилась на основе анализа данных, представленных в материалах тарифного дела рассматриваемой организации, информации, полученной от сбытовых и смежных сетевых компаний (далее – ССК).

В исходных материалах организации в качестве обоснования балансовых показателей представлены следующие документы:

балансовые формы П.1.3-1.6, П.1.30;

плановые объемы поступления электрической энергии (мощности) из сетей ССК;

плановые объемы передачи электрической энергии (мощности) в сети ССК;

план потребления электрической энергии по потребителям сбытовых компаний.

Экспертная группа, рассмотрев перечисленные выше документы предлагает принять к расчету баланс электрической энергии (мощности), представленный в таблицах 1-2. Согласно балансу:

- поступление электрической энергии (мощности) в сеть осуществляется от смежных сетевых компаний (п. 1.1, 1.2, таблицы 1-2);
- полезный отпуск потребителям (п. 4.1, 4.2, таблицы 1-2);
- отпуск электрической энергии в сети следующих ССК (п. 4.4, таблицы 1-2).



Таблица 5

**Баланс мощности на 2026 год Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»**

№ п/п	Показатель	Ед.изм	2026 (план) (01.01.2026 по 30.09.2026)					2026 (план) (01.10.2026 по 31.12.2026)					2026 (план)				
			ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего
1	Получено эл.энергии от ЭСО в т.ч.	млн.кВтч	1267,9711	228,5464	3,8055	0,2142	1500,5372	439,4870	87,6636	1,5416	0,0950	528,7872	1707,4580	316,2100	5,3472	0,3092	2029,3244
1.2	Сетевых организаций	млн.кВтч	1217,7061	228,5464	3,8055	0,2142	1450,2722	419,0246	87,6636	1,5416	0,0950	508,3248	1636,7308	316,2100	5,3472	0,3092	1958,5971
1.2.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	млн.кВтч			0,1870		0,1870				0,0630		0,0000		0,2501	0,0000	0,2501
1.2.2	«ЕвразЭнергоГранс» ООО (ИНН 4217084532)	млн.кВтч	0,4750	1,1934	0,0000	0,0000	1,6684	0,1346	0,4487	0,0000	0,0000	0,5833	0,6096	1,6421	0,0000	0,0000	2,2517
1.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	млн.кВтч			1,5798	0,1408	1,72063			0,6388	0,0560	0,694775	0,0000	0,0000	2,2186	0,1968	2,4154
1.2.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	млн.кВтч	1217,2311	227,3530	0,4466	0,0116	1445,0423	418,8900	87,2149	0,1351	0,0047	506,2447	1636,1212	314,5679	0,5817	0,0163	1951,2871
1.2.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	млн.кВтч			1,3745	0,0437	1,4182			0,6315	0,0221	0,6536	0,0000	0,0000	2,0060	0,0657	2,0718
1.2.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	млн.кВтч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0181	0,0181	0,0000	0,0000	0,0000	0,0123	0,0123	0,0000	0,0000	0,0000	0,0304	0,0304
1.2.12	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	млн.кВтч			0,2176		0,2176			0,0732		0,0732	0,0000	0,0000	0,2908	0,0000	0,2908
1.3	Из сети предьд.напряжения		0,0000	20,2702	94,4025	31,8069	146,4797	0,0000	7,9548	35,5741	11,7141	55,2430	0,0000	28,2250	129,9766	43,5210	201,7227
1.3.1	в том числе из сети ВН	млн.кВтч		20,2702	75,0155	0,0000	95,2857		7,9548	28,4733	0,0000	36,4281		28,2250	103,4888	0,0000	131,7138
1.3.2	в том числе из сети СН1	млн.кВтч			19,3871	2,4742	21,8612			7,1008	1,0616	8,1624			26,4879	3,5358	30,0236
1.3.3	в том числе из сети СН2	млн.кВтч				29,3328	29,3328				10,6525	10,6525				39,9853	39,9853
1.3.4	в том числе из сети НН	млн.кВтч				0,0000	0,0000				0,0000					0,0000	0,0000
1.4	Всего поступление в сеть данного диапазона напряжения	млн.кВтч	1267,9711	248,8166	98,2081	32,0211	1500,5372	439,4870	95,6184	37,1157	11,8091	528,7872	1707,4580	344,4350	135,3238	43,8302	2029,3244
Справочно: Потери согласно приложению 1 к постановлению РЭК от 30 ноября 2025 г. № 469		%															3,14%
2.	Потери	%	2,41%	3,44%	4,90%	7,97%	3,10%	2,52%	3,43%	5,00%	8,13%	3,25%	2,44%	3,44%	4,93%	8,01%	3,14%
		млн.кВтч	30,5794	8,5523	4,8105	2,5512	46,4934	11,0937	3,2839	1,8576	0,9595	17,1947	41,6731	11,8362	6,6681	3,5107	63,6881
3.	Отпущено эл.энерг.	млн.кВтч	1237,3916	240,2643	93,3975	29,4700	1454,0438	428,3933	92,3345	35,2581	10,8496	511,5924	1665,7849	332,5988	128,6557	40,3195	1965,6362
3.1	Сальдо-переток в след.уровня напряжения	млн.кВтч	95,2857	21,8612	29,3328	0,0000	146,4797	36,4281	8,1624	10,6525	0,0000	55,2430	131,7138	30,0236	39,9853	0,0000	201,7227
3.2	в том числе из сети ВН	млн.кВтч					0,0000					0,0000					0,0000
3.3	в том числе из сети СН1	млн.кВтч	20,2702				20,2702	7,9548				7,9548	28,2250				28,2250
3.4	в том числе из сети СН2	млн.кВтч	75,0155	19,3871			94,4025	28,4733	7,1008			35,5741	103,4888	26,4879			129,9766
3.5	в том числе из сети НН	млн.кВтч	0,0000	2,4742	29,3328		31,8069	0,0000	1,0616	10,6525		11,7141	0,0000	3,5358	39,9853		43,5210
4	Полезный отпуск всего	млн.кВтч	1142,1059	218,4031	64,0648	29,4700	1454,0438	391,9652	84,1721	24,6056	10,8496	511,5924	1534,0711	302,5752	88,6704	40,3195	1965,6362
4.1	Прочие потребители, в т.ч.	млн.кВтч	13,1155	1,9614	23,4400	6,2426	44,7594	4,5198	0,8871	9,6498	2,3855	17,4422	17,6353	2,8485	33,0897	8,6281	62,2017
4.1.1	однотавочники	млн.кВтч	4,3587	1,9614	20,4852	5,3900	32,1953	1,5313	0,8871	8,2768	2,0789	12,7741	5,8900	2,8485	28,7620	7,4689	44,9694
4.1.2	двуставочники	млн.кВтч	8,7568	0,0000	2,9548	0,8526	12,5642	2,9885	0,0000	1,3730	0,3066	4,6681	11,7453	0,0000	4,3278	1,1592	17,2323
4.2	Население в т.ч.	млн.кВтч	2,0110	0,0000	4,3232	18,9304	25,2646	0,3483	0,0000	0,9864	6,5700	7,9047	2,3593	0,0000	5,3096	25,5004	33,1693
4.2.1	с 0,7	млн.кВтч	2,0110	0,0000	3,9883	18,3983	24,3976	0,3483	0,0000	0,8448	6,3636	7,5567	2,3593	0,0000	4,8331	24,7619	31,9543
4.2.2	без 0,7	млн.кВтч	0,0000	0,0000	0,3349	0,5321	0,8670	0,0000	0,0000	0,1415	0,2064	0,3479	0,0000	0,0000	0,4764	0,7385	1,2149
4.3	Производственные нужды ЭСО	млн.кВтч	911,1778	154,6689	12,4389	4,2168	1082,5024	327,2425	60,7441	5,3659	1,8629	395,2155	1238,4203	215,4130	17,8048	6,0798	1477,7179
4.4	Перетоки в смежные сетевые организации в т.ч. в:	млн.кВтч	215,8016	61,7728	23,8627	0,0802	301,5173	59,8546	22,5408	8,6036	0,0311	91,0301	275,6562	84,3137	32,4663	0,1113	392,5474
4.4.2	Сетевых организаций	млн.кВтч	338,6102	61,7728	23,8627	0,0802	424,3259	100,7908	22,5408	8,6036	0,0311	131,9663	439,4010	84,3137	32,4663	0,1113	556,2922
4.4.2.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	млн.кВтч	0,0000	0,0000	0,8832	0,0000	0,8832	0,0000	0,0000	0,4232	0,0000	0,4232	0,0000	0,0000	1,3064	0,0000	1,3064
4.4.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	млн.кВтч	47,9999	19,1930	18,7287	0,0435	85,9650	15,6378	7,2209	6,6352	0,0211	29,5150	63,6377	26,4139	25,3638	0,0646	115,4800
4.4.2.4	«КузбассЭлектро» ОАО (ИНН 4202002174)	млн.кВтч		0,4490			0,4490		0,1515			0,1515	0,0000	0,6005	0,0000	0,6005	
4.4.2.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	млн.кВтч	272,5893	41,7316	3,5589	0,0367	317,9164	78,7397	15,0151	1,3791	0,0101	95,1440	351,3290	56,7467	4,9380	0,0467	413,0604
4.4.2.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	млн.кВтч	17,2211	0,0000	0,0000	0,0000	17,2211	6,0098	0,0000	0,0000	0,0000	6,0098	23,2309	0,0000	0,0000	0,0000	23,2309
4.4.2.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	млн.кВтч	0,3856	0,3993	0,6920	0,0000	0,7849	0,2071	0,1534			0,3605	0,5927	0,5526	0,0000	0,0000	1,1453
4.4.2.12	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	млн.кВтч	0,4144	0,0000	0,6920	0,0000	1,1064	0,1963	0,0000	0,1660	0,0000	0,3624	0,6107	0,0000	0,8580	0,0000	1,4688
4.5	Полезный отпуск	млн.кВтч	1142,1059	218,4031	64,0648	29,4700	1454,0438	391,9652	84,1721	24,6056	10,8496	511,5924	1534,0711	302,5752	88,6704	40,3195	1965,6362
4.6	Полезный отпуск без производственных нужд	млн.кВтч	230,9281	63,7342	51,6259	25,2531	371,5414	64,7227	23,4280	19,2397	8,9866	116,3770	295,6508	87,1622	70,8656	34,2398	487,9184
4.7	Потери при передаче эл. энергии на потребительский рынок	млн.кВтч	5,4620	2,8337	3,3479	1,9141	13,5577	2,1300	1,0328	1,2251	0,6785	5,0663	7,5920	3,8664	4,5729	2,5926	18,6240
4.8	Полезный отпуск конечному потребителю	млн.кВтч	15,1265	1,9614	27,7632	25,1730	70,0241	4,8682	0,8871	10,6361	8,9555	25,3469	19,9947	2,8485	38,3993	34,1285	95,3709
6	Проверка		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

*Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год*

## **8. Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат**

Согласно пункту 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 № 1178.

Для регулирования Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, долгосрочный период составляет 5 лет с 2025 по 2029 годы.

Основы применения метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки указаны в пункте 38 Основ ценообразования.

Согласно пункту 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. В соответствии с пунктом 17 Основ ценообразования в необходимую валовую выручку включаются планируемые на расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), и расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

В соответствии с Методическими указаниями по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденными Приказом ФСТ России от 17.12.2012 № 98-э (далее - Методические указания № 98-э) статьи расходов относятся к «Подконтрольным расходам» (ПР) и «Неподконтрольным расходам» (НР).

Введены изменения в тарифное законодательство постановлением Правительства от 23.10.2025 № 1635 (постановление Правительства № 1635), согласно которым начиная с 2026 года подконтрольные расходы формируются с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций.

При этом, доли операционных (подконтрольных) расходов, рассчитанных с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций в соответствии с пунктом 38(4) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике" (соответственно на 2026 год - 30 %, на 2027 год - 70 %). Доли операционных

(подконтрольных) расходов (соответственно на 2026 год - 70 %, на 2027 год - 30 % рассматривается в части учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и проиндексированных на индексы потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и индекса изменения количества активов в случае, если 2026 год и 2027 год являются очередными годами долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации.

Положениями постановления Правительства № 1635 внесен дополнительно пункт 38.4 в Основы ценообразования № 1178, в котором, в том числе, указано, следующее - для территориальных сетевых организаций, собственником которых является единый хозяйствующий субъект железнодорожного транспорта или дочернее (зависимое) общество такого субъекта, которое владеет инфраструктурой железнодорожного транспорта общего пользования, или права акционера или собственника имущества которых осуществляют Российская Федерация в лице Министерства обороны Российской Федерации и (или) подведомственные Министерству обороны Российской Федерации организации, операционные (подконтрольные) расходы территориальных сетевых организаций определяются в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктом 32 настоящего документа, или в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктом 38 настоящего документа, исходя из:

значений эталонов затрат территориальных сетевых организаций, предусмотренных приложением № 8 к настоящему документу;

коэффициента учета влияния сроков эксплуатации оборудования, предусмотренного приложением № 11 к настоящему документу;

коэффициента приведения эталонов затрат, предусмотренного приложением № 12 к настоящему документу;

данных, указанных в абзаце шестом настоящего пункта.

В соответствии с последними изменениями тарифного законодательства расчет подконтрольных расходов производится поэтапно:

I этап – определение подконтрольных расходов методов долгосрочной индексации согласно положениям Методических указаний 98-э в размере 70%;

II этап – формирование подконтрольных расходов с применением эталонов затрат в размере 30 % с учетом нововведений постановления Правительства РФ № 1635 от 23.10.2025 в Основы ценообразования № 1178.

При этом, согласно абзаца 7 пункта 4 постановления Правительства РФ № 1635 от 23.10.2025 при определении операционных (подконтрольных) расходов должно соблюдаться условие непревышения удельной величины операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, над удельной величиной 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.

**Расчет подконтрольных расходов методом долгосрочной индексации,  
составляющих 70% уровня подконтрольных расходов  
на 2026 год**

Подконтрольные расходы, в соответствии со статьей 12 Методических указаний 98-э, включают в себя следующие статьи затрат:

- сырье и материалы;
- ремонт основных средств;
- оплата труда;
- другие подконтрольные расходы, осуществляемые из прибыли регулируемой организации.

Подконтрольные расходы на очередной год (второй) долгосрочного периода регулирования, для Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД», определяются индексацией базового уровня подконтрольных расходов по формуле (2) Методических указаний 98-э:

$$НВВ_i^{код} = ПР_i + НР_i + В_i + У_i + \Delta ЭПР_i + d_i \times \Delta ЭП_i + НВВ_{i-2}^{код} \times КНК_i$$

где:

$i$  - номер расчетного года периода регулирования,  $i = 2, 3...$

$ПР_i$  - подконтрольные расходы, определяемые в соответствии с пунктом 11(1) Методических указаний и учтенные в году  $i$  долгосрочного периода регулирования. В случае пересмотра на год  $i$  базового уровня подконтрольных расходов по основаниям, установленным в абзаце тринадцатом пункта 7, абзаце двадцатом пункта 12 Основ ценообразования, пункте 8 Правил регулирования, а также на основании поручений, содержащихся в актах Президента Российской Федерации, поручений и указаний Президента Российской Федерации, поручений, содержащихся в актах Правительства Российской Федерации и (или) протоколах заседаний Правительства Российской Федерации, поручений Председателя Правительства Российской Федерации, в качестве  $ПР_i$  принимается базовый уровень подконтрольных расходов с учетом его пересмотра (тыс. руб.);

$НР_i$  - 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 ОАО "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 и нематериальных активов (в соответствии с пунктом 27(1) 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.);

$У_i$  - планируемые на период регулирования, соответствующий году  $i$ , расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными, на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемые до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации" (тыс. руб.);

$\Delta \text{ЭПР}_1$ ,  $\Delta \text{ЭПР}_i$ ,  $\Delta \text{ЭП}_1$ ,  $\Delta \text{ЭП}_i$ ,  $d_1$ ,  $d_i$  - соответственно экономия подконтрольных расходов, учитываемая на первый год, год  $i$  очередного долгосрочного периода регулирования, определяемая в соответствии с пунктом 11(4) Методических указаний, экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования, и доля  $\Delta \text{ЭП}_1$ ,  $\Delta \text{ЭП}_i$ , которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1;

$V_i$  - расходы  $i$ -го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком "плюс") или полученного избытка (со знаком "минус"), выявленных в том числе по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов, связанных с необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования.

Неподконтрольные расходы формируются методом экономически обоснованных расходов.

### **8.1. Расчет коэффициента индексации подконтрольных расходов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»**

В соответствии с пунктом 4 постановления Правительства РФ от 23.10.2025 № 1635 при установлении (пересмотре) на 2026 и 2027 годы цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, за исключением территориальных сетевых организаций, указанных в пункте 5 настоящего постановления, в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными пунктом 32 или пунктом 38 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике", операционные (подконтрольные) расходы территориальных сетевых организаций определяются как сумма:

доли операционных (подконтрольных) расходов, рассчитанных с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций в соответствии с пунктом 38(4) Основ ценообразования в области регулируемых

цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике" (соответственно на 2026 год - 30 процентов, на 2027 год - 70 процентов);

доли операционных (подконтрольных) расходов (соответственно на 2026 год - 70 процентов, на 2027 год - 30 процентов):

рассчитанных с применением метода экономически обоснованных затрат в случае, если 2026 год или 2027 год является первым годом долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации;

рассчитанных с применением метода экономически обоснованных затрат на 2026 год с учетом индексации на индекс потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и индекс изменения количества активов в случае, если 2027 год является вторым годом долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации;

учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год и проиндексированных на индексы потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и индекс изменения количества активов в случае, если 2026 год и 2027 год являются очередными годами долгосрочного периода регулирования территориальной сетевой организации.

При определении операционных (подконтрольных) расходов в соответствии с абзацами четвертым - шестым настоящего пункта должно соблюдаться условие непревышения удельной величины операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, над удельной величиной 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.

На 2028 год и последующие годы операционные (подконтрольные) расходы территориальной сетевой организации определяются с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций в соответствии с пунктом 38(4) Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».

В отношении территориальных сетевых организаций, указанных в пункте 38(4) Основ ценообразования № 1178, операционные расходы определяются с применением эталонов затрат территориальных сетевых организаций в

соответствии с порядком, установленным пунктом 38(4) настоящего документа. При этом для расчета необходимой валовой выручки таких территориальных сетевых организаций на долгосрочный период регулирования не применяются (не устанавливаются) следующие долгосрочные параметры регулирования - базовый уровень операционных расходов, индекс эффективности операционных расходов и коэффициент эластичности операционных расходов территориальных сетевых организаций.

Следовательно, при определении коэффициента индексации подконтрольных расходов учитывается только индекс изменения активов и индекс потребительских цен в соответствии с параметрами прогноза социально-экономического развития Российской Федерации к установленному уровню подконтрольных расходов 2025 года, а именно:

$$87\,657,63 \text{ тыс. руб.} * 1,051 * 1 = 92\,128,17 \text{ тыс. руб.},$$

где 1,051 – индекс потребительских цен Минэкономразвития РФ:

1 – индекс изменения количества активов (20 496,08 – 20 496,08) / 20 496,08 у.е.

На сайте Минэкономразвития России опубликован 26.09.2025 прогноз социально-экономического развития Российской Федерации до 2028 года.

**Министерство экономического развития Российской Федерации**  
**Прогноз показателей инфляции**  
**(Базовый вариант)**

	2024	2025	2026	2027	2028
	отчет	оценка	прогноз		
<b>Показатели инфляции: потребительские цены (ИПЦ)</b>					
рост цен на конец периода, % к декабрю предыдущего года	109,5	106,8	104,0	104,0	104,0
в среднем за год, %	108,5	109,0	105,1	104,0	104,0

## 8.2. Подконтрольные расходы

В соответствии с пунктом 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 регулируемую деятельность, а также налогов и сборов, предусмотренных

законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, расходов на оплату нормативных потерь в сетях.

Согласно пункту 11(1) Методических указаний 98-э, уровень подконтрольных расходов на очередной год долгосрочного периода определяется путём индексации базового уровня подконтрольных расходов первого года долгосрочного периода регулирования. Постановлением РЭК Кузбасса от 30.11.2024 № 469 долгосрочным периодом регулирования определены 2025-2029 годы. На 2024 год определен базовый уровень подконтрольных расходов в размере 87,66 млн. руб.

В документах на 2026 год, представленных предприятием не отражено соблюдение требований, предусмотренных Федеральным законом от 18.07.2011 № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

Однако, в Учетной политике предприятия, введенной в действие Приказом от 31.08.2021 № 82, представленной в составе тарифной заявке в томе 1, упоминается о филиале ОАО «РЖД» «Центральная дирекция закупок и снабжения», которая осуществляет закупки посредством проведения торгов, а также определяет справедливую стоимость фактического состояния имущества.

При расчете подконтрольных расходов, связанных с передачей электрической энергии, в очередном году долгосрочного периода регулирования учитываются следующие статьи затрат:

- 1) сырье и материалы, определяемые в соответствии с пунктом 24 Основ ценообразования;
- 2) ремонт основных средств, определяемый на основе пункта 25 Основ ценообразования;
- 3) оплата труда, определяемая на основе пункта 26 Основ ценообразования;
- 4) другие подконтрольные расходы, в том числе расходы на обслуживание заемных средств, а также 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 материалах тарифного дела (Приложение 1 к пояснительной записке) предприятием представлен расчет подконтрольных расходов на 2026 год в составе НВВ в сумме 96 047,41 тыс. руб. с учетом обновленного прогноза Минэкономразвития и расчета подконтрольных расходов в соответствии с Методическими указаниями 98-э и на 2027-2029 годы, а также определен коэффициент индексации на 2026 год в размере 1,096.

В соответствии с положениями Методических указаний 98-э экспертами произведен расчет подконтрольных расходов на 2026 год.

При этом, коэффициент индексации на 2026 год определен с учетом следующих показателей:

- ИПЦ 5,1% официально опубликованный на сайте Минэкономразвития РФ от 26.09.2025;

- количества принятых обоснованными плановых активов в размере 20 496,08 у.е. и индекса изменений количества активов относительно планового количества активов в размере -5,39%.

Расчет плановых подконтрольных расходов на 2026 год произведен индексацией базового уровня подконтрольных расходов 2025 года с учетом коэффициента индексации на 2026 год в соответствии с Методическими указаниями 98-э:

Таблица 6

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено РЭК Кузбасса на 2025 год	Заявлено предприятием	Произведен расчет экспертиза	Отклонения 6=5-4
1	2	3	4	5	6
<b>Расчет коэффициента индексации</b>					
1	ИПЦ	5,80%	4,3%	5,1	0,8
2	Индекс эффективности операционных расходов	1,0%	1,0%	1,0%	0,00
3	Количество активов	20 496,08	23 434,39	20 496,08	-2 938,31
4	Индекс изменения количества активов	2,63%		0,00	-
5	Коэффициент эластичности затрат по росту активов	0,75	0,75	0,75	0,00
6	Итого коэффициент индексации	1,0681		1,0510	0,00
<b>Расчет подконтрольных расходов</b>					
7	Материальные затраты	6 711,43	7 353,79	7 053,71	-300,07
7.1	<i>Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо</i>	683,20	748,59	718,04	-30,55
7.2	<i>Работы и услуги производственного характера</i>	6 028,23	6 605,20	6 335,67	-269,53
8	Расходы на оплату труда	77 753,54	85 195,39	81 718,97	-3 476,42
	<i>Среднесписочная численность</i>	88	88	88,00	0,00
	<i>Средняя заработная плата</i>	73 630,25	80 677,45	77 385,39	-3 292,06
9	Прочие расходы, всего, в том числе:	3 119,48	3 498,23	3 278,57	-219,66
9.1	<i>Ремонт основных фондов</i>	2 231,29	2 444,85	2 345,09	-99,76
9.2	<i>Оплата работ и услуг сторонних организаций</i>	694,31	760,76	729,72	-31,04
9.2.1	Услуги связи	23,84	26,12	25,06	-1,07
9.2.2	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	43,61	47,78	45,83	-1,95
9.2.3	Расходы на юридические и информационные услуги	0,00	0,000	0,00	0,00
9.2.4	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	0,00	482,11	0,00	-482,11

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено РЭК Кузбасса на 2025 год	Заявлено предприятием	Произведен расчет экспертиза	Отклонения 6=5-4
9.2.5	Транспортные услуги	186,86	204,75	196,39	-8,35
9.2.6	Прочие услуги сторонних организаций	440,00	0,000	462,44	462,44
10	Расходы на командировки и представительские	0,00	0,000	0,00	0,00
11	Расходы на подготовку кадров	0,00	0,000	0,00	0,00
12	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	70,65	77,41	74,25	-3,16
13	Электроэнергия на хоз. нужды	0,00	135,02	0,00	-135,02
14	Расходы на страхование	123,23	0,00	129,51	129,51
15	Другие прочие расходы	0,00	80,18	0,00	0,00
16	Подконтрольные расходы из прибыли	73,18	80,18	76,91	-3,27
	Итого подконтрольные расходы	87 657,63	96 127,59	92 128,17	-3 999,42

С учетом изменений тарифного законодательства в части определения подконтрольных расходов на 2026 год производится расчет доли методом долгосрочной индексации в размере 70%:

$$92\ 128,17 * 70\% = 64\ 489,72 \text{ тыс. руб.}$$

Следовательно, часть подконтрольных расходов на 2026 год, определяемая методом долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, составила 64 489,72 тыс. руб.

### **Анализ документальной обоснованности расходов на ремонт основных средств Западно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» за 2024 год**

Ремонтный фонд организации на 2024 год, утвержденный РЭК Кузбасса, составляет 4 007,59 тыс. руб.

Согласно представленному организацией отчету о выполнении программы ремонтного обслуживания вх. 1889 от 01.04.2025, вх.2432 от 25.04.2025 ее фактическое выполнение составило 92 939,64 тыс. руб. Степень освоения ремонтного фонда составила 2 319,1 %.

В качестве обоснования понесенных расходов на ремонты представлены следующие документы:

1. Отчет о выполнении программы ремонтного обслуживания.
2. Реестр актов приемки выполненных работ по программе ремонтного обслуживания.
3. Акты приемки выполненных работ по программе ремонтного обслуживания, счет-фактуры, договоры на проведение ремонтных работ, акт на списание материальных ценностей.

Экспертная группа, рассмотрев представленный отчет организации, выявила затраты, не подлежащие учету в ремонтной программе.

В отчете были учтены работы на общую сумму – 148,99 тыс. руб., которые не относятся к ремонтной программе, а именно:

1. 24,83 тыс. руб. организация затратила на текущий ремонт оборудования модульной ДГА с блоком РУ ТП Калтан;

2. 49,66 тыс. руб. организация затратила на текущий ремонт оборудования модульной ДГА с блоком РУ ТП Спиченково;

3. 74,49 тыс. руб. организация затратила на текущий ремонт оборудования модульной ДГА с блоком РУ ТП Тальжино.

Все вышеуказанные объекты не подлежат включению в ремонтную программу в соответствии с п. 2 Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго РФ от 25.10.2017 N 1013, по которому ремонту подлежат объекты электросетевого хозяйства, в список которых не входит данное оборудование.

Таким образом, эксперты признают обоснованность стоимости фактически выполненных ремонтов в размере **92 790,66** = 92 939,64 - 148,98 тыс. руб., а степень освоения – 2 315,37 %.

Приложение 1. Анализ документальной обоснованности отчета о выполнении организацией ремонтной программы за 2024 год.

Таблица 7

Анализ документальной обоснованности ремонтной программы Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению  
структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» за 2024 год

№ пп.	Диспетчерское наименование объекта, наименование работ	Вид ремонта (КР; СР; ТР)	Способ ремонта: подряд, х/способ	Утвержденная РЭК на 2024 г. стоимость РП	Фактическое освоение ремонтного фонда (РФ)			Обосновывающие документы	Фактическое освоение РФ по мнению экспертов	Комментарий экспертов
					Всего	подряд	хоз. способ			
						Всего	Всего			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС-110/10 ЭЧЭ-261 Падунская (Здание тяговой подстанции ст.Падунская), работы выполнены в соответствии с Приложением №4 Объект №2 (стр.17-67) Договора от 11.10.2023 г. № 1695/ОКЭ-ТЭ/23/1/1	КР	подряд	4 007,59	39688,06	39688,06		КС-2, КС-3, счет-фактура, договор на проведение ремонтных работ	39 688,06	
2	ПС-110/10 ЭЧЭ-306 Кузель (Распределительное устройство 110кВ ст. Кузель), работы выполнены в соответствии с Приложением №4 Объект №3 (стр.3-5) к договору от 20.10.2022 г. № 1295/ОКЭ-ТЭ/22/1/1	КР	подряд		4714,88	4714,88			4 714,88	
3	ПС-110/35/10 ЭЧЭ-312 Ижморская (Здание тяговой подстанции ст.Ижморская), работы выполнены в соответствии с Приложением №3 к договору от 04.10.2024 г. № 5839833	КР	подряд		2743,40	2743,40			2 743,40	
4	ПС-110/35/10 ЭЧЭ-312 Ижморская (Здание тяговой подстанции ст.Ижморская), корректировочные проектные и изыскательские работы	КР	подряд		249,03	249,03			249,03	
5	ПС-110/10 ЭЧЭ-313 Иверка (Здание тяговой подстанции ст.Иверка), корректировочные проектные и изыскательские работы	КР	подряд		249,57	249,57			249,57	
6	Высоковольтная линия электропередач до 10кВ ст.Тайга	ТР	х/способ		217,96		217,96	Подряд: КС-2, КС-3, счет-фактура, договор на проведение ремонтных работ. Хоз. способ: акт на списание материальных ценностей.	217,96	
7	Линия электропередач-220-380кВ ст.Тайга	ТР	х/способ		3,32		3,32		3,32	
8	Линия электропередач ст.Тайга	ТР	х/способ		9,72		9,72		9,72	
9	Высоковольтная линия ст.Тайга	ТР	х/способ		2,83		2,83		2,83	
10	Энергетическое оборудование понизительной ТП-7	ТР	х/способ		18,84		18,84		18,84	
11	Оборудование тяговой подстанции Таскаево	ТР	х/способ		26,80		26,80		26,80	
12	Оборудование тяговой подстанции Хопкино	ТР	х/способ		8121,53		8121,53		8 121,53	
13	Оборудование тяговой подстанции Тайга	ТР	х/способ		128,00		128,00		128,00	
14	Аппаратура ТУ тяговой подстанции Хопкино	ТР	х/способ		59,94		59,94		59,94	
15	Аппаратура ТУ тяговой подстанции Тутальская	ТР	х/способ		532,99		532,99		532,99	

№ пп.	Диспетчерское наименование объекта, наименование работ	Вид ремонта (КР; СР; ТР)	Способ ремонта: подряд, х/способ	Утвержденная РЭЖ на 2024 г. стоимость РП	Фактическое освоение ремонтного фонда (РФ)			Обосновывающие документы	Фактическое освоение РФ по мнению экспертов	Комментарий экспертов
					Всего	подряд	хоз. способ			
						Всего	Всего			
16	Оборудование тяговой подстанции Судженка	ТР	х/способ		19,89			19,89		
17	Здание тяговой подстанции ст. Беркульская	ТР	х/способ		213,04			213,04		
18	Линия электропередач ст.Арлюк	ТР	х/способ		64,24			64,24		
19	ВЛ-10 кВ прод.электроснаб.ст.Ишаново-Предкомбинат	ТР	х/способ		91,39			91,39		
20	Линия электроснабжения 10кВ ст.Забойщик	ТР	х/способ		5,19			5,19		
21	Комплектная трансформаторная подстанция КТП-392	ТР	х/способ		3,95			3,95		
22	Трансформаторная подстанция ТП-677	ТР	х/способ		261,57			261,57		
23	Оборудование тяговой подстанции ст.Барзас	ТР	х/способ		244,56			244,56		
24	Здание тяговой подстанции ст.Ленинск-Кузнецкий	ТР	х/способ		4,90			4,90		
25	Оборудование тяговой подстанции ст.Топки	ТР	х/способ		61,18			61,18		
26	Оборудование тяговой подстанции ст.Шахтер	ТР	х/способ		209,88			209,88		
27	Оборудование тяговой подстанции ст.Юрга	ТР	х/способ		12179,37			12 179,37		
28	Линия электропередач 10кВ ст.Мереть	ТР	х/способ		297,82			297,82		
29	ЛЭП каб 10кВ ст.Белово	ТР	х/способ		208,54			208,54		
30	Оборудование ТП-1 ст.Белово	ТР	х/способ		1,91			1,91		
31	Оборудование тяговой подстанции ст.Артышта	ТР	х/способ		851,26			851,26		
32	Тяговая подстанция ст.Белово	ТР	х/способ		315,15			315,15		
33	Здание трансформаторной подстанции №10 ст.Новокузнецк-Сортировочный	ТР	х/способ		22,70			22,70		
34	Здание трансформаторной подстанции №17 ст.Новокузнецк-Сортировочный	ТР	х/способ		1456,25			1 456,25		
35	Здание трансформаторной подстанции №16 ст.Новокузнецк-Восточный	ТР	х/способ		4,69			4,69		
36	Линия электропередач 0,4кВ ст.Новокузнецк-Восточный	ТР	х/способ		347,35			347,35		
37	Линия электропередач 0,4кВ ст.Новокузнецк-Пассажирский	ТР	х/способ		454,22			454,22		

№ пп.	Диспетчерское наименование объекта, наименование работ	Вид ремонта (КР; СР; ТР)	Способ ремонта: подряд, х/способ	Утвержденная РЭК на 2024 г. стоимость РП	Фактическое освоение ремонтного фонда (РФ)			Обосновывающие документы	Фактическое освоение РФ по мнению экспертов	Комментарий экспертов
					Всего	подряд	хоз. способ			
						Всего	Всего			
38	Низковольтные электросети ст.Новокузнецк-Пассажирский	ТР	х/способ		81,18			81,18		
39	Низковольтные электросети ст.Новокузнецк-Сортировочный	ТР	х/способ		20,71			20,71		
40	Воздушная линия электропередач 6 кв ст.Новокузнецк-Пассажирский	ТР	х/способ		347,91			347,91		
41	Воздушная линия электропередач 6 кв ст.Новокузнецк-Восточный	ТР	х/способ		15,29			15,29		
42	Линия электропередач 0,4кВ ул.Вокзальная 23 (ТП24-а)	ТР	х/способ		1166,66			1 166,66		
43	Кабельная линия электропередач 6 кв ст.Новокузнецк-Восточный	ТР	х/способ		414,55			414,55		
44	Оборудование тяговой подстанции ст.Абагуровский	ТР	х/способ		17,48			17,48		
45	Оборудование тяговой подстанции ст.Мундыбаш	ТР	х/способ		2,36			2,36		
46	Оборудование тяговой подстанции ст.Алгаин	ТР	х/способ		6,85			6,85		
47	Оборудование тяговой подстанции ст.Кондома	ТР	х/способ		8,16			8,16		
48	Оборудование тяговой подстанции ст.Ахпун	ТР	х/способ		437,43			437,43		
49	Оборудование тяговой подстанции ст.Калары	ТР	х/способ		295,45			295,45		
50	Оборудование тяговой подстанции ст.Шерегеш	ТР	х/способ		77,64			77,64		
51	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Спиченково	ТР	х/способ		13881,20			13 881,20		
52	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Новокузнецк-Сортировочный	ТР	х/способ		144,43			144,43		
53	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Новокузнецк-Северный	ТР	х/способ		110,03			110,03		
54	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Мыски	ТР	х/способ		25,91			25,91		
55	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Междуреченск	ТР	х/способ		46,70			46,70		

№ пп.	Диспетчерское наименование объекта, наименование работ	Вид ремонта (КР; СР; ТР)	Способ ремонта: подряд, х/способ	Утвержденная РЭК на 2024 г. стоимость РП	Фактическое освоение ремонтного фонда (РФ)			Обосновывающие документы	Фактическое освоение РФ по мнению экспертов	Комментарий экспертов
					Всего	подряд	хоз. способ			
						Всего	Всего			
56	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Карлык	ТР	х/способ		90,35			90,35		
57	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Ерунаково	ТР	х/способ		8,12			8,12		
58	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Терентьевская	ТР	х/способ		145,68			145,68		
59	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Углерод	ТР	х/способ		82,38			82,38		
60	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.381км	ТР	х/способ		285,33			285,33		
61	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Терентьевская	ТР	х/способ		13,34			13,34		
62	Оборудование РУ тяговой подстанции ст.Ускаат	ТР	х/способ		12,16			12,16		
63	Оборудование тяговой подстанции ст.Карлык	ТР	х/способ		120,56			120,56		
64	Оборудование трансформаторной подстанции ТП 24-а	ТР	х/способ		46,90			46,90		
65	Оборудование трансформаторной подстанции ТП 69	ТР	х/способ		6,95			6,95		
66	Комплектная трансформаторная подстанция КТП 6 ст.Новокузнецк-Сортировочный	ТР	х/способ		10,00			10,00		
67	Блок защиты и управления выключателем ТП Тальжино	ТР	х/способ		241,28			241,28		
68	Наружные сети электроснабжения 0,4кВ ст.Новокузнецк-Восточный	ТР	х/способ		541,76			541,76		
69	Модульный ДГА с блоком РУ ТП Калтан	ТР	х/способ		24,83			0,00	В соответствии с п. 2 Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденных приказом Минэнерго РФ от 25.10.2017 N 1013 ремонту подлежат	
70	Модульный ДГА с блоком РУ ТП Спиченково	ТР	х/способ		49,66			0,00		
71	Модульный ДГА с блоком РУ ТП Тальжино	ТР	х/способ		74,49			0,00		

№ пп.	Диспетчерское наименование объекта, наименование работ	Вид ремонта (КР; СР; ТР)	Способ ремонта: подряд, х/способ	Утвержденная РЭК на 2024 г. стоимость РП	Фактическое освоение ремонтного фонда (РФ)			Обосновывающие документы	Фактическое освоение РФ по мнению экспертов	Комментарий экспертов
					Всего	подряд	хоз. способ			
						Всего	Всего			
										объекты электросетевого хозяйства в список которых не входит данное оборудование. Соответственно, данная работы не может быть учтена в ремонтной программе.
ИТ ОГ О	x	x	x	4 007,59	92 939,64	47 644,93	45 294,71	0,00	92 790,66	

В необходимой валовой выручке на 2024 год расходы по статье «Ремонт основных фондов» учтены в размере 4 555,61 тыс. руб. (Постановление РЭК Кузбасса от 01.10.2024 № 226).

**Заключение по анализу количества оборудования для расчета прогнозных затрат Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» в части операционных (подконтрольных) расходов на 2026 год**

Объем условных единиц на 2026 год для организации определен РЭК Кузбасса в размере **20 496,08** у.е., в т.ч. по ВЛ и КЛ – 5 823,98 у.е., по ПС и ТП – 14 672,10 у.е.

Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП), кабельных линий электропередач (КЛЭП), подстанций 35 - 1150 кВ, ТП, КТП и распределительных пунктов (РП) 0,4 - 20 кВ в физических единицах (километры, шт.), учтенный в объеме условных единиц на 2026 год, соответствует величинам используемых для расчета прогнозных затрат ТСО в части операционных (подконтрольных) расходов на 2026 год.

В расчете также учитывается оборудование, которое не входит в расчет условных единиц. Анализ представленных организацией документов показал необходимость корректировки значений по указанному оборудованию (таблица 1).

**Перечень оборудования, которое не входит в расчет условных единиц, но участвует в расчете прогнозных затрат в части операционных (подконтрольных) расходов на 2026 год**

Таблица 8

№	Оборудование, которое не входит в расчет условных единиц	Единица измерения	Предложение ТСО	Предложение РЭК	Замечания РЭК
1	Выключатели нагрузки 1-20 кВ; линейные разъединители, установленные на воздушных линиях электропередачи напряжением 1-20 кВ в целях секционирования		195	195	-
2	Аппаратура беспроводного доступа	1 радиостанция	-	-	-
3	Аппаратура телемеханики	1 устройство	256	161	Количество аппаратуры телемеханики снижено на величину постов контактной сети, которые не участвуют в передаче электроэнергии сторонним потребителям
4	Оборудование шкафов сбора данных	1 комплекс	924	924	-
5	Счетчики технического и коммерческого учета	1 прибор	9 586	6 805	Количество счетчиков снижено на величину приборов учета, которые не участвуют в учете электроэнергии поставляемой сторонним потребителям
6	Резервные источники снабжения электроэнергией (РИСЭ)	1 агрегат	30	30	-
7	Стационарные аккумуляторные батареи (АКБ)	1 АКБ	73	73	-
8	Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)	км	-	-	-

Приложение 1. Расчет прогнозных затрат Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» в части операционных (подконтрольных) расходов на 2026 год

Данные для расчета

Субъект РФ	Кемеровская область	
Субъекты РФ в региональном кластере	Кемеровская область - Кузбасс, Республика Бурятия, Республика Хакасия, Забайкальский край, Республика Тыва, Томская область	
Название организации	Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО "РЖД"	
ИНН	7708503727	
КПП	540745012	
Граничное значение распределения сетей в кластере, уе/км <sup>2</sup> (справочно)	0,0800	
Значение распределения сетей ТСО превышает граничное значение в кластере	Нет	
≥ 80% у.е. ТСО находятся в городских населенных пунктах	Нет	
Собственником ТСО является единый хозяйствующий субъект железнодорожного транспорта или дочернее (зависимое) общество такого субъекта, которое владеет инфраструктурой железнодорожного транспорта общего пользования	Да	
Права акционера или собственника имущества ТСО осуществляют РФ в лице Министерства обороны РФ и (или) подведомственные Министерству обороны РФ организации	Нет	
Прогнозный год	2026	
Коэффициент приведения цен 2025 к ценам прогнозного года	1,051	
<b>Результаты</b>		
<b>Наименование</b>	<b>Значение, тыс. руб. (в ценах 2025 г.)</b>	<b>Значение, тыс. руб. (в ценах прогнозного года)</b>
Прогноз (по у.е. с учетом вторичного оборудования и износа)	88 447,79	92 958,63

Таким образом, доля подконтрольных расходов рассчитанная по эталонам затрат составила  $92\,958,63 * 30\% = 27\,887,59$

## Расчет-калькулятор эталонов затрат

№ Таблицы из НПА	ID	Вид оборудования	Напряжение, кВ (Мощность, МВАр)	Количество цепей	Материал опор	Единица измерения	Значение	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и до 1 СПИ включительно <i>(до 35 лет для ЛЭП, до 25 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и от 1 до 2 СПИ включительно <i>(от 35 до 70 лет для ЛЭП, от 25 до 50 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и выше 2 СПИ включительно для оборудования подстанций <i>(от 70 лет для ЛЭП, от 50 до 75 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации выше 3 СПИ <i>(от 75 лет для оборудования подстанций)</i> <b>ТОЛЬКО ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ</b>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. <i>(в ценах 2025 г.)</i>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. <i>(в ценах прогнозного года)</i>	Затраты, тыс. руб. <i>(в ценах 2025 г.)</i>	Затраты, тыс. руб. <i>(в ценах прогнозного года)</i>
1	29	ВЛЭП	220 и выше	1	дерево	км		-				14,29	15,02	-	-
1	31	ВЛЭП	220 и выше	1	металл	км		-				11,54	12,13	-	-
1	33	ВЛЭП	220 и выше	1	ж/бетон	км		-				7,70	8,09	-	-
1	35	ВЛЭП	220 и выше	2	металл	км		-				14,84	15,60	-	-
1	37	ВЛЭП	220 и выше	2	ж/бетон	км		-				9,89	10,40	-	-
1	39	ВЛЭП	110-150	1	дерево	км		-				9,89	10,40	-	-
1	41	ВЛЭП	110-150	1	металл	км		-				8,79	9,24	-	-
1	43	ВЛЭП	110-150	1	ж/бетон	км		-				7,15	7,51	-	-
1	45	ВЛЭП	110-150	2	металл	км		-				10,44	10,98	-	-
1	47	ВЛЭП	110-150	2	ж/бетон	км	51,84	-	51,84			8,79	9,24	501,52	527,09
1	56	ВЛЭП	27,5-60	1	дерево	км		-				5,19	5,46	-	-
1	60	ВЛЭП	27,5-60	1	металл	км		-				4,28	4,49	-	-
1	62	ВЛЭП	27,5-60	1	ж/бетон	км		-				3,66	3,85	-	-
1	64	ВЛЭП	27,5-60	2	металл	км	4,90	-	4,90			5,50	5,78	29,63	31,14
1	66	ВЛЭП	27,5-60	2	ж/бетон	км	12,60	-	12,60			4,58	4,81	63,49	66,72
1	68	ВЛЭП	1-20	-	дерево	км	27,90	-	27,90			4,89	5,14	149,95	157,60
1	71	ВЛЭП	1-20	-	дерево на ж/б	км	175,72	0,20	175,52			4,28	4,49	826,27	868,41

№ Таблицы из НПА	ID	Вид оборудования	Напряжение, кВ (Мощность, МВАр)	Количество цепей	Материал опор	Единица измерения	Значение	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и до 1 СПИ включительно (до 35 лет для ЛЭП, до 25 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и от 1 до 2 СПИ включительно (от 35 до 70 лет для ЛЭП, от 25 до 50 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и выше 2 СПИ включительно для оборудования подстанций) (от 70 лет для ЛЭП, от 50 до 75 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации выше 3 СПИ (от 75 лет для оборудования подстанций) <b>ТОЛЬКО ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ</b>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. (в ценах 2025 г.)	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. (в ценах прогнозного года)	Затраты, тыс. руб. (в ценах 2025 г.)	Затраты, тыс. руб. (в ценах прогнозного года)	
					пасынка											
1	74	ВЛЭП	1-20	-	ж/бетон, металл	км	2 336,38	-	2 336,38			3,36	3,53	8 632,87	9 073,15	
1	85	ВЛЭП	до 1	-	дерево	км	102,71	-	102,71			5,04	5,30	569,22	598,25	
1	88	ВЛЭП	до 1	-	дерево на ж/б пасынка	км	261,17	-	261,17			4,43	4,65	1 271,94	1 336,81	
1	91	ВЛЭП	до 1	-	ж/бетон, металл	км	648,83	- 0,00	648,83			3,51	3,69	2 506,06	2 633,87	
2	49	КЛЭП	220 и выше	-	-	км		-				164,90	173,31	-	-	
2	52	КЛЭП	110	-	-	км		-				70,23	73,82	-	-	
2	79	КЛЭП	20-60	-	-	км		-				14,35	15,08	-	-	
2	82	КЛЭП	3-10	-	-	км	99,59	- 0,00	99,59			10,69	11,23	1 117,62	1 174,62	
2	96	КЛЭП	до 1	-	-	км	255,28	-	255,28			8,24	8,67	2 315,26	2 433,34	
3	101	Подстанция	220 и выше	-	-	шт.	2,00					1 154,29	213,16 <sup>1</sup>	2 308,58	2 426,32	
3	102	Подстанция	110-150	-	-	шт.	48,00					577,14	606,58	27 702,96	29 115,81	
3	103	Подстанция	27,5-60	-	-	шт.	17,00					229,03	240,71	3 893,44	4 092,00	
3	114	Силовые трансформаторы (в т.ч. вольтодобавочные, трансформаторы собственных нужд,	220 и выше	-	-	шт.	4,00	1,00	3,00			76,95	80,88	342,44	359,90	

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год

№ Таблицы из НПА	ID	Вид оборудования	Напряжение, кВ (Мощность, МВАр)	Количество цепей	Материал опор	Единица измерения	Значение	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и до 1 СПИ включительно <i>(до 35 лет для ЛЭП, до 25 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и от 1 до 2 СПИ включительно <i>(от 35 до 70 лет для ЛЭП, от 25 до 50 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и выше 2 СПИ включительно для оборудования подстанций <i>(от 70 лет для ЛЭП, от 50 до 75 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации выше 3 СПИ <i>(от 75 лет для оборудования подстанций)</i> <b>ТОЛЬКО ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ</b>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. <i>(в ценах 2025 г.)</i>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. <i>(в ценах прогнозного года)</i>	Затраты, тыс. руб. <i>(в ценах 2025 г.)</i>	Затраты, тыс. руб. <i>(в ценах прогнозного года)</i>
		заземляющие) или реакторы (в т.ч. токоограничивающие, дугогасящие или шунтирующие)													
3	117	Силовые трансформаторы (в т.ч. вольтодобавочные, трансформаторы собственных нужд, заземляющие) или реакторы (в т.ч. токоограничивающие, дугогасящие или шунтирующие)	110-150	-	-	шт.	95,00	7,00	38,00	50,00		42,87	45,06	4 638,92	4 875,51
3	121	Силовые трансформаторы (в т.ч. вольтодобавочные, трансформаторы собственных нужд, заземляющие) или реакторы (в т.ч. токоограничивающие, дугогасящие или шунтирующие)	27,5-60	-	-	шт.	39,00	4,00	38,00	5,00		11,54	12,13	524,64	551,39
3	126	Силовые трансформаторы (в т.ч. вольтодобавочные, трансформаторы собственных нужд, заземляющие) или реакторы (в т.ч. токоограничивающие)	1-20	-	-	шт.	135,00	11,00	38,00	86,00		3,05	3,21	469,05	492,97

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год

№ Таблицы из НПА	ID	Вид оборудования	Напряжение, кВ (Мощность, МВАр)	Количество цепей	Материал опор	Единица измерения	Значение	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и до 1 СПИ включительно (до 35 лет для ЛЭП, до 25 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и от 1 до 2 СПИ включительно (от 35 до 70 лет для ЛЭП, от 25 до 50 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации выше 2 СПИ включительно для оборудования подстанций) (от 70 лет для ЛЭП, от 50 до 75 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации выше 3 СПИ (от 75 лет для оборудования подстанций) <b>ТОЛЬКО ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ</b>	Норматив затрат, тыс. руб/ед. изм. (в ценах 2025 г.)	Норматив затрат, тыс. руб/ед. изм. (в ценах прогнозного года)	Затраты, тыс. руб. (в ценах 2025 г.)	Затраты, тыс. руб. (в ценах прогнозного года)	
		е, дугогасящие или шунтирующие)														
4	136	Воздушные выключатели	220 и выше	-	-	шт.	-	-	-	-	-	236,35	248,41	-	-	-
4	137	Воздушные выключатели	110-150	-	-	шт.	-	-	-	-	-	142,91	150,20	-	-	-
4	138	Воздушные выключатели	27,5-60	-	-	шт.	-	-	-	-	-	33,59	35,30	-	-	-
4	139	Воздушные выключатели	1-20	-	-	шт.	-	-	-	-	-	16,80	17,65	-	-	-
4	140	Масляные, вакуумные и элегазовые выключатели (в т.ч. реклоузеры)	220 и выше	-	-	шт.	6,00	-	1,00	5,00		126,42	132,87	986,09	1 036,38	
4	141	Масляные, вакуумные и элегазовые выключатели (в т.ч. реклоузеры)	110-150	-	-	шт.	109,00	71,00	9,00	29,00		76,95	80,88	9 265,07	9 737,58	
4	142	Масляные, вакуумные и элегазовые выключатели (в т.ч. реклоузеры)	27,5-60	-	-	шт.	148,00	61,00	46,00	41,00		19,54	20,54	3 402,55	3 576,08	
4	143	Масляные, вакуумные и элегазовые выключатели (в т.ч. реклоузеры)	1-20	-	-	шт.	670,00	386,00	98,00	186,00		9,47	9,95	7 417,93	7 796,24	
4	159	Отделители с короткозамыкателями	220 и выше	-	-	шт.	2,00					104,44	109,76	208,87	219,52	

№ Таблицы из НПА	ID	Вид оборудования	Напряжение, кВ (Мощность, МВАр)	Количество цепей	Материал опор	Единица измерения	Значение	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и до 1 СПИ включительно (до 35 лет для ЛЭП, до 25 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и от 1 до 2 СПИ включительно (от 35 до 70 лет для ЛЭП, от 25 до 50 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и выше 2 СПИ включительно для оборудования подстанций) (от 70 лет для ЛЭП, от 50 до 75 лет для оборудования подстанций)	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации выше 3 СПИ (от 75 лет для оборудования подстанций) <b>ТОЛЬКО ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ</b>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. (в ценах 2025 г.)	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. (в ценах прогнозного года)	Затраты, тыс. руб. (в ценах 2025 г.)	Затраты, тыс. руб. (в ценах прогнозного года)
4	160	Отделители с короткозамыкателями	110-150	-	-	шт.	40,00					52,22	54,88	2 088,73	2 195,26
4	161	Отделители с короткозамыкателями	27,5-60	-	-	шт.						14,35	15,08	-	-
4	162	Выключатели нагрузки 1-20 кВ; Линейные разъединители, установленные на воздушных линиях электропередачи напряжением 1-20 кВ в целях секционирования	1-20	-	-	шт.	195,00					7,02	7,38	1 369,58	1 439,43
5	171	Статические конденсаторы	1-20, 35 и выше	-	-	1 конденсатор						0,07	0,08	-	-
5	165	Синхронные компенсаторы и управляемые устройства компенсации реактивной мощности (кроме шунтирующих реакторов) напряжением 1-20 кВ	до 50 МВАр	-	-	шт.						79,40	83,44	-	-
5	166	Синхронные компенсаторы и управляемые устройства компенсации	50 МВАр и более	-	-	шт.						146,58	154,05	-	-

№ Таблицы из НПА	ID	Вид оборудования	Напряжение, кВ (Мощность, МВАр)	Количество цепей	Материал опор	Единица измерения	Значение	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и до 1 СПИ включительно <i>(до 35 лет для ЛЭП, до 25 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и от 1 до 2 СПИ включительно <i>(от 35 до 70 лет для ЛЭП, от 25 до 50 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и выше 2 СПИ включительно для оборудования подстанций) <i>(от 70 лет для ЛЭП, от 50 до 75 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации выше 3 СПИ <i>(от 75 лет для оборудования подстанций)</i> <b>ТОЛЬКО ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ</b>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. <i>(в ценах 2025 г.)</i>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. <i>(в ценах прогнозного года)</i>	Затраты, тыс. руб. <i>(в ценах 2025 г.)</i>	Затраты, тыс. руб. <i>(в ценах прогнозного года)</i>	
		реактивной мощности (кроме шунтирующих реакторов) напряжением 1-20 кВ														
6	172	Мачтовые (столбовые) трансформаторные подстанции	1-20	-	-	шт.	2,00					7,63	8,02	15,27	16,05	
6	173	Трансформаторные подстанции с одним трансформатором (в т.ч. встроенные)	1-20	-	-	шт.	435,00					7,02	7,38	3 055,23	3 211,04	
6	174	Трансформаторные подстанции с двумя и более трансформаторами (в т.ч. встроенные)	1-20	-	-	шт.	93,00					9,16	9,63	851,98	895,43	
6	175	Однотрансформаторные подстанции 35/0,4 кВ	27,5-60	-	-	шт.	24,00					10,69	11,23	256,51	269,59	
7	187	Аппаратура беспроводного доступа	-	-	-	1 радиостанция						5,80	6,10	-	-	
7	188	Аппаратура телемеханики	-	-	-	1 устройство	161,00					1,53	1,60	245,82	258,36	
7	192	Оборудование шкафов сбора данных	-	-	-	1 комплекс	924,00					0,61	0,64	564,32	593,10	
7	195	Счетчики технического и коммерческого учета	-	-	-	1 прибор	6 805,00					0,06	0,06	414,42	435,56	
7	204	Резервные источники	-	-	-	1 агрегат	30,00					1,53	1,60	45,81	48,14	

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год

№ Таблицы из НПА	ID	Вид оборудования	Напряжение, кВ (Мощность, МВАр)	Количество цепей	Материал опор	Единица измерения	Значение	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и до 1 СПИ включительно <i>(до 35 лет для ЛЭП, до 25 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и от 1 до 2 СПИ включительно <i>(от 35 до 70 лет для ЛЭП, от 25 до 50 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации и выше 2 СПИ включительно для оборудования подстанций) <i>(от 70 лет для ЛЭП, от 50 до 75 лет для оборудования подстанций)</i>	Кол-во единиц измерения со сроком эксплуатации выше 3 СПИ <i>(от 75 лет для оборудования подстанций)</i> <b>ТОЛЬКО ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ</b>	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. (в ценах 2025 г.)	Норматив затрат, тыс. руб./ед. изм. (в ценах прогнозного года)	Затраты, тыс. руб. (в ценах 2025 г.)	Затраты, тыс. руб. (в ценах прогнозного года)	
		снабжения электроэнергией (РИСЭ)														
7	213	Стационарные аккумуляторные батареи (АКБ)	-	-	-	1 АБ	72,00					5,50	5,78	395,76	415,94	
7	177	Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)	-	-	-	км						0,73	0,77	-	-	

Таким образом подконтрольные расходы Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» на 2026 год, относящиеся на стоимость оказываемых услуг по передаче электрической энергии, определенные на основании Основ ценообразования № 1178 и постановления Правительства № 1635 от 23.10.2025 составят 92 377,31 (64 489,72 + 27 887,59) тыс. руб.

## 9.1. Неподконтрольные расходы

В соответствии с пунктом 11 Методических указаний № 98-э неподконтрольные расходы определяются методом экономически обоснованных затрат и включают:

- 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(1) 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.).

## Расходы на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС»)

Федеральным законом от 13.07.2024 № 185-ФЗ введены изменения, согласно которым все расчеты за услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети в регионе с 2025 года осуществляет системообразующая сетевая территориальная организация.

Фактические затраты на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС») за 2024 год Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» заявляет в размере 13 620,79 тыс. руб. (закладка 3 таблицы в формате Excel Приложения к тарифной заявки. Однако, в составе расчета выпадающих доходов Пояснительной записки на стр. 63 сумма фактически понесенных расходов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети указана в размере 9 724,78 тыс. руб., что подтверждается представленными предприятием актами оказанных услуг за 2024 год (том 2 папка ФСК ЗС).

Следовательно, экспертами принимается экономически обоснованные, подтвержденные первичными документами фактические расходы по данной статье в сумме 9 724,78 тыс. руб.

Таблица 10

Фактические расходы по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС»  
за 2024 год

Период	Количество, МВт	Цена, руб./МВт	Количество, МВтч	Цена, руб./МВтч	Стоимость за мощность, тыс. руб.	Стоимость за эл.энергию, тыс. руб.	Стоимость всего, тыс. руб.
январь	2,840	256 086,62	19,098	2 872,42	727,29	54,86	782,14
февраль	2,840	256 086,62	18,022	2 896,73	727,29	52,20	779,49
март	2,840	256 086,62	18,265	2 408,28	727,29	43,99	771,27
апрель	2,840	256 086,62	16,247	2 945,58	727,29	47,86	775,14
май	2,840	256 086,62	16,230	2 083,94	727,29	33,82	761,11
июнь	2,840	256 086,62	14,432	2 598,85	727,29	37,51	764,79
июль	2,840	282 975,72	14,130	2 234,19	803,65	31,57	835,22
август	2,840	282 975,72	14,241	2 719,10	803,65	38,72	842,37
сентябрь	2,840	282 975,72	15,672	3 908,22	803,65	61,25	684,90
октябрь	2,840	282 975,72	16,179	2 784,29	803,65	45,05	848,70
ноябрь	2,840	282 975,72	17,275	2 695,84	803,65	46,57	850,22
декабрь	2,840	282 975,72	17,609	2 598,90	803,65	75,76	849,42
2024 год			197,40		9 185,62	539,16	<b>9 724,78</b>

На 2024 год затраты по статье «Плата ФСК ЕЭС» предприятию утверждены в сумме 19 925,22 тыс. руб. (Постановление РЭК Кузбасса от 01.10.2024 № 228). Предлагается недоиспользованные средства по указанной статье в сумме 10 200,44 (19 925,22 – 9 724,78) тыс. руб., исключить из необходимой валовой выручки 2026 года по строке «Расходы, связанные с компенсацией

незапланированных расходов или полученного избытка» в соответствии с формулой 7 Методических указаний 98-э.

### **Электроэнергия на хозяйственные нужды**

Расходы на покупку электрической энергии включаются в состав расходов, связанных с производством и реализацией услуг на основании подпункта 2 пункта 18 и пункта 22 Основ ценообразования, и относятся к неподконтрольным расходам в соответствии с п. 11 Методических указаний 98-э.

Предприятие заявляет на 2026 год расходы по данной статье в доле на сторонних потребителей в сумме 610,16 тыс. руб. В обоснование предприятием представлены следующие документы:

- копия договора купли-продажи электрической энергии (мощности) в границах ОАО «Кузбассэнерго» с ООО «Русэнергосбыт» от 30.08.2005 № 165/011-р/133Д-05 (тарифное дело, том 2);

- копии первичных документов за январь-декабрь 2024 года – акты приема-передачи электрической энергии (мощности) и счета-фактуры (тарифное дело, папка 2) по ООО «Русэнергосбыт»;

- сводная таблица о фактическом потреблении электроэнергии на хозяйственные нужды в разрезе дистанций.

В Приложении к Положению о Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению представлены 8 подразделений, находящиеся на территории Кемеровская область-Кузбасс в г. Кемерово, г. Белово, г. Новокузнецк и г. Тайга с указанием местонахождения.

Объемы потребления электроэнергии принимаются к учету только в отношении административных зданий, ранее согласованных с предприятием.

Прочие использованные объемы электроэнергии по производственным объектам, указанные в сводной таблице, не подлежат учету в регулируемой деятельности передача электрической энергии, так как представляют собой производственные нужды предприятия.

Согласно стр. 4 таблицы П1.30 «Отпуск (передача) электроэнергии» расход электроэнергии на производственные и хозяйственные нужды (собственное потребление организаций, для которых оказание услуг по передаче не является основным видом деятельности), поставщиком которой является ООО «Русэнергосбыт» составил 1 224,98 млн. кВтч.

Таблица 11

## Расход электроэнергии по административным зданиям ЭЧ в границах Кемеровской области-Кузбасса

№ п/п	Поставщик электроэнергии	Наименование потребителя, объект потребления	Точка поставки (№ прибора учета, при отсутствии прибора учета ставится прочерк)	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	2024 год	
НТЭ	АО "Новосибирскэнерго сбыт"	офисы на Владимирской	43202515	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36 492	
НТЭ	АО "Новосибирскэнерго сбыт"	офисы на Владимирской	42998284	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	44 401	
НТЭ	АО "Новосибирскэнерго сбыт"	административное здание ул.Октябрьская д.2/1	1528831 (новый п/у)	9 420	7 320	7560	6 840	5 640	6 540	9 600	3 960	0	0	0	0	56 880	
НТЭ	АО "Новосибирскэнерго сбыт"	административное здание ул.Октябрьская д.2/1	1528478 (новый п/у)	0	0	0	0	0	0	0	3 900	8 460	7 260	7 380	7 320	34 320	
Доля затрат, относящихся на передачу электроэнергии в границах Кемеровской области				25,29%	25,29%	25,29%	25,29%	25,29%	25,29%	25,29%	25,29%	25,29%	25,29%	25,29%	25,29%		
Объем потребления НТЭ учетом распределения, кВтч				2 382	1 851	1 912	1 730	1 426	1 654	2 428	1 988	2 140	1 836	1 866	1 851	23 064	
Тариф, руб./ кВтч				5,291338	5,426468	5,260436	5,271998	5,102151	5,213010	5,773921	4,233820	4,522914	4,396765	4,416203	4,351850		
Стоимость электроэнергии по административному зданию НТЭ, тыс. руб.				12,606	10,046	10,058	9,120	7,277	8,622	14,018	8,416	9,677	8,073	8,242	8,056	<b>114,211</b>	
ЭЧ-7	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	НТЭЛ-3.1 ЭЧ-7 контора	1110135905	2 939	2 915	2 244	1 998	1 983	1 680	1 600	1 600	2 080	2 480	2 583	3 407	27 509	
ЭЧ-7	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	НТЭЛ-3.1 ЭЧ-7 контора	1110136006	4 900	4 405	4 038	3 982	4 429	4 720	4 880	4 640	4 880	4 560	4 117	4 624	54 175	
Доля затрат, относящихся на передачу электроэнергии в границах Кемеровской области				84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	84,75%	
Доля ОП и ОХР				32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	32,30%	
Объем потребления ЭЧ-7 с учетом распределения, кВтч				2 146	2 004	1 720	1 637	1 755	1 752	1 774	1 708	1 905	1 927	1 834	2 198	22 360	
ЭЧ-16	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	Кемерово КТПНС-395 Админ.здания	7200123317	116 302	103 511	73 956	50 280	20 520	5 880	5 640	4 800	26 760	52 920	79 077	98 683	638 329	
Доля ОП и ОХР				27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	27,81%	
Объем потребления ЭЧ-16 с учетом распределения, кВтч				32 344	28 786	20 567	13 983	5 707	1 635	1 568	1 335	7 442	14 717	21 991	27 444	177 519	
ЭЧ-17	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	Белово, АБК ЭЧ-17, Эл.Котельная	305070061	42 371	58 065	33 701	20 667	19 130	524	3 919	11 428	13 496	33 783	43 156	53 948	334 188	
Доля ОП и ОХР				41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	41,70%	
Объем потребления ЭЧ-17 с учетом распределения, кВтч				17 669	24 213	14 053	8 618	7 977	219	1 634	4 765	5 628	14 088	17 996	22 496	139 356	
ЭЧ-18	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	ЭЧ-18, контора ст.Новокузнецк, ул.Железнодорожная, 1А	305078032	49 803	51 105	34 061	23 520	9 860	3 700	2 860	2 600	13 960	29 060	38 146	46 908	305 583	
Доля ОП и ОХР				34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	34,19%	
Объем потребления ЭЧ-18 с учетом распределения, кВтч				49803	51105	34061	23520	9860	3700	2860	2600	13960	29060	38146	46908	305 583	

№ п/п	Поставщик электроэнергии	Наименование потребителя, объект потребления	Точка поставки (№ прибора учета, при отсутствии прибора учета ставится прочерк)	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	2024 год
Расход электроэнергии всего, кВтч				101 961	106 108	70 401	47 758	25 299	7 306	7 837	10 409	28 935	59 792	79 967	99 046	644 819
Тариф, руб./ кВтч				4,343678 177	4,537035 885	4,281901 227	4,425276 825	4,16356 671	4,159745 507	4,46451 187	4,471977 897	4,723690 842	4,563602 891	4,686946 322	4,626179 678	
Стоимость электроэнергии по административным зданиям НТЭЛ, ЭЧ, тыс. руб.				442,89	481,42	301,45	211,34	105,33	30,39	34,99	46,55	136,68	272,87	374,80	458,21	<b>2 896,91</b>
Стоимость электроэнергии по административным зданиям, относящимся на передачу электроэнергии в границах Кемеровской области всего, тыс. руб.				455,492	491,463	311,508	220,462	112,612	39,012	49,005	54,963	146,357	280,938	383,046	466,263	<b>3 011,120</b>

Фактические расходы на оплату электрической энергии на хозяйственные нужды за 2024 год экономически обоснованы и документально подтверждены, принимаются к учету в доле на сторонних потребителей в размере 26,47% на сумму 814,21 (3 011,12 \* 27,04%) тыс. руб.

В соответствии с п. 11 Методических указаний 98-э размер плановых расходов на приобретение электроэнергии на хозяйственные нужды предлагается включить в необходимую валовую выручку предприятия на 2026 год на уровне, заявленном предприятием, в размере 610,16 тыс. руб., не превышающем объем средств экономически обоснованный в доле на передачу на сторонних потребителей, сложившийся за предыдущий период регулирования.

## **Налоги**

### *Налог на имущество*

Порядок исчисления и уплаты налога на имущество устанавливается положениями Налогового кодекса РФ. Согласно главе 30 НК РФ для российских организаций налогом на имущество с 01.01.2019 облагается недвижимое имущество (включая имущество, переданное во временное владение, пользование, распоряжение или доверительное управление, внесенное в совместную деятельность), учитываемое на балансе в качестве объектов основных средств, в соответствии с установленным порядком ведения бухгалтерского учета. Ставка налога на имущество на 2026 год установлена в размере 2,2% от среднегодовой стоимости имущества. В отношении некоторых объектов (жилые помещения, гаражи, машино-места, объекты незавершенного строительства) уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации определяет перечень и налоговую ставку по недвижимому имуществу, в отношении которого налоговая база определяется как кадастровая стоимость, В расчете необходимой валовой выручки налог на имущество учтен на основании п. 28 Основ ценообразования.

Предприятие предлагает учесть расходы по статье «Налог на имущество» в доле на сторонних потребителей в составе необходимой валовой выручки на 2026 год:

- в тарифном деле в сумме 3 638,57 (12 218,15 \* 29,78%) тыс. руб. (пояснительная записка, стр. 57);

- в формате шаблона ЕИАС ENERGY.CALC.NVV.TSO в сумме 6 029,86 тыс. руб.;

- в приложении к тарифной заявке, таблица 3 «Расчёт необходимой валовой выручки для Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению на 2026 год (долгосрочный период регулирования 2025- 2029)» в размере 6 029,86 тыс. руб.

Налог на имущество в отношении оборудования Красноярской дирекции по энергообеспечению произведен на основании данных остаточной стоимости,

представленной в пообъектной ведомости амортизационных отчислений (Таблица 24)

В тарифной заявке (том 6) предприятием представлена пообъектная ведомость начисления налога на имущество Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению, в соответствии с которой проведен анализ оборудования, расходы по которому предприятие относит на сторонних потребителей и проведен расчет налога на имущество за 2024 год.

Поскольку расходы по статье «Налог на имущество» в последующие периоды снижаются в связи со списанием остаточной стоимости недвижимого имущества на себестоимость оказываемых работ либо услуг, увеличение затрат напрямую не связано с инфляционной составляющей, а зависит от вводов в эксплуатацию новых зданий и сооружений, следовательно плановые расходы на 2026 года по оплате имущественного налога относительно фактических затрат не подлежат индексации.

Состав оборудования, среднегодовая стоимость которого включена в расчет налога на имущество представлена в таблице 25.

Таблица 12

**Ведомость расчета имущественного налога Красноярской дирекции по энергообеспечению в границах  
Кемеровской области – Кузбасса на 2026 год**

№№	Наименование	Инвентарный номер	Первоначальная стоимость основных средств, руб.	Ликвидационная стоимость, руб.	Остаточная стоимость ОС на 31.12.2025, руб.	Амортизационная группа	Налог на имущество
	<b>Прочие всего, в том числе:</b>		<b>592 849 408,29</b>	<b>27 651 962,40</b>	<b>489 170 482,02</b>		<b>362,74</b>
1	Низковольтная линия 0,4 кВ	120000000184/7821	10 061 777,79	0,00	5366281,47	08	110,68
2	Высоковольтная линия 10 кВ	120000000234/7821	431 776,78	0,00	118859,40	10	2,46
3	Наружные сети электроснабжения пожарного модуля	120000002127/0000	462 054,00	0,00	356166,62	10	7,71
4	Низковольтная линия 0,4 кВ (от ТП-6)	120000000169/7821	12 183 509,77	0,00	10240624,48	10	219,95
5	ВЛ-0,4 КВ ОПОРА №13 РУ-0,4 КВ ТП-13 ФИДЕР	820000000582/0000	686 055,46	0,00	280119,07	06	5,42
6	ВЛ-0,4 КВ ОТ РУ-0,4 КВ ТП-14 Г.МАРИИНСК	820000001163/0000	770 861,75	0,00	388616,25	06	7,71
7	12.2.КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 0,4КВ ст.Теба	120000000094***/7826	447 769,15	0,00	173494,46	10	3,68
8	Воздушная линия электропередачи 0,4кВ от КТП оп.46	820000000525/0000	909 687,92	0,00	278169,03	06	5,13

Таблица 13

**Ведомость расчета имущественного налога Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению в границах  
Кемеровской области – Кузбасса на 2026 год**

Завод	Ставка налога	Основное средство	Инвентарный номер	Название основного средства	ОКОФ	Дата ввода	Среднегодовая стоимость, руб.	Сумма налога, руб.	Экспертиза
H995	2,20	110000001001	01052/7191	Здание тяговой подстанции Кайгур	114526172	30.09.2003	7 640 771,88	168 096,98	168 096,98
H995	2,20	110000001002	01049/7191	Здание тяговой подстанции ст.Барзас	114526172	30.09.2003	2 317 282,93	50 980,22	50 980,22
H995	2,20	110000001003	01058/7191	Здание тяговой подстанции ст.Челы	114526172	30.09.2003	3 433 418,50	75 535,21	75 535,21
H995	2,20	110000001004	01046/7191	Здание тяговой подстанции Забойщик	114526172	30.09.2003	6 214 276,11	136 714,07	136 714,07
J995	2,20	110000001091	0100008/7193	Здание тяговой подстанции ст.Хопкино	114526214	30.09.2003	4 033 660,82	88 740,54	88 740,54
J995	2,20	110000001092	0100046/7193	Здание тяговой подстанции ст.Литвиново	114526214	30.09.2003	1 496 913,76	32 932,10	32 932,10
J995	2,20	110000001095	0100002/7193	Здание тяговой подстанции ст.Таскаево	114526214	30.09.2003	4 033 660,79	88 740,54	88 740,54
J995	2,20	110000001096	0100003/7193	Здание тяговой подстанции ст.Тутальская	114526214	30.09.2003	4 033 660,75	88 740,54	88 740,54
J995	2,20	110000001097	0100011/7193	Здание тяговой подстанции ст.Иверка	114526214	30.09.2003	3 567 235,88	78 479,19	78 479,19
J995	2,20	110000001098	0100010/7193	Здание тяговой подстанции ст.Ижморская	114526214	30.09.2003	1 631 526,26	35 893,58	35 893,58
H995	2,20	110000001179	01004/7191	Здание тяговой подстанции Топки	114526172	30.09.2003	2 392 574,46	52 636,64	52 636,64

Завод	Ставка налога	Основное средство	Инвентарный номер	Название основного средства	ОКОФ	Дата ввода	Среднегодовая стоимость, руб.	Сумма налога, руб.	Экспертиза
Н995	2,20	110000001182	01029/7191	Здание тяговой подстанции Нацмен	114526172	30.09.2003	2 389 344,98	52 565,59	52 565,59
Н995	2,20	110000001188	01003/7191	Здание тяговой подстанции рзд.79км	114526172	30.09.2003	2 389 344,98	52 565,59	52 565,59
Е995	2,20	110000001234	0300641/7184	Гараж для автомашины ст. Падунская, ул. Советская	114526010	30.09.2003	14 324,98	315,15	315,15
Н995	2,20	110000001235	01028/7191	Здание тяговой подстанции Раскатиха	114526172	30.09.2003	2 389 344,98	52 565,59	52 565,59
Н995	2,20	110000001236	0100006/7193	Здание тяговой подстанции ст.Тайга	114526214	30.09.2003	2 474 726,78	54 443,99	54 443,99
Е995	2,20	110000001237	10111/7446	Здание бензохранилища ст. Падунская, ул.	114521010	30.09.2003	22 381,32	492,39	492,39
Н995	2,20	110000001238	01059/7191	Здание тяговой подстанции ст. Ленинск-Кузнецкий	114526172	30.09.2003	2 256 563,61	49 644,40	49 644,40
Н995	2,20	110000001239	0100015/7193	Здание тяговой подстанции ст.Кузель	114526214	30.09.2003	2 538 110,22	55 838,42	55 838,42
Н995	2,20	110000001241	01006/7191	Здание тяговой подстанции 157км	114526172	30.09.2003	2 389 344,98	52 565,59	52 565,59
Н995	2,20	110000001242	0100005/7193	Здание тяговой подстанции ст.Пихтач	114526214	30.09.2003	2 585 554,67	56 882,20	56 882,20
Н995	2,20	110000001244	01024/7191	Здание дистанции эл/снабжения ул.Мартемьянова 2а	110001120	30.09.2003	6 510 101,43	143 222,23	143 222,23
Н995	2,20	110000001245	0100012/7193	Здание тяговой подстанции ст.Беркульская	114526214	30.09.2003	4 203 254,29	92 471,59	92 471,59
Н995	2,20	110000001246	01043/7191	Здание тяговой подстанции на ст.Юрга2	114526172	30.09.2003	1 924 462,87	42 338,18	42 338,18
Н995	2,20	110000001248	0100013/7193	Здание тяговой подстанции ст.б/п 3704 км	114526214	30.09.2003	1 954 777,11	43 005,10	43 005,10
Н995	2,20	110000001249	01002/7191	Здание тяговой подстанции рзд.54км	114526172	30.09.2003	2 389 344,98	52 565,59	52 565,59
Н995	2,20	110000001251	0100018/7193	Здание тяговой подстанции ст.Антибесс	110001150	30.09.2003	481 461,77	10 592,16	10 592,16
Н995	2,20	110000001253	01001/7191	Здание тяговой подстанции рзд.31км	114526172	30.09.2003	2 389 344,98	52 565,59	52 565,59
Н995	2,20	110000001263	01027/7191	Здание тяговой подстанции Предкомбинат	114526172	30.09.2003	3 146 386,50	69 220,50	69 220,50
Н995	2,20	110000001267	0100009/7193	Здание тяговой подстанции ст.ЯЯ	114526214	30.09.2003	4 270 009,46	93 940,21	93 940,21
Н995	2,20	110000001268	01030/7191	Здание закрытого РУ 35кВ т/пст Предкомбина	114526172	30.09.2003	2 787 569,64	61 326,53	61 326,53
Н995	2,20	110000001270	0100007/7193	Здание тяговой подстанции ст.Судженка	114526214	30.09.2003	4 270 009,46	93 940,21	93 940,21
Н995	2,20	110000001271	01062/7191	Здание тяговой подстанции ст.Шахтер	114526172	30.09.2003	3 813 976,27	83 907,48	83 907,48
Н995	2,20	110000001274	01005/7191	Здание тяговой подстанции Буреничево	114526172	30.09.2003	2 389 344,98	52 565,59	52 565,59
Н995	2,20	110000001295	01056/7191	Здание ДПКС ст.Челы	114526172	30.09.2003	3 174 963,82	69 849,20	69 849,20
Н995	2,20	110000001323	0100022/7193	Здание центрально понизительной подстанции ст.Тайг	110001150	30.09.2003	1 478 026,05	32 516,57	32 516,57
Н995	2,20	110000001333	0100037/7193	Здание ТП на ст.Юрга	110001150	30.09.2003	39 546,35	870,02	870,02
Н995	2,20	110000001339	0100034/7193	Здание трансформаторной подстанции 180 кВт ст.Бери	110001150	30.09.2003	4 722,62	103,90	103,90
Н995	2,20	110000001345	0100004/7193	Здание тяговой подстанции ст.Тальменка	114526214	30.09.2003	7 475 588,51	164 462,95	164 462,95
Н995	2,20	110000001446	0100239	Здание трансформаторной подстанции 652970 Кемеровс	114521012	30.09.2003	99 147,37	2 181,24	2 181,24
Н995	2,20	110000001447	0100140	Здание несовмещенной тяговой подстанции 653015 Про	114526172	30.09.2003	2 495 176,66	54 893,89	54 893,89
Н995	2,20	110000001448	0100420	Здание тяговой подстанции 654029 г.Новокузнецк	114526172	30.09.2003	12 763,42	280,80	280,80
Н995	2,20	110000001450	0100050	Здание совмещенной тяговой подстанции ДПКС ск.ГСМ	114526172	30.09.2003	2 715 966,78	59 751,27	59 751,27
Н995	2,20	110000001452	0100170	Здание совмещенной тяговой подстанции 654000 Новок	114526172	30.09.2003	4 002 238,97	88 049,26	88 049,26
Н995	2,20	110000001454	0100150	Здание совмещенной тяговой подстанции 652802 Проко	114526172	30.09.2003	3 741 137,79	82 305,03	82 305,03
Н995	2,20	110000001455	0100800	Здание тяговой подстанции 653806 Прокопьевский рай	114526172	30.09.2003	8 365 766,32	184 046,86	184 046,86

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год

Завод	Ставка налога	Основное средство	Инвентарный номер	Название основного средства	ОКОФ	Дата ввода	Среднегодовая стоимость, руб.	Сумма налога, руб.	Экспертиза
1995	2,20	11000001456	0100790	Здание совмещенной тяговой подстанции ст.Терентьев	114526172	30.09.2003	246 848,24	5 430,66	5 430,66
1995	2,20	11000001457	0100139	Здание тяговой подстанции с реактором ДПКС	114526172	30.09.2003	868 482,34	19 106,61	19 106,61
1995	2,20	11000001458	0100129	Здание тяговой подстанции 652960 Кемеровская облас	114526172	30.09.2003	1 115 313,88	24 536,91	24 536,91
1995	2,20	11000001459	0100279	Здание тяговой подстанции 652971 Кемеровская обл.Т	114526172	30.09.2003	510 993,71	11 241,86	11 241,86
1995	2,20	11000001460	0100049	Здание тяговой подстанции Кемеровская обл.г.Новоку	114526172	30.09.2003	129 188,47	2 842,15	2 842,15
1995	2,20	11000001461	0100059	Здание тяговой подстанции и ДПКС, зд-е энергоучаст	114526172	30.09.2003	4 275 169,50	94 053,73	94 053,73
1995	2,20	11000001462	0100089	Здание тяговой подстанции 652940 Кемеровская обл Т	114526172	30.09.2003	321 259,94	7 067,72	7 067,72
1995	2,20	11000001463	0100269	Здание тяговой подстанции 652971 Кемеровская обл.Т	114526172	30.09.2003	2 506 570,51	55 144,55	55 144,55
1995	2,20	11000001464	0100130	Здание несовмещенной тяговой подстанции 652870 г.М	114526172	30.09.2003	1 914 408,47	42 116,99	42 116,99
1995	2,20	11000001467	0100039/0	Здание трансформаторной подстанции 4 652900 Кемеро	114521012	30.09.2003	36,08	0,79	0,79
1995	2,20	11000001469	0100830	Здание трансформаторной подстанции №188 654000 Нов	114521012	30.09.2003	176 526,58	3 883,58	3 883,58
1995	2,20	11000001470	0100850	Здание трансформаторной подстанции №192 654000 Нов	114521012	30.09.2003	306 683,92	6 747,05	162,58
1995	2,20	11000001471	0100840	Здание трансформаторной подстанции №190 654000 Нов	114521012	30.09.2003	264 647,61	5 822,25	5 822,25
1995	2,20	11000001472	0100810	Здание трансформаторной подстанции В-42 654000 Нов	114521012	30.09.2003	135 801,88	2 987,64	2 987,64
1995	2,20	11000001473	0100259	Здание тяговой подстанции 652920 Кемеровская обл.Т	114526172	30.09.2003	654 094,07	14 390,07	14 390,07
1995	2,20	11000001474	0100590	Здание трансформаторной подстанции 21 654018 г.Нов	114521012	30.09.2003	57 420,06	1 263,24	1 263,24
1995	2,20	11000001475	0100640	ЗДАНИЕ ТП-14 ст.Н-К-Сортиров.	114521012	30.09.2003	414 647,25	9 122,24	9 122,24
1995	2,20	11000001476	0100630	Здание трансформаторной подстанции 6 654004 г.Ново	114521012	30.09.2003	207 219,18	4 558,82	4 558,82
1995	2,20	11000001477	0100620	Здание трансформаторной подстанции 6а (ТП0)	114521012	30.09.2003	82 887,86	1 823,53	1 823,53
1995	2,20	11000001478	0100560	Здание трансформаторной подстанции 15 654029 г.Нов	114521012	30.09.2003	70 449,91	1 549,90	1 549,90
1995	2,20	11000001479	0100580/0	ЗДАНИЕ ТП-19	114521012	30.09.2003	110 430,90	2 429,48	2 429,48
1995	2,20	11000001480	0100570	Здание трансформаторной подстанции 16 654018 г.Нов	114521012	30.09.2003	83 485,30	1 836,68	1 836,68
1995	2,20	11000001481	0100160	Здание трансформаторной подстанции 654004 ст. Новок	114521012	30.09.2003	3 947 591,17	86 847,01	86 847,01
1995	2,20	11000001482	0100660	Здание трансформаторной подстанции 654018 г.Новоку	114521012	30.09.2003	124 516,74	2 739,37	2 739,37
1995	2,20	11000001484	0100500/0	Здание трансфор.подстанции 9,654004г.Новок-Сортиро	114521012	30.09.2003	42 542,58	935,94	935,94
1995	2,20	11000001485	0100480/0	ЗДАНИЕ ТП-3 (тп-15)ст.Новокузнецк-Сортиров.	114521012	30.09.2003	74 549,55	1 640,09	1 640,09
1995	2,20	11000001486	0100540/0	ЗДАНИЕ ТП-13 (тп24)ст.Новокуз.-Пассажирский	114521012	30.09.2003	118 588,16	2 608,94	2 608,94

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год

Завод	Ставка налога	Основное средство	Инвентарный номер	Название основного средства	ОКОФ	Дата ввода	Среднегодовая стоимость, руб.	Сумма налога, руб.	Экспертиза
1995	2,20	110000001488	0100520	Здание трансформаторной подстанции 11 654029 г.Нов	114521012	30.09.2003	305 329,05	6 717,24	6 717,24
1995	2,20	110000001489	0100780	Здание понижительной подстанции 654084 г.Новокузне	114521012	30.09.2003	267 259,38	5 879,71	5 879,71
1995	2,20	110000001491	0100060/0	Здание тяговой подстанции ст.Тальжино	114526172	30.09.2003	2 247 793,88	49 451,47	49 451,47
1995	2,20	110000001492	0100070/0	Здание совмещенной тяговой подстанции 652860 г.Мыс	114526172	30.09.2003	3 204 315,37	70 494,94	70 494,94
1995	2,20	110000001493	0100109	Здание тяговой подстанции 652900 Кемеровская обл Т	114526172	30.09.2003	25 248,20	555,46	555,46
1995	2,20	110000001494	0100069	Здание тяговой подстанции Кемеровская обл.652840	114526172	30.09.2003	127 214,48	2 798,72	2 798,72
1995	2,20	110000001496	0100088	Здание трансформаторной подстанции 652860 г.Мыски	114521012	30.09.2003	397 822,06	8 752,09	8 752,09
1995	2,20	110000001497	0100100	Здание пункта группировки №4 652870 г.Междуреченск	114526216	30.09.2003	528 137,95	11 619,04	11 619,04
1995	2,20	110000001498	0100740	Здание пункта группировки 2 652870 г.Междуреченск	114526216	30.09.2003	751 566,84	16 534,47	16 534,47
1995	2,20	110000001499	0100730	Здание пункт группировки 1 652870 г.Междуреченск	114526216	30.09.2003	751 566,84	16 534,47	16 534,47
1995	2,20	110000001500	0100110	Здание пункта группировки №6 652870 г.Междуреченск	114526216	30.09.2003	552 930,72	12 164,48	12 164,48
1995	2,20	110000001501	0100120	Здание пункта группировки №8 652870 г.Междуреченск	114526216	30.09.2003	528 146,62	11 619,23	11 619,23
1995	2,20	110000001504	0100440	Здание трансформаторной подстанции 88 652870 г.Меж	114521012	30.09.2003	83 013,38	1 826,29	1 826,29
1995	2,20	110000001505	0100430	Здание трансформаторной подстанции 42 652870 г.Меж	114521012	30.09.2003	104 697,30	2 303,34	2 303,34
1995	2,20	110000001506	0100820	Здание трансформаторной подстанции, компрессорная	114521012	30.09.2003	153 156,88	3 369,45	3 369,45
1995	2,20	110000001507	0100760	Здание пункта группировки 5 652870 г.Междуреченск	114526216	30.09.2003	743 453,34	16 355,97	16 355,97
1995	2,20	110000001508	0100750	Здание пункта группировки 3 652870 г.Междуреченск	114526216	30.09.2003	751 583,26	16 534,83	16 534,83
1995	2,20	110000001509	0100770	Здание трансформаторной подстанции 652870 г.Междур	114521012	30.09.2003	220 874,82	4 859,25	4 859,25
1995	2,20	110000001510	0100180	Здание несомещенной тяговой подстанции 654038 г.Н	114526172	30.09.2003	36 478 552,41	802 528,15	802 528,15
1995	1,60	110000001511	820000019170/0000	Трансформаторная подстанция 400/630 к ВА	210001110730	31.12.2020	17 973 880,08	287 582,08	287 582,08
G995	2,20	110000001691	110000000054/0000	Здание	114526010	30.09.2003	246 402,62	5 420,86	5 420,86
G995	2,20	110000001692	110000000056/0000	Здание тяговой подстанции ст.Бускускан	114526010	30.09.2003	296 743,53	6 528,36	6 528,36
G995	2,20	110000001693	110000000060/0000	Здание тяговой подстанции ст.Белово	114526010	30.09.2003	1 756 172,33	38 635,79	38 635,79
G995	2,20	110000001698	110000000059/0000	Здание района электрических сетей ст.Белово	114526010	30.09.2003	1 699 129,69	37 380,85	37 380,85
H995	2,20	110000001740	54291/7191	Здание ТП № 379	114521012	30.09.2003	420 147,43	9 243,24	9 243,24
H995	2,20	110000001763	01027/7191	Здание тяговой подстанции Предкомбинат	114526172	30.09.2003	5 877 400,97	129 302,82	129 302,82
1995	1,60	120000004221	0240050/7193	Сооружения открытого распределительного устройства	124526203	30.09.2003	289 072,23	4 625,16	4 625,16
1995	2,20	120000004992	0300165/7193	Внешнее энергоснабжение 2-х кв.дома ст.Таскаево	124521125	30.09.2003	26 776,04	589,07	589,07

Завод	Ставка налога	Основное средство	Инвентарный номер	Название основного средства	ОКОФ	Дата ввода	Среднегодовая стоимость, руб.	Сумма налога, руб.	Экспертиза
H995	1,60	120000005826	03119/6/7191	Низковольтная линия Рзд 189 км (жилые дома)	124521125	30.09.2003	1 638 025,20	26 208,40	26 208,40
I995	1,60	120000005914	124000000008/0000*	Линия электропередачи 10кВ ст. Карлык-Тоннель	220422212111	27.12.2017	88 165 804,09	1 410 652,87	1 410 652,87
I995	1,60	120000005928	0300550/0	Линия электропередач 10 кв ст.Тырган до ст.Томусин	124521125	30.09.2003	6 726,69	107,63	107,63
I995	1,60	120000005943	0301480	Низковольтные электросети ст.Терентьевская	124521125	30.09.2003	4 113 847,67	65 821,56	65 821,56
I995	1,60	120000005947	0300850	Линия электропередач 6 кв ст.Спиченково	124521125	30.09.2003	1 000 338,91	16 005,42	16 005,42
I995	2,20	120000005958	0301449	ЛЭП воздушная Таштагольский р-н быта ст.Мундыбаш	124521125	30.09.2003	3 977 578,13	87 506,72	87 506,72
I995	1,60	120000006075	0300770	Линия электропередач 10кв СТ.Терентьевская	124521125	30.09.2003	636 732,17	10 187,71	10 187,71
I995	1,60	120000006283	0300670	ЛЭП-10кв ст. Ерунаково до ст.Бардино74км	124521125	30.09.2003	2 609 209,36	41 747,35	41 747,35
I995	1,60	120000006293	120000003393/0000	Строительство ЛЭП -10,5кВ на уч.Новокузнецк-Восточ	124521125	20.01.2014	445 649,40	7 130,39	7 130,39
I995	1,60	120000006334	0301090	Низковольтные электросети ст.Новокузнецк Восточный	124521125	30.09.2003	295,04	4,72	4,72
I995	1,60	120000006335	0301060	Низковольтные электросети ст.Новокузн-ПАССАЖИРСКИЙ	124521125	30.09.2003	652 498,56	10 439,98	10 439,98
I995	1,60	120000006343	0302522	Кабельная линия ВЛ-6КВ	124527341	30.09.2003	1 974 412,38	31 590,60	31 590,60
I995	1,60	120000006344	0302534	РУ-6кв.совмещенный с ТП 6/0,4кв(кирпичное)с 2-мя,	124521125	30.09.2003	18 850 575,51	301 609,21	301 609,21
I995	1,60	120000006345	0302532	Линия ВЛ-6КВ от РТП "Водная"- пост ЭЦВОЗДУШНАЯ	124521125	30.09.2003	6 521,55	104,34	104,34
I995	1,60	120000006347	0301130	ЛЭП-04 ст.Новокузнецк-Восточный	124521125	30.09.2003	83 795,68	1 340,73	1 340,73
I995	1,60	120000006353	0302270	Линия электропередач 6 кв ст.Новокузнецк-Пассажиры	124521125	30.09.2003	547 558,81	8 760,94	8 760,94
I995	1,60	120000006354	0302533	Внутриплощадочные сети 0,4/10кв от РУ-6кв до элект	124527341	31.12.2006	1 989 668,64	31 834,70	31 834,70
I995	2,20	120000006399	0302380	Линия электропередачи к 2-квквартирному дому ст.Кар	124521125	30.09.2003	222 997,07	4 905,94	4 905,94
G995	1,60	120000007085	0300330	Линия электропередач воздушная 10кв	124521125	30.09.2003	276 659,01	4 426,54	4 426,54
G995	1,60	120000007089	0300740_	Сеть контактная на ж.б опорах ст.Артышта-2	124526203	30.09.2003	10 837 790,86	173 404,65	173 404,65
G995	1,60	120000007100	0308000	Контактная сеть 7и9путь ст.Бочаты	124526203	30.09.2003	2 360 838,30	37 773,41	37 773,41
G995	1,60	120000007102	0300340	Линия электропередач воздушная 10кв	124521125	30.09.2003	950 294,18	15 204,71	15 204,71
G995	1,60	120000007124	030099	ЛЭП 10 кв.Красноярка-Проектная	124521125	30.09.2003	296 655,52	4 746,49	4 746,49
G995	1,60	120000007155	030169	Контактная сеть ст.Мереть	124526203	30.09.2003	2 716 307,40	43 460,92	43 460,92
G995	1,60	120000007163	124000000001/0000	Наружные сети электроснабжения стр-во 2-х кв.домов	124526203	31.12.2011	20 845,46	333,53	333,53
G995	1,60	120000007169	124000000002/0000	Наружные сети электроснабжения стр-во 2-х кв.домов	124526203	31.12.2011	20 845,46	333,53	333,53
G995	1,60	120000007179	030085	К/сеть подъезд. пути ст.Бабанаково	124526203	30.09.2003	1 539 089,67	24 625,43	24 625,43
G995	1,60	120000007196	030121	ЛЭП 10 кв.ЛПЭ Проектная-Белово	124521125	30.09.2003	931 258,73	14 900,14	14 900,14
G995	1,60	120000007234	030004	Воздушная линии электро- передачи питающая	124521125	30.09.2003	374 340,74	5 989,45	5 989,45
G995	1,60	120000007287	0300720-31122013	Линия эл.передач прод.эл.снабжения Зеньково-Улус	124521125	30.09.2003	2 180 432,00	34 886,91	34 886,91
I995	1,60	120000007400	0301380	Низковольтные электросети ст.Карлык	124521125	30.09.2003	48 951,88	783,23	783,23

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год

Завод	Ставка налога	Основное средство	Инвентарный номер	Название основного средства	ОКОФ	Дата ввода	Среднегодовая стоимость, руб.	Сумма налога, руб.	Экспертиза
G995	1,60	120000007468	0300150	Линия эл передач воздушная 380/220в	124521125	30.09.2003	3 882,60	62,12	62,12
I995	1,60	120000007510	0301460	Низковольтные электросети ст.Ерунаково	124521125	30.09.2003	76 215,91	1 219,45	1 219,45
I995	1,60	120000007532	0301011	Низковольтные электросети ст.Новокузнецк-Сортирово	124521125	30.09.2003	176 227,33	2 819,64	2 819,64
I995	1,60	120000007533	0302350	Низковольтные сети ст.Междуреченск	124521125	30.09.2003	272 802,55	4 364,84	512,26
I995	1,60	120000007538	0301570	Воздушная линия электропередач 6 кв ст.Новокузнецк	124521125	30.09.2003	1 168 008,32	18 688,13	18 688,13
G995	1,60	120000007544	0300160	Линия эл передач воздушная 380/220в	124521125	30.09.2003	307 831,21	4 925,30	4 925,30
I995	1,60	120000007603	0301520	Низковольтные электросети ст.Междуреченск	124521125	30.09.2003	264 208,65	4 227,34	4 227,34
I995	1,60	120000007605	0300990	Линия электропередачи ст.Новокузнецк Пассажир(тп24	124521125	30.09.2003	257 278,81	4 116,46	4 116,46
I995	1,60	120000007630	0300089/7193	Линия 10 кВ по опорам контактной сети ст. Тайга-	124521125	30.09.2003	64 479 630,69	1 031 674,09	38 920,83
I995	1,60	120000007669	0301469	Линия электропередач воздуш быта г.Новокузнецк Аба	124521125	30.09.2003	6 297 098,22	100 753,57	5 555,82
I995	1,60	120000007671	0301049	Линия электропередачи воздушная опорах контактной	124526192	30.09.2003	556 832,11	8 909,31	8 909,31
I995	1,60	120000007672	0301169	Воздушная линия электропередач р-д Абагуров. Таштаг	124521125	30.09.2003	632 568,16	10 121,09	548,23
I995	1,60	120000007675	0301159	Воздушная линия электропередач рд. Абагуровский -	124521125	30.09.2003	753 807,73	12 060,92	653,30
I995	1,60	120000007676	0300540/0	Линия электропередач 10 кв ст.Новокузнецк до ст.Ме	124526192	30.09.2003	807 486,45	12 919,78	12 919,78
I995	1,60	120000007678	0301159	Воздушная линия электропередач рд. Абагуровский -	124521125	30.09.2003	832 411,85	13 318,59	721,42
I995	1,60	120000007679	0302350	Низковольтные сети ст.Междуреченск	124521125	30.09.2003	221 789,26	3 548,63	3 548,63
I995	1,60	120000007680	0301169	Воздушная линия электропередач р-д Абагуров. Таштаг	124521125	30.09.2003	3 134 175,21	50 146,80	50 146,80
I995	1,60	120000007704	0301159	Воздушная линия электропередач рд. Абагуровский -	124521125	30.09.2003	2 758 427,71	44 134,84	44 134,84
I995	1,60	120000007711	0301640	Линия электропередач бкв (фидерб-39ПС)Новокуз-Вост	124521125	30.09.2003	316 594,82	5 065,52	5 065,52
I995	1,60	120000007805	0301469	Линия электропередач воздуш быта г.Новокузнецк Аба	124521125	30.09.2003	1 269 648,61	20 314,38	20 314,38
I995	1,60	120000007948	0300089/7193	Линия 10 кВ по опорам контактной сети ст. Тайга-	124521125	30.09.2003	5 478 201,71	87 651,23	87 651,23
Итого							6 459 775 013,44	105 168 311,27	7 675 179,56
Доля отнесения на сторонних, %								10,00	29,78
Итого для сторонних, руб.								10 516 831,13	2 285 668,47

Таким образом, предлагается к включению в состав необходимой валовой выручки предприятия на 2026 год плановые расходы на уплату налога на имущество в размере 2 648,41 (362,74 + 2 285,67) тыс. руб.

На 2024 год (Постановление РЭК Кузбасса от 01.10.2024 № 228) расходы на оплату налога на имущество утверждены в сумме 5 186,73 тыс. руб. Декларация по налогу на имущество за 2024 год представлена предприятием (том 6 тарифного дела), но в отношении ОАО «РЖД» (Западно – Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») в границах Кемеровской области-Кузбассу не является документом, подтверждающим экономически обоснованные фактические расходы по передаче электрической энергии поскольку основным видом деятельности предприятия являются железнодорожные перевозки. Предприятием представлен пообъектный расчет налога на имущество по среднегодовой стоимости основных средств Западно – Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» за 2024 год. На основании представленных документов произведен расчет налога по основным средствам, относящиеся к недвижимому имуществу, непосредственно участвующему в регулируемой деятельности передача электрической энергии в границах Кемеровской области-Кузбасса, в том числе и в отношении объектов недвижимого имущества Красноярской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД». Таким образом, фактические экономически обоснованные затраты по уплате налога на имущество за 2024 год определены в сумме размере 2 648,41 (362,74 + 2 285,67) тыс. руб.

Предлагается неизрасходованные средства в размере 1 458,62 (5 186,73 – 2 648,41) тыс. руб. исключить из необходимой валовой выручки 2026 года по строке «Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка» по формуле 7 Методических указаний 98-э.

#### *Прочие налоги и сборы*

К прочим налогам предприятие относит транспортный налог.

Транспортный налог введен главой 28 НК РФ и рассчитывается с учетом положений Закона Кемеровской области от 28.11.2002 № 95-ОЗ «О транспортном налоге».

Предприятие заявляет о фактически понесенных расходах по уплате транспортного налога в 2024 году:

- в сумме 508,12 тыс. руб., что указано в составе расчета необходимой валовой выручки Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению на 2026 год (приложение к тарифной заявке «Таблицы 1-25», вкладка таб. 3);

- в размере 143,02 тыс. руб. на сторонних потребителей (на регулируемый вид деятельности) и с указанием в общей сумме по региону Кемеровская область – Кузбасс 480,27 тыс. руб.;

- шаблоне ЕИАС «Energy.calc.nvv.tso.2026», заполняемом и направляемом предприятием, в качестве дубликата тарифной заявки в размере 134,04 тыс. руб.

Предприятием представлены в качестве обоснования налоговые декларации по транспортному налогу и расчет транспортного налога за 2024 год по Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению в границах Кемеровской области – Кузбасса (том 6, по налоговым инспекциям Кемеровской области-Кузбасса) и таблица 29 в пояснительной записке (стр. 58).

Пообъектный расчет транспортного налога за 2024 года соответствует данным, представленным в пояснительной записке и содержит все необходимые показатели для исчисления фактически уплаченного налога, размер фактических расходов по оплате транспортного налога представлен в таблице 14.

Таблица 14

## Расходы по транспортному налогу за 2024 год

№ п/п	Код налоговой инспекции	Дистанция по расположению инспекции	Сумма расходов, тыс. руб.	Доля в КО-Кузбасса/доля на сторонних	Расходы к учету в НВВ
1	4253	Новокузнецк ЭЧ-18	131,83	29,78%	39,26
2	4205	Кемерово ЭЧ-16	104,38	29,78%	31,09
3	4212	Белово ЭЧ-17	94,37	29,78%	28,11
4	4246	Тайга ЭЧ-7	149,68	84,36%/29,78%	37,61
	Всего		494,74		136,07

На 2026 год в главу 28 «Транспортный налог» Налогового кодекса РФ внесение изменений не планируется.

При определении планового транспортного налога учитывается факт списания трех транспортных средств в 2024 году.

Так как налоговые платежи индексации не подлежат и начисление производится на основании действующего законодательства предлагается к включению в НВВ предприятия плановые расходы на уплату транспортного налога в размере 124,40 тыс. руб.

Пообъектный расчет планового транспортного налога представлен в таблице 15.

Таблица 15

№ п/п	Наим-е завода	Название основного средства	Год выпуска	Государственный регистрационный номер	Сумма налога, руб.	Код НИ
1	ЭЧ-16	Автофургон АФ-9394 на базе ГАЗ 3307	1992	М5990А42	5 000,00	4205
2	ЭЧ-16	Автокран КС -3577 -4	1994	А784ВВ142	9 000,00	4205
3	ЭЧ-16	Электротех.лаб-я ЛИК-1 базе а/м ГАЗ-27057	2000	X132ХР42	2 450,00	4205
4	ЭЧ-16	Автомобиль ремонт. бригад контактной сети АРБКС-2	2015	Е078ЕЕ142	4 488,00	4205
5	ЭЧ-16	Автомобиль ремонтных бригад контактной сети	2016	Р185РР42	4 760,00	4205
6	ЭЧ-16	Передвижная ремонтн. мастерская на базе УАЗ-390995	2016	Р329РР42	4 488,00	4205
7	ЭЧ-16	Передвижная ремонтная мастерская ПРМ-3Г	2017	У613ЕУ142	4 480,00	4205

№ п/п	Наим-е завода	Название основного средства	Год выпуска	Государственный регистрационный номер	Сумма налога, руб.	Код НИ
8	ЭЧ-16	Автомобиль с бурильно-крановой установкой	2023	К759НУ142	15 464,00	420 5
9	ЭЧ-16	ПРМ-5 на базе УАЗ 3163	2012	М539ВО142	1 792,00	420 5
10	ЭЧ-16	Автомобиль УАЗ-Patriot 3163 № С 393 ХВ	2006	М410ОВ142	1 493,00	420 5
11	ЭЧ-16	Кран манипулятор многофункциональный МКМ-200	2012	Р200ВТ142	14 950,00	420 5
12	ЭЧ-16	ПРМ-1Д на базе ГАЗ-33081	2013	С068ВХ142	4 760,00	420 5
13	ЭЧ-16	Автомобиль УАЗ-220695-460-04	2016	Р184РР42	2 805,00	420 5
14	ЭЧ-16	Автомобиль ремонтной бригады контактн.сети АРБКС-1	2018	Н679КЕ142	5 960,00	420 5
15	ЭЧ-16	Передв.рем.мастерская ПРМ -3Г для З-Сибирской ТЭ.	2018	У750КЕ142	4 480,00	420 5
16	ЭЧ-16	Передвижн.рем.маст. ПРМ-3Г для З-Сибирской ТЭ	2019	С183КО142	4 480,00	420 5
17	ЭЧ-16	АВТОМОБИЛЬ ГРУЗОВОЙ С БЕНЗИНОВЫМ ДВИГАТЕЛЕМ	2019	Е923КР142	4 488,00	420 5
18	ЭЧ-16	Снегоболотоход	2021	7647МА42	2 500,00	420 5
19	ЭЧ-16	Автомобиль УАЗ-Patriot 3163 № С 393 ХВ	2006	С393ХВ55	0,00	420 5
20	ЭЧ-16	МАШИНА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНАЯ (мульчер)	2018	5893КО42	6 250,00	420 5
21	ЭЧ-17	Трактор МТЗ-82	1991	3862КО42	2 000,00	421 2
22	ЭЧ-17	ПРМ-1Д на базе ГАЗ-33081	2013	Н027ВУ142	4 760,00	421 2
23	ЭЧ-17	Мастерская Передвижная Ремонтная ПРМ-2	2011	К879ВВ54	4 480,00	421 2
24	ЭЧ-17	Автомобиль аварийно-восст.УАЗ 39099	2006	К956ТН54	2 100,00	421 2
25	ЭЧ-17	Автомобиль УАЗ-220695-460-04	2016	В555ЕТ142	1 571,00	421 2
26	ЭЧ-17	Автомобиль ремонтной бригады контактн.сети АРБКС-1	2018	М971КЕ142	5 960,00	421 2
27	ЭЧ-17	Передв.рем.мастерская ПРМ -3Г для З-Сибирской ТЭ.	2018	А379КК142	4 480,00	421 2
28	ЭЧ-17	АВТОМОБИЛЬ ГРУЗОВОЙ С БЕНЗИНОВЫМ ДВИГАТЕЛЕМ (ФУРГО)	2019	В644КР142	4 488,00	421 2
29	ЭЧ-17	Передвижн.рем.маст. ПРМ-3Г на базе УАЗ-390995	2019	Т424КО142	4 480,00	421 2
30	ЭЧ-17	Передвижн.рем.маст. ПРМ-3Г на базе УАЗ-390995	2019	Т446КО142	4 480,00	421 2
31	ЭЧ-17	Автомобиль УАЗ 3163-285-20 (Патриот)	2020	С551КХ142	2 094,00	421 2
32	ЭЧ-17	Автомобиль УАЗ 390995-552-04 (Комби 7 мест)	2020	М154КУ142	4 488,00	421 2
33	ЭЧ-17	Кран-манипулятор многофункциональный МКМ-200	2021	К657НА142	14 801,00	421 2
34	ЭЧ-17	Автомобиль ремонтных бригад КС АРБКС-1	2014	С064ЕМ142	4 760,00	421 2
35	ЭЧ-17	Автомобиль-лаборатория испытания кабелей ЛИК -2М	2011	А143УС154	4 680,00	421 2
36	ЭЧ-17	Автомобиль ремонтных бригад контактной сети АРБКС-	2016	В685ЕТ142	4 760,00	421 2
37	ЭЧ-17	Передвижная ремонтн. мастерская на базе УАЗ-390995	2016	А095ЕТ142	4 488,00	421 2
38	ЭЧ-17	Передвижная ремонтная мастерская ПРМ-3Г	2017	М670ЕУ142	4 480,00	421 2
39	ЭЧ-17	Автомобиль ремонтной бригады КС АРБКС-1	2015	Т377ЕО142	4 760,00	421 2
40	ЭЧ-17	Машина бурильно-крановая БКМ-317А	2023	С739НТ142	4 467,00	421 2
41	ЭЧ-17	ПРМ-5 на базе УАЗ-3163-030 ПАТРИОТ	2013	Х075ВР142	1 792,00	421 2
42	ЭЧ-7	База масляного хозяйства	2020	В747КУ142	25 543,00	424 6
43	ЭЧ-7	Автомобиль УАЗ-390995-552-04 (Комби 7 мест)	2020	В706КУ142	4 488,00	424 6

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год

№ п/п	Наим-е завода	Название основного средства	Год выпуска	Государственный регистрационный номер	Сумма налога, руб.	Код НИ
44	ЭЧ-7	Автомобиль УАЗ-390995-552 (Комби 5 мест)	2020	В691КУ142	4 488,00	4246
45	ЭЧ-7	Бортовой автомобиль с КМУ	2020	В506КУ142	5 956,00	4246
46	ЭЧ-7	ПРМ-2 на базе УАЗ 3909-95	2012	К459АУ142	4 488,00	4246
47	ЭЧ-7	Аварийно-восстановительная машина на базе УАЗ-3163	2008	Х227ВМ142	1 792,00	4246
48	ЭЧ-7	Автолаборатория ЛИК-2М на базе ГАЗ-3308	2013	К469АУ142	4 760,00	4246
49	ЭЧ-7	Измерительная лаборатория №87 на базе автомобиля У	2012	Х239ВМ142	5 120,00	4246
50	ЭЧ-7	ПРМ-1Д на базе ГАЗ-33081	2012	К412АУ142	4 680,00	4246
51	ЭЧ-7	Автомобиль УАЗ-220695-460-04	2016	М159ЕТ142	1 571,00	4246
52	ЭЧ-7	Автомобиль рем.бриг. АРБКС-1 на базе ГАЗ-33088	2018	К783КЕ142	5 960,00	4246
53	ЭЧ-7	Передв.рем.мастерская ПРМ -3Г на базе УАЗ-390995	2018	К844КЕ142	4 480,00	4246
54	ЭЧ-7	Передвижн.рем.маст. ПРМ-3Г на базе УАЗ -390995	2019	У098КО142	4 480,00	4246
55	ЭЧ-7	КРАН-МАНИПУЛЯТОР МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ	2022	А294НК142	14 801,00	4246
56	ЭЧ-7	Снегоболоход "Кречет" Z310-91	2023	2327МВ42	2 515,00	4246
57	ЭЧ-7	Автомобиль ремонтных бригад контактной сети АРБКС-	2016	М175ЕТ142	4 760,00	4246
58	ЭЧ-7	Передвижная ремонтная мастерская ПРМ-3Г на	2016	Р650ЕС142	4 488,00	4246
59	ЭЧ-7	ПРМ-3Г на базе УАЗ139099	2017	А653КА142	4 480,00	4246
60	ЭЧ-7	Кран на автомобильном ходу КС 35-74	1994	Х347ВМ142	9 000,00	4246
61	ЭЧ-7	ГАЗ-3308	2001	Х115ВМ142	4 760,00	4246
62	ЭЧ-7	Трактор МТЗ-82	1991	5232КС42	1 869,00	4246
63	ЭЧ-7	Автомобиль ремонтных бригад контактной сети	2014	О549ЕН142	4 760,00	4246
64	ЭЧ-7	Автомобиль рем.бриг.конт.сети АРБКС-1 ГАЗ-33081	2015	О694ЕН142	4 760,00	4246
65	ЭЧ-7	ТРАКТОР МТЗ-82	1990	5275КС42	2 000,00	4246
66	ЭЧ-7	АВТОМАШИНА ГАЗ 6605	1992	Х313ВМ142	4 600,00	4246
67	ЭЧ-7	Машина бурильная шнековая МБШ-539СТ	2022	8713МА42	6 250,00	4246
68	ЭЧ-7	АВТОМАШИНА ГАЗ-66-40	1995	Х234ВМ142	0,00	4246
69	ЭЧ-7	ПРМ-2 на базе УАЗ 3909-95	2013	Х329ВМ142	0,00	4246
70	ЭЧ-18	ГРУЗОВОЙ ФУРГОН УАЗ -390995	2012	С216ТС154	4 488,00	4253
71	ЭЧ-18	МАШИНА ЛИНЕЙНАЯ НА БАЗЕ УАЗ-3163	2008	О699ВМ142	5 120,00	4253
72	ЭЧ-18	ГРУЗОВОЙ ФУРГОН УАЗ -390995	2011	О835ВМ142	4 480,00	4253
73	ЭЧ-18	Передвижная ремонтная мастерская ПРМ-3 на базе УАЗ	2018	Х872КЕ142	4 480,00	4253
74	ЭЧ-18	Передвижная ремонтная мастерская ПРМ-3 на базе УАЗ	2018	Х871КЕ142	4 480,00	4253
75	ЭЧ-18	ПОДЪЕМНИК САМОХОДНЫЙ С ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ СТРЕЛОЙ, ПО	2018	А867КМ142	5 956,00	4253
76	ЭЧ-18	Передвижн.рем.маст. ПРМ-3Г на базе УАЗ 390995	2019	А611КР142	4 480,00	4253
77	ЭЧ-18	Автомобиль УАЗ 390995-552 КОМБИ	2019	Н519КР142	4 488,00	4253
78	ЭЧ-18	Автомобиль УАЗ 390995-552-04(Комби 7 мест)	2020	Н663КУ142	4 488,00	4253
79	ЭЧ-18	Автомобиль УАЗ 390995-552-04(Комби 7 мест)	2020	Н660КУ142	4 488,00	4253

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год

№ п/п	Наим-е завода	Название основного средства	Год выпуска	Государственный регистрационный номер	Сумма налога, руб.	Код НИ
80	ЭЧ-18	Автомобиль УАЗ 390995-552-04(Комби 7 мест)	2020	H623КУ142	4 488,00	4253
81	ЭЧ-18	Автомобиль УАЗ 390945-552(Фермер)	2020	H511КУ142	4 488,00	4253
82	ЭЧ-18	Автомобиль УАЗ 3163-285-20 (Патриот)	2020	H616КУ142	2 094,00	4253
83	ЭЧ-18	Передвижная ремонтная мастерская ПРМ-3Г на базе	2016	T503ЕС142	4 488,00	4253
84	ЭЧ-18	Передвижная ремонтная мастерская ПРМ-3Г на базе	2016	T501ЕС142	4 488,00	4253
85	ЭЧ-18	АВТОМОБИЛЬ ФУРГОН	2003	O837ВМ142	4 652,00	4253
86	ЭЧ-18	Автомобиль ремонтных бригад контактной сети	2017	C830КА142	5 400,00	4253
87	ЭЧ-18	АВТОМОБИЛЬ ЛАБОРАТОРИЯ ДИАГНОСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ	2013	P879ВУ142	4 760,00	4253
88	ЭЧ-18	Машина бурильно-крановая БКМ 515А	2019	H668КР142	14 820,00	4253
89	ЭЧ-18	Передвижная ремонтная мастерская ПРМ-1Д ГАЗ-33081	2012	O966ВМ142	4 680,00	4253
90	ЭЧ-18	ГРУЗОВОЙ ФУРГОН УАЗ-390995	2014	E475ЕМ142	4 488,00	4253
91	ЭЧ-18	МАШИНА Бурильно-крановая	2003	O962ВМ142	4 652,00	4253
92	ЭЧ-18	КРАН АВТОМОБИЛЬНЫЙ КС-35714	2006	O697ВМ142	14 950,00	4253
93	ЭЧ-18	Экскаватор ЭО-2626-01	2013	7080КВ42	1 950,00	4253
94	ЭЧ-18	ГРУЗОВОЙ ФУРГОН УАЗ-390995	2013	E473ЕМ142	4 488,00	4253
Итого					477 439,00	

Таким образом, плановые расходы по уплате транспортного налога предприятия на 2026 год предлагается учесть в необходимой валовой выручке в размере 135,35  $((477,44 - 146,85 + 123,89) * 29,78\%$ , по Тайгинской ДЭ 123,89 тыс. руб. в доле на Кемеровскую область – Кузбасс) тыс. руб.

На 2024 год расходы на оплату транспортного налога предприятию не утверждались.

Предлагается перерасход средств по данной статье в размере 136,07 тыс. руб. включить в необходимую валовую выручку 2026 года по строке «Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка» по формуле 7 Методических указаний 98-э.

### Отчисления на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды до планируемых расходов на 2026 год производились на основании главы 34 Налогового кодекса РФ по следующим ставкам:

- 1) Пенсионный фонд Российской Федерации – 22 %;
- 2) Фонд социального страхования Российской Федерации – 2,9 %;
- 3) Федеральный фонд обязательного медицинского страхования – 5,1%;

Указанные ставки применялись к суммам выплат и иных вознаграждений, начисленных предприятием в пользу физических лиц.

Кроме того, к данной группе расходов относится также взнос в Фонд социального страхования на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. ОАО «РЖД» (Западно – Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбассу. Уведомления о ставке отчислений в Фонд социального страхования на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2025 год предоставлено предприятием в тарифном деле, том 1, по Красноярской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» представлено в томе 8 тарифной заявки на 2026 год.

Размер отчислений с фонда заработной платы, планируемый предприятием на 2026 год, составляет 139 580,69 тыс. руб. (пояснительная записка, стр. 64, таблица 49), в том числе:

- по Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению в размере 130 129,47 тыс. руб.

- по Красноярской дирекции по энергообеспечению в размере 9 451,22 тыс. руб.

В формате шаблона ЕИАС ENERGY.CALC.NVV страховые взносы во внебюджетные фонды не заявлены, а в Приложении «Долгосрочные 2026-2029» к пояснительной записке - 24 653,47 тыс. руб.

Постановлением Правительства РФ от 23.10.2025 № 1635 введены изменения в Основы ценообразования № 1178, согласно которым для территориальных сетевых организаций расходы на уплату страховых взносов на обязательное пенсионное страхование, на обязательное социальное страхование на случай временной нетрудоспособности и в связи с материнством, обязательное медицинское страхование, взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний определяются на основании фактических данных за последний отчетный период (год) с учетом параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на текущий и очередной периоды регулирования.

Так как фактические расходы отчислений на социальные нужды за 2024 год документально не представлены данными отдельного учета предприятия по регулируемой деятельности, фактические данные по указанной статье определены расчетным путем на основании действующих ставок согласно Налогового кодекса РФ от уровня сформированного согласно статистической отчетности фонда оплаты труда за расчетный период.

Так фонд оплаты труда определен следующим образом  $84\,923 \text{ руб.} * 86 \text{ чел.} * 12 / 1000 = 87\,640,48 \text{ тыс. руб.}$ , где:

- средняя заработная плата 84 922,95 руб. (по данным статистической отчетности П-4 за 2024 год);

- среднесписочная численность в размере 86 чел. (определенная на долгосрочный период регулирования 2025-2029 годов);

- количество 12 месяцев в планируемом году.

Расчетный размер отчисления на социальные нужды рассчитаны следующим образом:

87 640,48 тыс. руб. (фактический фонд оплаты труда за 2024 год) \* 30,4% (общий размер ставок отчислений на социальные нужды) = 26 642,71 тыс. руб.

Далее с учетом параметров прогноза Минэкономразвития РФ определен плановый размер отчислений на социальные нужды на 2026 год:

26 642,71 тыс. руб. \* 1,058 (ИПЦ 2025 года) \* 1,051 (ИПЦ 2026 года) = 29 625,57 тыс. руб.

На 2024 год Постановлением РЭК Кузбасса от 01.10.2024 № 228 расходы по отчислениям на социальные нужды утверждены в сумме 10 405,41 тыс. руб., фактические расходы за 2024 год предлагается принять в сумме 26 642,71 тыс. руб., рассчитанной по ставкам отчислений на социальные нужды от принятого экономически обоснованного фактического фонда оплаты труда в соответствии с действующим законодательством.

Предлагается экономически обоснованные документально подтвержденные перерасходованные средства в сумме 16 237,30 тыс. руб. включить в необходимую валовую выручку 2026 года по строке «Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка» по формуле 7 Методических указаний 98-э.

### **Выпадающие доходы по п. 87 Основ ценообразования**

Экспертиза материалов Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» о выполненных мероприятиях по технологическому присоединению заявителей по пп. 4.2 и 4.4 Методических указаний ФАС России от 11.09.14 №215-э/1 за 2024 год

Настоящее экспертное заключение выполнено по результатам анализа документальной и технико-экономической обоснованности размера расходов связанных с выполнением работ, указанных в пп. 4.2 Методических указаний по определению выпадающих доходов.

При анализе отчета организации эксперты руководствовались следующими подходами для учета затрат по технологическому присоединению.

1) Акт о технологическом присоединении (далее Акт о ТП) должен быть подписан с обеих сторон в 2024 г. или ранее.

Договор считается выполненным, когда обе стороны выполнили свои обязанности. Фактическим исполнением обязанностей является подписание с обеих сторон акта об осуществлении технологического присоединения (далее Акт). При не подписании Акта договор считается не выполненным и, соответственно, выпадающие доходы сетевой организации не учитываются. Если Акт подписан годом позже, чем год, на который РЭК были установлены выпадающие доходы, то выпадающие доходы сетевой организации также не учитываются.

2) Согласно п. 27(1) Основ ценообразования, при расчете на плановый период регулирования экономически обоснованного размера амортизации основных средств, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, в составе необходимой валовой выручки учитывается амортизация только по основным средствам, фактически введенным в эксплуатацию за последний отчетный период, за который имеются отчетные данные. В соответствии с указанным, затраты по мероприятиям принимается при вводе вновь построенных объектов в основные средства, что подтверждается фиксацией этого в оборотно-сальдовой ведомости по счету 01.

Организация письмами вх. № 2432 от 25.04.2025, вх. №2434 от 25.04.25 представила отчеты с обосновывающими документы о выполнении мероприятий по пп. 4.2 Методических указаний по определению выпадающих доходов.

Суммарные затраты по заявителям, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно составили по отчету 12 496,71 тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Для подтверждения величины расходов за 2024 год организация представила:

- Отчет о выполненных работах по технологическому присоединению;
- Заявки на присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- Договоры об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям и технические условия;
- Акты о выполнении технических условий;
- Акты об осуществлении технологического присоединения;
- Оборотно - сальдовую ведомость по счету 01 за 2024 год;
- Акты допуска в эксплуатацию приборов учета электрической энергии;
- Акты приемки выполненных работ ФПУ-26 (ОС-3).

После анализа обоснованности расходов эксперты определили суммарные затраты по заявителям, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно. По мнению экспертов, затраты составили 9 444,13 тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Снижение фактических затрат на 3 052,58 тыс. руб. произошло по следующим причинам.

1. Договор ТП с Лучшеевой Еленой Эдуардовной от 22.04.2022 № 43644-04-22/3-СИБ. В отчете организации указана стоимость работ на сумму 2 963,85 тыс. руб. Анализ стоимости работ по КС-2 показал, что величина затрат согласно КС-2 составляет 1 917,01 тыс. руб.

В соответствии с указанным эксперты принимают к учету затраты величиной 1 917,01 тыс. руб.

2. Договор ТП с Макаровой Ларисой Николаевной от 02.08.2022 № 48112-07-22/3-СИБ. В отчете организации указана стоимость работ на сумму 3 229,87 тыс. руб. Анализ стоимости работ по КС-2 показал, что величина затрат согласно КС-2 составляет 1 626,38 тыс. руб.

В соответствии с указанным эксперты принимают к учету затраты величиной 1 626,38 тыс. руб.

Эксперты, рассмотрев представленные документы, учитывая их полноту и качество, считают экономически обоснованными затраты организации по выполненным мероприятиям технологического присоединения заявителей, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно, 9 444,13 тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, подлежащий включению в НВВ Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» на 2026 год

Расходы сетевой организации, связанные с технологическим присоединением энергопринимающих устройств с максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, составляют выпадающие доходы сетевой организации в соответствии с п. 87 Основ ценообразования № 1178 и п. 17 Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861.

Расчет выпадающих доходов производится в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденных Приказом ФСТ России от 11.09.2014 № 215-э/1 и включаются в НВВ предприятия на планируемый период.

Обосновывающие материалы на регулируемый период в части технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт включительно представлены предприятием в тарифного дела (папка 5) письмом от 22.04.2025 исх-3878\_3-СИБ (вх. № 2433 от 25.04.2025).

В составе обосновывающих материалах представлены следующие документы:

- расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение на 2025 год в формате Приложения 1 Методических указаний 215-э в составе тарифной заявки;

- отчет Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» о выполненных работах по услуге технологического присоединения к электрическим сетям энергопринимающих устройств заявителей мощностью до 15 кВт включительно за 2023 год;

- сканы обосновывающих документов на осуществление технологических присоединений энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно.

Регулирующим органом отмечается отсутствие заполненных шаблонов ЕИАС CONNECT.EE.2026 с информацией о осуществлении технологических присоединений Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП

Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» за 2026 год, запрошенных регулирующим органом от 17.07.2025 № М-4-25/2501-02.

В расчете выпадающих доходов по технологическому присоединению энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт включительно, сформированное в формате Приложения 1 Методических указаний 215-э, предприятие заявляет понесенные фактические расходы за 2023 год:

- на выполнение организационно-технических мероприятий в сумме 1 985,01 тыс. руб.;
- на выполнение мероприятий "последней мили" в сумме 12 485,98 тыс. руб.

Выручка от осуществления «льготных» технологических присоединений по данным предприятия за 2024 год составила 823,09 тыс. руб.

На основании копий представленных документов (договоров, актов технологического присоединения экспертами определено общее количество осуществленных «льготных» присоединений в количестве 40 шт., которые соответствуют положениям пп.1 п. 9 Методических указаний 215-э, а именно:

- мощность энергопринимающих устройств не превышает 15 кВт;
- соответствуют третьей категории надежности;
- акты об осуществлении технологического присоединения подписаны сторонами договора в 2023 году.

По заявителю Насоновой А.Н. выпадающие доходы от технологического присоединения отсутствуют на основании положений пункта 17 Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 861, поскольку заявителем определена плата, рассчитанная с применением стандартизированных тарифных ставок.

Расходы на организационно-технические мероприятия документально подтверждены и принимаются в сумме 1 936,59 тыс. руб.

Фактическая выручка от осуществления «льготного» технологического присоединения предприятия определена экспертами на основании договоров на осуществление технологического присоединения в сумме 746,61 тыс. руб.

Мероприятия «последней мили» в целях осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт приняты экспертами в сумме 9 444,13 тыс. руб. с учетом представленных предприятием материалов.

Таким образом, выпадающие доходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение, по п. 87 Основ ценообразования за 2024 год составили 1 281,56 (1 936,59 + 9 444,13 – 746,61) тыс. руб.

Экспертом отмечается, что с 01 июля 2022 года изменился размер платы за технологическое присоединение энергопринимающих устройств «льготной» категории заявителей.

Льготная ставка за 1 кВт запрашиваемой максимальной мощности при технологическом присоединении объектов микрогенерации заявителей - физических лиц, в том числе при одновременном 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), и объектов микрогенерации, а также энергопринимающих устройств заявителей - физических лиц, максимальная мощность которых не превышает 15 кВт включительно (с учетом ранее присоединенных в данной точке присоединения энергопринимающих устройств), устанавливается в отношении всей совокупности мероприятий по технологическому присоединению в размере не более 10 000 рублей за кВт.

Отмечается, что размер фактических выпадающих доходов предприятия превышает расчетную величину расходов на осуществление указанных мероприятий, рассчитанную по стандартизированным тарифным ставкам, утвержденным Постановлением РЭК Кузбасса от 29.12.2023 № 778 на 2024 год. Следовательно, размер превышающий стоимость стандартизированных тарифных ставок на основании абзаца 13 Основ ценообразования № 1178 подлежит исключению. Размер фактических выпадающих доходов предприятия по технологическому присоединению энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, согласно действующему законодательству сформирован в сумме 3 393,67 (558,00 + 3 582,28 - 746,61) тыс. руб. Данные представлены в таблице ниже.

Плановый размер выпадающих доходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно предприятию на 2024 год не установлен. В соответствии с положениями абзаца 13 п. 87 Основ Ценообразования № 1178 с учетом корректировки по плановым индексам-дефляторам Минэкономразвития, размер фактических выпадающих доходов в части технологического присоединения за 2024 год составил –  $(3\,393,67 - 0) * 1,058 * 1,051 = 3\,773,62$  тыс. руб.

Произведен расчет плановых расходов на 2026 год по фактическим показателям за три предыдущих периода – 2022-2024 гг.:

- количеству учтенных при регулировании технологических присоединений льготной категории потребителей;
- протяженности воздушных линий,
- мощности трансформаторных подстанций;
- количества установленных приборопров учета.

Стоимостной размер плановых затрат на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт рассчитан по стандартизированным тарифным ставкам на 2026 год согласно Приложения № 5 к Методическим указаниям 490/22 (определены в соответствии с проектом постановления РЭК Кузбасса) в сумме 164,90 тыс. руб.

При этом, расчет плановой выручки по виду деятельности «Технологическое присоединение льготной категории заявителей до 15 кВт»

производился с учетом льготной ставки за 1 кВт запрашиваемой мощности в размере 8 196,72 руб. (без НДС) (в соответствии с проектом постановления РЭК Кузбасса) и средней присоединяемой ожидаемой мощности на уровне 7 кВт.

Таким образом, выпадающие доходы по технологическим присоединениям энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт для включения в НВВ Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» на 2026 год составили:

$$3\,773,62 + 164,90 = 3\,939,00 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет произведен в соответствии с Методическими указаниями № 215-э/1, а также п. 87 Основ ценообразования и представлен в таблице \_\_\_\_. 24.

**Расчет размера расходов Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД», связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение на 2026 год**

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2024 год			Расчетные (фактические) данные за 2024 год			Плановые показатели на 2026 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт, рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт, точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт, рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [п. 1.1 + п. 1.2.1 + п. 1.2.2];	X	40,00	1 936,59	X	0,00	558,00	X	41,33	808,36
1.1.	подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю, на уровне напряжения i и (или) диапазоне мощности j	23 659,00	40,00	946,36	6 350,00	40,00	254,00	9 482,00	41,33	391,92
1.2.1	выдача сетевой организацией уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям	24 755,85	40,00	990,23	7 600,00	40,00	304,00	10 075,00	41,33	416,43
1.2.2	проверка выполнения технических условий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2.	Расходы по мероприятиям "последней мили" и расходы на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии, связанные с осуществлением технологического присоединения;	X	X	9 444,13	X	X	3 582,28	X	X	1 728,13
3.	Строительство воздушных линий		1,238	5 631,130		1,238	1 926,388		0,710	1 528,514
3.3.1.4.1.1	Строительство ВЛ-6 ж/б опоры СИП до 50 мм	3 095 555,56	0,08	250,74	2 387 045,11	0,08	193,35	5 443 581,71	0,03	146,98
3.3.1.4.1.1	Строительство ВЛ-0,4 ж/б опоры СИП до 50 мм	4 650 293,86	1,16	5 380,39	1 497 871,46	1,16	1 733,04	2 021 762,01	0,68	1 381,54
4.	Строительство кабельных линий		0,100	1 287,090		0,100	267,498		0,033	164,560
4.1.2.1.1.1	Строительство КЛ-0,4 кВ одножильные с рез. и пласт. изол.сеч. провода до 50 кв. мм, один кабель	12 870 900,00	0,100	1 287,09	2 674 977,31	0,100	267,50	4 936 800,36	0,03	164,56

*Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2026 год*

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2024 год			Расчетные (фактические) данные за 2024 год			Плановые показатели на 2026 год		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./шт., рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт, рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт, точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./шт, рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (тыс. руб.)
5.	Строительством пунктов секционирования		0,00	0,00		0,000	0,00		0,00	0,00
6.	Строительство трансформаторных подстанций (ТП), за исключением распределительных трансформаторных подстанций (РТП), с уровнем напряжения до 35 кВ		40,000	2 441,030		40,000	1 308,304		0,000	0,00
6.2.1.1.1	Однотрансформаторные подстанции 10/0,4 мощностью до 25 кВа столбового типа	12 287,00	10,00	122,87	20 543,45	10,00	205,43	81 529,87	3,33	271,77
6.2.1.1.2	Однотрансформаторные подстанции 10/0,4 мощностью до 25 кВа шкафного типа	77 272,00	30,00	2 318,16	36 762,33	30,00	1 102,87	88 404,55	10,00	884,05
7.	Строительство распределительных трансформаторных подстанций (РТП) с уровнем напряжения до 35 кВ		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00
8.	Строительство центров питания, подстанций уровнем напряжения 35 кВ и выше (ПС)		0,00	0,00		0,00	0,00		0,00	0,00
8(1).	Обеспечение средствами коммерческого учета электрической энергии (мощности)		0,00	84,88		5,00	80,09		1,67	35,05
8.1.1.	Однофазный прямого включения	16 975,80	5,00	84,88	16 017,59	5,000	80,09	21 030,64	1,67	35,05
9.	Суммарный размер платы за технологическое присоединение заявителей, подавших заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощности, не превышающей 15 кВт включительно, объектов микрогенерации (руб. без НДС)	X	X	746,61	X	X	746,61	8 196,72	289,33	2 371,58
10.	Размер расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение (п. 1 + п. 2 - п. 9)	X	X	10 634,11	X	X	3 393,67	X	X	164,90

Расходы, принимаемые в расчет	3 393,67
Установленные выпадающие доходы на 2024 год	0,00
Невозмещённые расходы за 2024 год (превышение фактических затрат по сравнению с полученной компенсацией)	3 393,67
ИПЦ 2025/2024	1,058
ИПЦ 2026/2026	1,051
Выпадающие расходы, принимаемые в расчет, с учетом ИПЦ	3 773,62
Выпадающие доходы планируемые на период регулирования 2026 год	3 939,00

**Расчет размера расходов, связанных с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, не включаемых в состав платы за технологическое присоединение, подлежащий включению в НВВ Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» на 2026 год**

Предприятие заявляет размер плановых расходов на 2026 год, связанных с осуществлением технологического присоединения объектов к электрическим сетям энергопринимающих устройств максимальной мощностью до 150 кВт включительно в формате Приложения № 3 к Методическим указаниям 215-э в сумме 264,28 тыс. руб.

Однако, в соответствии с п. 4 указанного приложения плановые значения определяются на основании фактических средних данных за три предыдущих года. За период 2022-2024 годов предприятию не учитывались расходы, связанные с осуществлением технологического присоединения энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 150 кВт включительно, следовательно, плановые расходы не подлежат начислению.

## Амортизация

Амортизируемым имуществом признается имущество, в отношении которого одновременно выполняются условия, предусмотренные ФСБУ 6/2020 «Основные средства» (утверждено приказом Министерства финансов Российской Федерации от 17.09.2020 № 204н):

а) имеет материально-вещественную форму;

б) предназначен для использования организацией в ходе обычной деятельности при производстве и (или) продаже ею продукции (товаров), при выполнении работ или оказании услуг, для охраны окружающей среды, для предоставления за плату во временное пользование, для управленческих нужд, либо для использования в деятельности некоммерческой организации, направленной на достижение целей, ради которых она создана;

в) предназначен для использования организацией в течение периода более 12 месяцев или обычного операционного цикла, превышающего 12 месяцев;

г) способен приносить организации экономические выгоды (доход) в будущем (обеспечить достижение некоммерческой организацией целей, ради которых она создана).

Срок полезного использования основных средств определяется предприятием самостоятельно на дату ввода в эксплуатацию данного объекта, на основании классификации основных средств, установленной Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Стоимость основных средств погашается путём начисления амортизационных отчислений, в течение срока их полезного использования.

На предприятии используется линейный способ амортизации. Амортизация по каждому инвентарному объекту начисляется ежемесячно, путём применения установленных норм, исчисленных в зависимости от срока полезного использования объекта.

В необходимую валовую выручку расходы на амортизацию включаются на основании подпункта 7) пункта 18 Основ ценообразования. Согласно пункту 27(1) Основ ценообразования № 1178 расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета, на уровне, равном сумме отношений стоимости амортизируемых основных средств и нематериальных активов регулируемой организации к сроку полезного использования таких активов, принадлежащих ей на праве собственности или на ином законном основании, применяемых в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии.

При расчете размера амортизации основных средств и нематериальных активов:

используются данные по фактически введенным в эксплуатацию объектам основных средств, принадлежащим территориальной сетевой организации на праве собственности или на ином законном основании и применяемым в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии, на последнюю отчетную дату, а также данные по объектам основных средств, планируемыми к вводу до окончания текущего периода регулирования после отчетного периода, за который предоставлены фактические данные, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой;

в отношении объектов основных средств, введенных в эксплуатацию до 1 января 2025 г., срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяются регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1 "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы";

в отношении объектов основных средств, введенных в эксплуатацию с 1 января 2025 г., срок полезного использования активов принимается на основании данных бухгалтерского учета территориальной сетевой организации, но не ниже минимального срока полезного использования, предусмотренного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. N 1 "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", в отношении соответствующей амортизационной группы;

результаты переоценки основных средств и нематериальных активов, осуществленной в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о бухгалтерском учете, учитываются при условии, что учитываемые в составе необходимой валовой выручки расходы на амортизацию являются источником финансирования мероприятий утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы организации.

В пояснительной записке предприятие также указывает, что в соответствии с учетной политикой ОАО «РЖД» проводит регулярную переоценку групп однородных основных средств (один раз в 3-5 лет). Следовательно, начисленная амортизация может быть использована только как источник финансирования инвестиционной программы.

Предприятие предлагает учесть в необходимой валовой выручке амортизационные отчисления в доле на сторонних потребителей по Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению в размере 82 214,84 тыс. руб. (пояснительная записка стр. 57), в формате шаблона ЕИАС ENERGY.CALC.NVV предприятием заявлена сумма амортизационных отчислений в размере 82 205,95 тыс. руб., пообъектная ведомость представлена по всем основным средствам, в том числе используемым исключительно в перевозочном процессе.

Следовательно, учет заявленных предприятием в тарифной заявке плановых средств на списание амортизационных отчислений по основным средствам ведет в нарушении пункта 5 Основ ценообразования к повторному учету одних и тех же расходов, учтенных как в основной деятельности, так и за счет тарифного источника в регулируемой деятельности.

В качестве приложения к пояснительной записке тарифной заявке предприятием представлен расчет амортизационных отчислений по основным средствам за 2024 год и плановых данных на 2026 год в разрезе дистанций энергоснабжения с указанием кодов управленческого учета отражения расходов по видам деятельности.

Пункт 27(1) Основ ценообразования № 1178 содержит определение, что 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.

Отмечается о неоднократном запросе регулирующим органом в соответствии с п. 5 и 6 Основ ценообразования № 1178 письмами № М-4-25/2367-02 от 07.07.2025 и № М-5-30/3089-02 от 04.09.2025 предоставления данных раздельного учета, которые предприятие не направляло.

Однако, подпунктом 8 пункта 2.12 Учетной политики ОАО «РЖД» предусматривается ведение раздельного учета доходов и расходов по регулируемым видам деятельности.

Учитывая вышеизложенное, экспертами принимаются к учету данные расчёта амортизации в части имущества, непосредственно участвующего в регулируемой деятельности, основываясь на пообъектной ведомости основных средств с указанием кодов перераспределения по видам деятельности, при этом учитывались следующие определения производственных затрат:

- обслуживание и текущий ремонт зданий, сооружений и оборудования производственного назначения;
- обслуживание и текущий ремонт имущества производственного назначения;
- эксплуатация автомобилей (общепроизводственные расходы);
- обслуживание и текущий ремонт зданий, сооружений и оборудования общехозяйственного назначения;
- эксплуатация автомобилей (общехозяйственные расходы);
- амортизация и налог на имущество тяговых подстанций в части передачи электроэнергии прочим потребителям и другим энергоснабжающим организациям;
- амортизация и налог на имущество трансформаторных подстанций в части передачи электроэнергии прочим потребителям и другим энергоснабжающим организациям;
- техническая статья (перераспределяемая на вышестоящие ППР).

В процессе проведенного анализа выявлены следующие расходы по основному виду деятельности, не относящиеся к регулируемому виду деятельности:

- амортизация тяговых подстанций в части специфического оборудования, используемого для обеспечения перевозочного процесса (код 2566);

- амортизация контактной сети и линий электропередачи, расположенных на опорах контактной сети (код 2570) на основании разъяснений письмом ФСТ России от 14.09.2005 № СН-5495/14;

- амортизация линий электропередачи в части потребления электроэнергии для собственных нужд (код 2572);

- амортизация высоковольтных линий автоблокировки и диспетчерской централизации, расположенных на отдельно стоящих опорах (код 2580);

- амортизация пунктов параллельного соединения и постов секционирования (код 2568);

- амортизация тяговых подстанций в части передачи электрической энергии для собственных нужд, кроме специфического оборудования, используемого для обеспечения перевозочного процесса (код 2571).

Таким образом, выделены амортизационные отчисления по основным средствам, участвующих в осуществлении регулируемой деятельности, плановые расходы по амортизационным отчислениям стоимости основных производственных средств определяются по пообъектной ведомости основных средств с исключением объектов, используемых в основной деятельности предприятия «Железнодорожный транспорт».

В таблицах 28 и 29 представлены сводные данные по начислению плановых затрат по амортизационным отчислениям стоимости основных средств в разрезе дистанций энергоснабжения Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД», в том числе и по основным средствам Красноярской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД».

Таблица 17

Свод амортизационных отчислений по подразделениям Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению в границах Кемеровской области - Кузбасса на 2026 год

тыс. руб.

№ п/п	Подразделение	Предложение предприятия на 2025 год		расчет эксперта		
		амортизация на 2026г., итого	на прочих потребителей	амортизация на 2025 г., итого	Доля в границах КО-Кузбасса	На прочих потребителей 25,29%/29,78%
1	Дирекция Кемеровской области	6 961,81	524,23	737,84	25,29	55,57
2	Тайга ЭЧ-7	114 801,31	27 121,57	56 629,00	84,75%	14 292,34
3	Кемерово ЭЧ-16	43 168,33	11 633,88	8 571,95	100%	2 552,73
4	Белово ЭЧ-17	76 587,11	20 302,74	15 597,42	100%	4 644,92
5	Инской ЭЧ-8	67 244,05	2 112,92	10 767,92	11,31%	362,68
6	Новокузнецк ЭЧ-18	72 032,55	20 510,58	9 432,51	100%	2 809,01
	Всего амортизация, тыс. руб	380 795,16	82 205,95	101 736,64		24 717,25

**Свод амортизационных отчислений по основным средствам Красноярской дирекции по энергообеспечению в границах Кемеровской области – Кузбасса на 2026 год**

№№	Наименование	Инвентарный номер	Первоначальная стоимость основных средств, руб.	Остаточная стоимость, ОС на 31.12.2025, руб.	Амортизационная группа	Год, месяц принятия на баланс	срок полезного использования в бух. учете, мес.	Сумма амортизационных отчислений по БУ, руб.	Макс СПИ, мес.	Сумма амортизационных отчислений на 2026 г., тыс. руб.	Аморт. отчисления по 1178
1	2	3	4	6	7	9	10	11	12	13	14
	Прочие всего, в том числе:		592 849 408,29	489 170 482,02				11 216 701,93		7 910,42	6 114,56
1	Тяговая подстанция Теба	140000000530/7826	454504757,35	415847035,16	10	30.09.2003	453	2 863 602,76	453	2 863,60	2 863,60
2	Трансформатор тока ТГФМ-220 600/1	830000001699/0000	863915,22	226650,73	05	23.06.2020	67	115 866,29	120	86,39	43,20
3	Трансформаторная подстанция КТПН-160/10/0,4 ПК 370	820000003065/0000	3130736,58	2882886,60	05	31.07.2024	120	123 924,99	120	313,07	156,54
4	Трансформаторная подстанция КТПН-630/10/0,4 ПК 371	820000003063/0000	5503810,95	5068092,59	05	31.07.2024	120	217 859,18	120	550,38	275,19
5	Подстанция трансформаторная мачтовая	830000001289/0000	68189,93	11231,29	05	20.01.2020	62	9 626,81	120	6,82	3,41
6	ПОДСТАНЦИЯ КТПМ-10/10/0,23КВЭ212.00.000	830000000815/0000	76644,03	9918,65	05	31.10.2019	59	10 820,33	120	7,66	3,83
7	Трансформаторная подстанция мачтовая типа МТП-ОЛ	830000001790/0000	98401,34	31314,77	05	25.11.2020	72	13 197,35	120	9,84	4,92
8	Трансформаторная подстанция мачтовая типа МТП-ОЛ	830000001792/0000	98733,08	31420,36	05	25.11.2020	72	13 241,85	120	9,87	4,94
9	КТП № 1 3773 км	140000000945/0000/7821	679165,00	30591,84	07	23.12.2008	25	3 366,41	240	33,96	33,96
10	Трансформаторная подстанция МТПЖ-10/10/0,23	820000002253/0000	786982,70	562692,62	05	28.12.2022	120	74 763,36	120	78,70	39,35
11	ПОДСТАНЦИЯ КТПМ-10/10/0,23КВЭ212.00.000	830000000814/0000	76782,00	9936,50	05	31.10.2019	59	10 839,81	120	7,68	3,84
12	ПОДСТАНЦИЯ СТП-1/27,5/0,23КВЭ208.00.000	830000001787/0000	166396,61	52953,27	05	03.11.2020	72	22 316,72	120	16,64	8,32
13	ПОДСТАНЦИЯ СТП-1/27,5/0,23КВЭ208.00.000	830000001788/0000	168675,47	53678,47	05	03.11.2020	72	22 622,36	120	16,87	8,43
14	Подстанция столбовая трансформаторная СТП-1/27,5	830000002077/0000	154701,94	25480,33	05	17.01.2020	62	21 840,27	120	15,47	7,74
15	Трансформаторная подстанция СТП-10/10/0,23	820000003069/0000	1444513,42	1330156,10	05	31.07.2024	120	57 178,66	120	144,45	72,23
16	Трансформаторная подстанция СТП-6/10/0,23 ПК37071+	820000003070/0000	1323218,17	1218463,39	05	31.07.2024	120	52 377,39	120	132,32	66,16
17	Трансформаторная подстанция СТП-6/6/0,23 ПК37071+	820000003071/0000	1323218,17	1218463,39	05	31.07.2024	120	52 377,39	120	132,32	66,16

№№	Наименование	Инвентарный номер	Первоначальная стоимость основных средств, руб.	Остаточная стоимость ОС на 31.12.2025, руб.	Амортизационная группа	Год, месяц принятия на баланс	срок полезного использования в бух. учете, мес.	Сумма амортизационных отчислений по БУ, руб.	Макс СПИ, мес.	Сумма амортизационных отчислений на 2026 г., тыс. руб.	Аморт. отчисления по 1178
18	Трансформаторная подстанция СТП-4/10/0,23 ПКЗ7069+	820000003072/0000	1577574,55	1452683,23	05	31.07.2024	120	62 445,66	120	157,76	78,88
19	Трансформаторная подстанция СТП-4/6/0,23 ПКЗ7069+	820000003073/0000	1577574,55	1452683,23	05	31.07.2024	120	62 445,66	120	157,76	78,88
20	Трансформаторная подстанция СТП-2,5/10/0,23	820000003074/0000	1006462,35	926784,09	05	31.07.2024	120	39 839,13	120	100,65	50,32
21	Трансформаторная подстанция СТП-2,5/6/0,23 ПКЗ7078	820000003075/0000	1004168,85	924672,15	05	31.07.2024	120	39 748,35	120	100,42	50,21
22	Трансформаторная подстанция КТПОЛ-2,5/10/0,22 ПК 37067	820000003341/0000	739543,51	680996,31	05	31.07.2024	120	29 273,60	120	73,95	36,98
23	Трансформаторная подстанция КТПОЛ-2,5/10/0,22 ПК 37067	820000003340/0000	748880,86	689594,46	05	31.07.2024	120	29 643,20	120	74,89	37,44
24	Трансформаторная подстанция мощностью 1,25 кВА	820000003343/0000	200510,47	184636,71	05	31.07.2024	120	7 936,88	120	20,05	10,03
25	Трансформаторная подстанция КТПОЛ-1,25/6/0,22 ПК 37071	820000003342/0000	661176,29	608833,17	05	31.07.2024	120	26 171,56	120	66,12	33,06
26	Низковольтная линия 0,4 кВ	120000000184/7821	10061777,79	5366281,47	08	30.09.2003	144	670 785,19	300	402,47	402,47
27	Линия электроснабжения пешеходного перехода	820000002252/0000	1365049,43	1092039,53	06	28.12.2022	180	91 003,30	180	91,00	0,00
28	Высоковольтная линия 10 кВ	120000000234/7821	431776,78	118859,40	10	30.09.2003	149	14 121,91	361	14,35	14,35
29	Трансформаторная подстанция ТП-17	120000000029/7821	3160329,45	1271271,16	10	30.09.2003	227	85 224,88	361	105,05	105,05
30	Трансформаторная подстанция ТП-15	120000000151/7821	2676605,56	195871,14	10	30.09.2003	69	111 926,36	361	88,97	88,97
31	Трансформатор понижающий 1000 кВА	830000001655/0000	574781,04	346138,86	07	31.12.2019	157	38 107,03	240	28,74	28,74
32	Трансформатор понижающий 1000 кВА	830000001656/0000	575518,10	346582,72	07	31.12.2019	157	38 155,89	240	28,78	28,78
33	Трансформаторная подстанция типа КТП-100/10/0,4	830000002939/0000	879109,46	628563,26	05	30.12.2022	120	83 515,40	120	87,91	43,96
34	Наружные сети электроснабжения пожарного модуля	120000002127/0000	462054,00	356166,62	10	28.10.2016	418	11 551,35	418	13,26	13,26
35	Низковольтная линия 0,4 кВ (от ТП-6)	120000000169/7821	12183509,77	10240624,48	10	30.09.2003	301	485 721,32	361	404,99	404,99
36	ВЛ-0,4 кВ ОПОРА №13 РУ-0,4 кВ ТП-13 ФИДЕР	820000000582/0000	686055,46	280119,07	06	10.12.2019	84	67 228,57	180	45,74	45,74
37	ВЛ-0,4 кВ ОТ РУ-0,4 кВ ТП-14 Г.МАРИНСК	820000001163/0000	770861,75	388616,25	06	29.12.2020	109	76 449,10	180	51,39	51,39
38	Трансформатор трехфазный трехобмоточный с регулиро	1400000006593/0000	64010049,46	26032643,43	07	26.07.2016	116	4 029 201,34	240		
39	Высоковольтный ввод для выключателя ст. Мариинск	830000002236/0000	1025613,24	361981,13	05	31.05.2021	78	144 792,46	120	102,56	51,28
40	Высоковольтный ввод для выключателя ст. Мариинск	830000002237/0000	1025613,24	361981,13	05	31.05.2021	78	144 792,46	120	102,56	51,28
41	Высоковольтный ввод для выключателя ст. Мариинск	830000002238/0000	1025613,24	361981,13	05	31.05.2021	78	144 792,46	120	102,56	51,28

№№	Наименование	Инвентарный номер	Первоначальная стоимость основных средств, руб.	Остаточная стоимость ОС на 31.12.2025, руб.	Амортизационная группа	Год, месяц принятия на баланс	срок полезного использования в бух. учете, мес.	Сумма амортизационных отчислений по БУ, руб.	Макс СПИ, мес.	Сумма амортизационных отчислений на 2026 г., тыс. руб.	Аморт. отчисления по 1178
42	Высоковольтный ввод для выключателя ст.Маринск	830000002239/0000	1025613,24	361981,13	05	31.05.2021	78	144 792,46	120	102,56	51,28
43	Высоковольтный ввод для выключателя ст.Маринск	830000002240/0000	1025613,24	361981,13	05	31.05.2021	78	144 792,46	120	102,56	51,28
44	Трансформаторная подстанция СТП-1/27,5/0,23кВ	140000005955/0000	147197,00	43392,89	07	16.10.2014	95	9 199,93	240	7,36	7,36
45	Трансформаторная подстанция СТП-1/27,5/0,23кВ	140000005956/0000	147197,00	43392,89	07	16.10.2014	95	9 199,93	240	7,36	7,36
46	Трансформаторная подстанция СТП-1/27,5/0,23кВ	140000005957/0000	147197,00	43392,89	07	16.10.2014	95	9 199,93	240	7,36	7,36
47	Трансформаторная подстанция СТП-1/27,5/0,23кВ	140000005958/0000	147197,00	43392,89	07	16.10.2014	95	9 199,93	240	7,36	7,36
48	Трансформаторная подстанция КТПОЛ-1,25/27,5/0,23	820000001954/0000	454308,54	281671,30	05	31.12.2021	120	43 159,31	120	45,43	45,43
49	Трансформаторная подстанция СТП-10/27,5/0,23	820000001959/0000	1186780,37	735803,82	05	31.12.2021	120	112 744,14	120	118,68	59,34
50	Трансформаторная подстанция СТП-10/27,5/0,23	820000001960/0000	1186780,38	735803,82	05	31.12.2021	120	112 744,14	120	118,68	59,34
51	Трансформаторная подстанция КТПМ-100/27,5/0,4	820000001961/0000	1988015,68	1232569,72	05	31.12.2021	120	188 861,49	120	198,80	99,40
52	ТРАНСФОРМАТОР КТПШ	140000000403/7826	176460,00	54975,05	10	30.09.2003	155	5 175,93	361	5,87	5,87
53	Подстанции трансформаторные комплекты	140000000564/7826	259500,00	69962,04	10	30.09.2003	133	8 045,23	361	8,63	8,63
54	ТРАНСФОРМАТОР ЗНОМ-35	140000000668/7826	8823,00	2379,44	10	30.09.2003	133	273,64	361	0,29	0,29
55	ТРАНСФОРМАТОР ЗНОМ-35	140000000670/7826	8823,00	2362,76	10	30.09.2003	132	274,51	361	0,29	0,29
56	ТРАНСФОРМАТОР	140000000673/7826	944580,00	304216,56	10	30.09.2003	161	27 290,72	361	31,40	31,40
57	ТРАНСФОРМАТОР КТП	140000000677/7826	539760,00	168197,82	10	30.09.2003	155	15 836,62	361	17,94	17,94
58	Трансформаторная подстанция комплектная	140000001210/0000/7826	1961496,00	88352,28	07	31.12.2008	25	9 722,52	240	98,07	98,07
59	ПОДСТАНЦИЯ ТРАНСФОРМАТ.СТП 2.5/27.5/0.23 ВС	140000001262/0000/7826	155021,00	4665,85	07	31.03.2009	28	3 085,20	240	7,75	7,75
60	ПОДСТАНЦИЯ ТРАНСФОРМАТ.СТП 2.5/27.5/0.23 ВС	140000001263/0000/7826	155021,00	4665,85	07	31.03.2009	28	3 085,20	240	7,75	7,75
61	Электроснабжение ПС Чувшан (СТП-27,5/0,23)	820000003046/0000	927516,61	854088,21	05	31.07.2024	120	36 714,20	120	92,75	46,38
62	12.2.КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 0,4КВ ст.Теба	120000000094***/7826	447769,15	173494,46	10	30.09.2003	216	12 392,46	361	14,88	14,88
63	Воздушная линия электропередачи 0,4кВ от КТП оп.46	820000000525/0000	909687,92	278169,03	06	29.12.2018	85	90 216,99	180	60,65	60,65

В результате проведенного анализа в необходимую валовую выручку 2026 года предлагается включить расходы на амортизационные отчисления в сумме 30 831,81 (24 717,25 + 6 114,56) тыс. руб., которые также следует рассматривать как источник финансирования инвестиционной программы на 2026 год

Также отмечаем, что в пояснительной записке предприятия (стр. 52) указано о проведении регулярной переоценки групп однородных основных средств (как правило, один раз в 3-5 лет) для того, чтобы стоимость основных средств, по которой они отражаются в бухгалтерском учете, существенно не отличалась от текущей (восстановительной) стоимости в соответствии с Учетной политикой ОАО «РЖД». Следовательно, согласно п. 27(1) Основ ценообразования расходы в виде амортизационных отчислений Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД» учитываются при расчете экономически обоснованного размера расходов на амортизацию при условии, что учитываемые в составе необходимой валовой выручки расходы на амортизацию являются источником финансирования мероприятий утвержденной в установленном порядке инвестиционной программы организации Постановлением РЭК Кузбасса от 25.12.2025 № 852.

На 2024 год затраты по статье «Амортизация основных средств» утверждены в сумме 28 726,77 тыс. руб. (Постановление РЭК Кузбасса от 01.10.2024 № 228).

Фактические расходы предприятия по начислению амортизации за 2024 год предлагается принять в сумме 122 344,59 тыс. руб., на сторонних потребителей (29,78%) – 36 433,75 тыс. руб., данные подтверждены ведомостью амортизации, в составе приложений к пояснительной записке и в формате Excel (пообъектно) с указанием необходимых параметров для проверки максимальных сроков полезного использования и применения в производственных процессах основных средств. Фактические расходы на амортизационные отчисления использованы в качестве источника финансирования инвестиционной программы 2024 года в сумме 28 727,000 тыс. руб.

## **10.1. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования на 2026 год**

### **10.2. Неподконтрольные расходы из прибыли**

#### **Прибыль на капвложения**

Расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли (в соответствии с п.32 Основ ценообразования, п.11 Методических указаний 98-э) входят в состав неподконтрольных расходов. 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 п. 11 Методических указаний 98-э 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 ОАО "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).

На планируемый год предприятие предлагает принять расходы по статье «Прибыль на капитальные вложения» в размере 25 435,78 тыс. руб., заявленная предприятием сумма не превышает предельную величину в размере 12%.

Однако, согласно Постановлению РЭК Кузбасса от 25.12.2025 № 852 "О внесении изменений в постановление РЭК Кузбасса от 30.11.2024 № 453 «Об утверждении инвестиционной программы ОАО "РЖД" (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО "РЖД") на период 2024 - 2029 гг.» на 2026 год утверждена инвестиционная программа в размере 254 601,00 тыс. руб. с учетом возврата НДС (в том числе, за счёт амортизационных отчислений, признанных обоснованными в соответствии с пунктом 27(1) Основ ценообразования № 1178 в сумме 30 828,00 тыс. руб., за счет прибыли на капвложения в сумме 0,00, оставшаяся часть финансирования покрывается прочими собственными средствами в сумме 177 861,00 тыс. руб. С учетом этого, в составе НВВ на 2026 год расходы из прибыли на капитальные вложения за счет тарифного источника не предусмотрены.

### **Прочие неподконтрольные расходы**

На 2026 год предприятие заявляет прочие неподконтрольные расходы в сумме 3 091,53 тыс. руб., которые представлены как плановые расходы на услуги по агентскому договору (стр. 52 Пояснительной записки).

Услуги по агентскому договору представляют собой обеспечение и реализацию функций по технологическому присоединению энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям. В соответствии с тарифным законодательством является отдельным видом деятельности и обеспечиваться раздельным учетом расходов и доходов. К тому же расходы по агентскому договору учитываются при расчете тарифов в составе выпадающих доходов по п. 87 Основ ценообразования. На основании п. 5 Основ ценообразования при установлении регулируемых цен (тарифов) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по указанным видам деятельности.

Предприятием заявляются также в составе необходимой валовой выручке на 2026 год плановые расходы на обслуживание расчетных банковских счетов год в размере 337,87 тыс. руб. (стр. 46 Пояснительной записки).

В обоснование расходов на услуги банка в том 6 тарифной заявки представлены:

1. Договор банковского счета в валюте РФ от 17.06.2013 № 26 с ОАО Банк ВТБ в г. Красноярске на расчетно-кассовое обслуживание операционного офиса в г. Новосибирск.

2. Договор банковского счета в валюте РФ от 17.06.2013 № 27 с ОАО Банк ВТБ в г. Красноярске на расчетно-кассовое обслуживание операционного офиса в г. Новосибирск.

3. Договор от 14.04.2010 № 24/600 с ОАО «Транскредитбанк» на выпуск банковских карт сотрудникам организации и зачислении сумм заработной платы, операционный офис в г. Новосибирск.

Фактически понесенные расходы на банковское обслуживание за 2024 год составили 1 210,56 тыс. руб. Учитывая осуществление видов деятельности Западно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО "РЖД" на территории пяти регионов Российской Федерации, общехозяйственные расходы рассчитываются в доле, приходящейся на Кемеровскую область – Кузбасс в размере 25,29%, а доля на сторонних потребителей, в свою очередь, составляет 29,78%.

Следовательно, расходы на услуги банка по регулируемому виду деятельности передача электрической энергии в границах Кемеровской области - Кузбасс рассчитывается следующим образом:

$$1\ 210,56 \text{ тыс. руб.} * 25,29\% * 29,78\% = 91,18 \text{ тыс. руб.}$$

### **Расходы (НВВ) на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям**

В соответствии с положениями пункта 81 Основ ценообразования стоимость потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяется для ценовых зон оптового рынка:

для субъектов Российской Федерации, расположенных на территориях ценовых зон оптового рынка, - на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации с учетом официально опубликованных советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию (мощность), установленных для квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на расчетный период регулирования; с учетом сбытовой

надбавки, величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией и цены (тарифы) на которые подлежат государственному регулированию, и платы за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии.

для субъектов Российской Федерации, расположенных на территориях ценовых зон оптового рынка - на основании прогнозных рыночных цен на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемых по субъектам Российской Федерации с учетом официально опубликованных советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию (мощность), установленных для квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа, и информации об основных макроэкономических показателях прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, одобренного Правительством Российской Федерации на расчетный период регулирования;

с учетом сбытовой надбавки и величины платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией и цены (тарифы), на которые подлежат государственному регулированию.

Покупка электрической энергии в целях компенсации потерь по регулируемым ценам (тарифам), установленным в отношении квалифицированных генерирующих объектов, в объемах производства электрической энергии на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа на квалифицированных генерирующих объектах, определенных в погашенных сертификатах, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии или торфа квалифицированных генерирующих объектах, полученных в установленном порядке от совета рынка, предприятием не осуществлялась.

Также, Основами ценообразования № 1178 предусмотрено, что исполнительные органы субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов субъектов Российской Федерации при определении стоимости нормативных потерь, включаемых в тарифы на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям учитывают объемы фактической покупки в период с 1 ноября предыдущего года по 31 октября текущего года включительно территориальными сетевыми организациями электрической энергии для целей компенсации потерь по регулируемым ценам (тарифам), установленным в отношении квалифицированных генерирующих объектов, в объемах продажи электрической энергии (мощности), произведенной на квалифицированных генерирующих объектах, соответствующим территориальным сетевым организациям, содержащиеся в полученных сетевыми организациями в соответствии с Основными положениями функционирования розничных рынков

электрической энергии от гарантирующего поставщика документах, содержащих информацию об определенных объемах продажи электрической энергии (мощности) сетевым организациям за расчетный период, произведенной на квалифицированных генерирующих объектах.

В стоимость электрической энергии (мощности) добавлена составляющая - стоимость услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, которая представляет собой плату за услуги агрегатов по обеспечению готовности и изменению режима потребления электрической энергии объектами регулирования. Данная плата ежемесячно рассчитывается АО «АТС».

Статистика по составляющим цены за 2025 год опубликованы на сайтах гарантирующих поставщиков ПАО «Кузбассэнергосбыт», ООО «Металлэнергофинанс».

В соответствии с статьей 40 Федерального закона 35-ФЗ «Об электроэнергетике» на территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, гарантирующие поставщики осуществляют продажу электрической энергии (мощности) (за исключением объема электрической энергии (мощности), поставляемого населению и приравненным к нему категориям потребителей) на розничных рынках по нерегулируемым ценам не выше предельных уровней нерегулируемых цен, рассчитанных в соответствии с основными положениями функционирования розничных рынков исходя из цен на приобретаемые гарантирующими поставщиками электрическую энергию и мощность, услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии на оптовом рынке, сбытовой надбавки гарантирующего поставщика и цен на услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией.

Таким образом, с учетом вышеуказанного законодательства, расчет цены покупки потерь произведен по каждому гарантирующему поставщику и независимому сбыту, с учетом следующих показателей:

1. Цены покупки электрической энергии на ОРЭМ, в том числе по составляющим расчета, а именно:

- покупка электрической энергии, в соответствии с «Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию по субъектам Российской Федерации на 2026 год».

- покупка мощности;

- коэффициент оплаты мощности, составляющие которого опубликованы на официальных сайтах гарантирующих поставщиков.

2. Сбытовая надбавка, для гарантирующих поставщиков установлена РЭК Кузбасса, для независимых сбытов в соответствии с заключенными договорами между территориальными сетевыми организациями и независимыми сбытовыми организациями.

3. Инфраструктурные платежи (АО «ЦФР», АО «АТС», СО «ЕЭС»).

4. Платы за услуги по управлению изменением режима потребления.

5. С учетом объемных показателей, утвержденных приказом ФАС России от 15.10.2025 № 801/25-ДСП.

6. Отчетной формы FORM.1.TSO.2026.SUMMARY, представленные сбытовыми организациями и направленных В РЭК Кузбасса через систему ЕИАС.

7. Предельные уровни тарифов, утвержденные приказом ФАС России от 09.12.2025 № 1056/25 «Об утверждении предельных минимальных и максимальных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, оказываемые потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, по субъектам Российской Федерации на 2026 год».

Плановые расходы по покупке электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» определены в размере 61 244,80 тыс. руб. в объеме 18,624 тыс. МВт\*ч по средневзвешенной цене 3 288,48 руб./МВт\*ч, что указано в строке 8 таблицы 19.

Таблица 19

## Сводные цены покупки потерь по всем территориальным сетевым организациям

№ п/п	Наименование субъекта	Величина потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям, учтенная при формировании регулируемых цен (тарифов) (из баланса)			Покупка потерь по прогнозам			цена 9 мес	цена 3 мес	Год	Учтено в сметах на 2026 год		
		9 мес	3 мес		9 мес 2026	3 мес 2026	год	9 мес 2026	3 мес 2026	год	объем	цена	год
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	руб/мВт*ч	руб/мВт*ч	руб/мВт*ч	тыс.МВт*ч	руб/мВт*ч	тыс. руб.
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	86,094	40,889	126,983	351 945,11	218 996,72	570 941,83	4 087,94	5 355,89	4 496,22	126,983	4496,224	570 941,83
2	ООО «ЕвроЭнергоТранс» (ИНН 4217084532)	25,890	8,828	34,718	116 567,28	47 926,18	164 493,46	4 502,36	5 429,14	4 738,01	34,718	4738,007	164493,462
3	ОАО «КузбассЭлектро» (ИНН 4202002174)	8,636	3,065	11,701	35 305,08	16 414,16	51 719,24	4 087,90	5 355,88	4 420,00	11,701	4419,998	51719,2398
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	150,412	56,610	207,022	619 012,84	303 490,01	922 502,85	4 115,45	5 361,05	4 456,06	207,022	4456,062	922502,846
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	482,575	180,217	662,792	1 972 716,63	965 221,80	2 937 938,43	4 087,90	5 355,88	4 432,67	662,792	4432,669	2937938,43
6	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	0,740	0,458	1,198	3 027,01	2 450,46	5 477,48	4 087,90	5 355,88	4 572,15	1,198	4572,147	5477,47808
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	16,644	5,956	22,600	68 205,10	31 868,33	100 073,43	4 097,93	5 350,34	4 428,00	22,600	4428,004	100073,43
8	ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	13,558	5,066	18,624	43 596,56	17 648,24	61 244,80	3 215,63	3 483,44	3 288,48	18,624	3288,483	61244,8005
9	ООО ХК «СДС-Энерго» (ИНН 4250003450)	15,659	4,853	20,511	59 707,14	22 749,36	82 456,50	3 813,07	4 688,10	4 020,08	20,511	4020,084	82456,4996
10	ОАО «Северо-Кузбасская энергетическая компания» (ИНН 4205153492)	179,697	85,011	264,708	734 583,24	455 306,00	1 189 889,24	4 087,90	5 355,88	4 495,11	264,708	4495,107	1189889,24
11	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	42,093	17,931	60,024	156 655,60	86 185,85	242 841,45	3 721,68	4 806,54	4 045,76	60,024	4045,765	242841,45
12	ООО «ЭнергоПаритет» (ИНН 4205262491)	36,960	12,730	49,689	143 349,74	63 737,71	207 087,44	3 878,56	5 006,99	4 167,65	49,689	4167,649	207087,441
<b>ВСЕГО</b>		<b>1 058,96</b>	<b>421,61</b>	<b>1 480,57</b>	<b>4 304 671,32</b>	<b>2 231 994,83</b>	<b>6 536 666,15</b>	<b>4 065,01</b>	<b>5 293,95</b>	<b>4 414,97</b>	<b>1 480,57</b>	<b>4 414,97</b>	<b>6 536 666,15</b>

Всего неподконтрольные расходы на 2026 год, предлагаются к включению в необходимую валовую выручку в экономически обоснованном размере 67 877,35 тыс. руб.

Расходы на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям 61 244,80 тыс. руб.

### **11. Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка**

В соответствии с действующим законодательством органы регулирования проводят анализ расходов, понесенных в предыдущем периоде регулирования, и принимают меры, предусмотренные пунктом 7 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178, а также при наличии результатов контрольных мероприятий, проведенных в текущем периоде регулирования, органами, осуществляющими контроль (надзор) в области электроэнергетики, соответствующим образом учитывают эти результаты.

Согласно абзацу 8 пункта 7 Основ ценообразования регулирующие органы принимают меры по исключению из расчетов при установлении регулируемых цен (тарифов) экономически необоснованных доходов организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, полученных в предыдущем периоде регулирования.

Согласно абзацу 10 пункта 7 Основ ценообразования в случае если на основании данных статистической и бухгалтерской отчетности за год и иных материалов выявлены экономически обоснованные расходы организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, не учтенные при установлении регулируемых цен (тарифов) на тот период регулирования, в котором они понесены, или доход, недополученный при осуществлении регулируемой деятельности в этот период регулирования по независящим от организации, осуществляющей регулируемую деятельность, причинам, указанные расходы (доход) учитываются регулирующими органами при установлении регулируемых цен (тарифов) на следующий период регулирования. К экономически обоснованным расходам в том числе относятся расходы, связанные с обслуживанием заемных средств, привлекаемых для покрытия недостатка средств (за исключением случая применения в отношении организации, осуществляющей регулируемую деятельность, метода доходности инвестированного капитала).

В соответствии с письмом ФАС России от 19.06.2017 №ИА/41019/17 «О формировании расходов на второй и последующие долгосрочные периоды регулирования» методы установления тарифов на долгосрочный период регулирования не предусматривают для электросетевых организаций возможности превышения фактических подконтрольных расходов над величиной подконтрольных расходов, установленных на соответствующий год долгосрочного периода регулирования.

Предприятием представлены данные о фактически понесённых расходах в 2024 году в Пояснительной записке и шаблоне ЕИАС ENERGY.CALC.NVV, корректировки НВВ 2026 года в соответствии с формулами Методических указаний № 98-э по данным предприятия составили 41 010,33 тыс. руб.

Экспертами проведён анализ расходов с целью определения их экономической обоснованности и исполнения требований, предусмотренных пунктом 7 Основ ценообразования. Расчет расходов 2024 года долгосрочного периода регулирования, связанных 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 необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9 Методических указаний 98-э, а также расходов в соответствии с пунктом 10 Методических указаний 98-э, представлен в разделах ниже.

Согласно п.11 Методических указаний  $B_i$  - расходы  $i$ -го года долгосрочного периода регулирования, 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 необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в пункте 9, а также расходы в соответствии с пунктом 10 Методических указаний (тыс. руб.) и корректировка необходимой валовой выручки в соответствии с пунктом 32 Основ ценообразования. Указанные расходы определяются по формуле 3:

$$B_i = (B_i^{\text{инд}} + B_i^{\text{коррИП}}) \cdot (1 + I_{i-1}) \cdot (1 + I_i) + B_i^{\text{распред}}, \quad (3)$$

где:

$B_i^{\text{инд}}$  - расходы  $i$ -го года долгосрочного периода регулирования, 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 необходимостью корректировки валовой выручки регулируемых организаций, указанной в п. 9 Методических указаний 98-э, а также расходы в соответствии с п. 10 Методических указаний 98-э. Указанные расходы определяются следующим образом:

$$B_i^{\text{инд}} = \Delta ПР_i + \Delta НР_i + \Delta У_i + \Delta НВВ_i + ПО_i \quad (4)$$

где:

$\Delta ПР_i$  - корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов, определяемая в соответствии с пунктом 11(1) Методических указаний. Не рассчитывается для случаев, если год  $i-2$  является

первым годом долгосрочного периода регулирования или годом пересмотра базового уровня подконтрольных расходов;

$\Delta HP_i$  - корректировка неподконтрольных расходов (таблица 38) исходя из фактических значений указанного параметра;

$\Delta Y_i$  - корректировка фактических расходов, признанных регулирующим органом экономически обоснованными в году  $i-2$ , на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям, определяемая до завершения долгосрочного периода регулирования, на который базовый уровень подконтрольных расходов устанавливался до вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации от 7 марта 2020 г. N 246 "О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу установления регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации", которая может принимать как положительные, так и отрицательные значения, рассчитываемая по следующей формуле:

$$\Delta Y_i = Y_{i-2}^{\text{факт}} - Y_{i-2},$$

где

$Y_{i-2}$ ,  $Y_{i-2}^{\text{факт}}$  - плановые и фактические расходы, признанные регулирующим органом экономически обоснованными в году  $i-2$ , на выполнение, предусмотренных пунктом 5 статьи 37 Федерального закона от 26.03.2003 N 35-ФЗ "Об электроэнергетике", обязанностей сетевой организации по обеспечению коммерческого учета электрической энергии (мощности), не относящиеся к капитальным вложениям";

$\Delta HVB_i$  - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности;

$PO_i$  - корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска электрической энергии и цен на электрическую энергию определяемая в соответствии с пунктом 11(2) Методических указаний.

Таблица 20

### Корректировка НВВ по итогам предыдущих периодов регулирования

Показатели		тыс.руб.
корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов	$\Delta LP_i$	-1 332,15
корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра	$\Delta HP_i$	2 928,02

Показатели		тыс.руб.
корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска электрической энергии и цен на электрическую энергию	$ПО_i$	-5 983,02
корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	$\Delta HBB_i^{cod}$	24 505,10
<b>Итого выпадающие</b>	$B_i^{инд}$	<b>20 117,95</b>
корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год	$B_i^{коррИП}$	<b>0,00</b>
Выпадающие расходы с предыдущего периода с учетом ИПЦ 5,1%	$B_i^{распред}$	15 059,99
ИПЦ 2025 г		5,8%
ИПЦ 2026 г		5,10%
<b>Итого выпадающие с учетом ИПЦ</b>		<b>22 370,32</b>
<b>ИТОГО по формуле 3 МУ 98-Э</b>	$B_i$	<b>37 430,31</b>

Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется по формулам 9.13-9.15 Методических указаний 98-э (с учетом изменений по Приказу ФАС России от 20.11.2024 № 878/24):

$$\Delta ПР_i = \left( ПР_1 \times \frac{(1 + I_1^\Phi)}{(1 + I_1^{инд})} \times \Pi_j^{i-2} K_{индj}^\Phi \right) - ПР_{i-2}$$

где:

$j$  - номер расчетного года долгосрочного периода регулирования, начиная с года, следующего за годом, на который установлен (пересмотрен) базовый уровень подконтрольных расходов;

$I_1^\Phi$  - фактический индекс потребительских цен в первом (базовом) году долгосрочного периода регулирования;

$I_1^{инд}$  - индекс потребительских цен, учтенный при расчете базового уровня подконтрольных расходов;

$ПР_1$  - базовый уровень подконтрольных расходов;

$K_{индj}^\Phi$  - коэффициент индексации подконтрольных расходов, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса потребительских цен и объема условных единиц;

$ПР_{i-2}$  - величина подконтрольных расходов, учтенная при установлении тарифов на год (i-2);

$$K_{индj}^\Phi = (1 - X_j) \times (1 + I_j^\Phi) \times (1 + ИКА_j^\Phi)$$

$$\text{ИКА}_j^\phi = K_{\text{эл}} \times \frac{y e_j^\phi - y e_{j-1}^\phi}{y e_{j-1}^\phi}$$

где:

$y e_j^\phi$ ,  $y e_{j-1}^\phi$  - фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации соответственно в году  $j$  и году  $(j-1)$  долгосрочного периода регулирования, которое определяется с учетом фактического количества активов и объектов электросетевого хозяйства, участвующих в регулируемой деятельности, без учета месяца ввода в эксплуатацию, в том числе в соответствии с долгосрочной инвестиционной программой.

В случае если год  $(j-1)$  является первым (базовым) годом долгосрочного периода регулирования или годом, на который осуществлен пересмотр базового уровня подконтрольных расходов, то в качестве показателя  $y e_{j-1}^\phi$  используется количество условных единиц, учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии соответственно на первый (базовый) год или год, на который осуществлен пересмотр базового уровня подконтрольных расходов;

$I_j^\phi$  - фактические значения индекса потребительских цен в году  $j$ ;

$\text{ИКА}_j^\phi$  - фактический индекс изменения количества активов в году  $j$  в процентах.

Корректировка подконтрольных расходов предприятия за 2024 год, рассчитанная по формулам 9.13-9.15, определена в сумме 541,80 тыс. руб. Показатели, учтенные в расчете, представлены в таблице ниже:

$$48\,462,66 * 1,0340 / 1,030 * 0,9604 * 1,0242 * 0,9531 * 0,9959 - 46\,752,67 = -1\,332,15 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 21

Корректировка подконтрольных расходов

Показатели		ед. изм.	значение
Базовый уровень подконтрольных в 2020 г	$\text{ПР}_{\text{уст}_1}$	тыс. руб.	48 462,66
ИПЦ 2020 план	$I_1^{\text{пл}}$	Коэф-т	1,030
ИПЦ 2020 Факт	$I_1^\phi$	Коэф-т	1,0340
Коэффициент индексации факт 2021	$K_{\text{инд}_i-2}^\phi$	Коэф-т	0,9604
Коэффициент индексации факт 2022	$K_{\text{инд}_i-2}^\phi$	Коэф-т	1,0242
Коэффициент индексации факт 2023	$K_{\text{инд}_i-2}^\phi$	Коэф-т	0,9531
Коэффициент индексации факт 2024	$K_{\text{инд}_i-2}^\phi$	Коэф-т	0,9959
Подконтрольные установленные i-2	$\text{ПР}_{i-2}$	тыс. руб.	46 752,67
Корректировка подконтрольных расходов	$\Delta \text{ПР}$	Тыс. руб.	-1 332,15

### Анализ неподконтрольных расходов за 2024 год

Неподконтрольные расходы на 2024 год (с услугами по передаче электроэнергии по магистральным и распределительным сетям и без учёта капитальных вложений из прибыли) для ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области - Кузбассу утверждены в размере 67 254,14 тыс. руб., фактические неподконтрольные расходы за 2024 год составили по отчёту предприятия 165 525,44 тыс. руб., из них экономически обоснованные и документально подтвержденные расходы приняты в размере 77 667,48 тыс. руб.

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется по формуле 7 Методических указаний 98-э:

$$\Delta \text{НР}_i = \text{НР}_{i-2}^{\text{расх.факт}} - \text{НР}_{i-2}^{\text{расх.план}}$$

где  $\text{НР}_{i-2}^{\text{расх.факт}}$ ,  $\text{НР}_{i-2}^{\text{расх.план}}$  - фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов (при определении  $\text{НР}_{i-2}^{\text{расх.факт}}$  и  $\text{НР}_{i-2}^{\text{расх.план}}$  исключаются величина амортизационных отчислений, указанная в абзаце девятом пункта 11(3) Методических указаний 98-э, расходы на финансирование капитальных вложений из прибыли, указанные в абзаце десятом пункта 11(3) Методических указаний 98-э, а также расходы, связанные с финансовой арендой имущества (лизинговые платежи), указанные в абзаце одиннадцатом пункта 11(3) Методических указаний 98-э.

Таблица 22

### Анализ неподконтрольных расходов за 2024 год

Статьи затрат	утверждено на 2024 год	фактические расходы за 2024 год	расчет корректировки (ΔНР)
Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	19 925,22	9 724,78	-10 200,44
Электроэнергия на хоз. нужды	588,82	896,71	307,89
Теплоэнергия	0,00	0,00	0,00
Плата за аренду имущества и лизинг	0,00	0,00	0,00
Плата за землю	0,00	0,00	0,00
Налог на имущество	5 186,73	2 784,48	-2 402,25
Прочие налоги и сборы	0,00	136,07	136,07
Отчисления на социальные нужды	10 405,41	26 642,71	16 237,30
Прочие неподконтрольные расходы	1 542,32	306,18	-1 236,14
Налог на прибыль	0,00	0,00	0,00
Услуги ТСО	2 836,70	2 922,29	85,59
<b>Итого по неподконтрольным расходам</b>	<b>40 485,20</b>	<b>43 413,22</b>	<b>2 928,02</b>

$$43\,413,22 - 40\,485,20 = 2\,928,02 \text{ тыс. руб.}$$

Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организацией с учетом изменения полезного отпуска электрической энергии и цен на

электрическую энергию  $ПО_i$  определяется в соответствии с пунктом 11(2) Методических указаний и формулой 9.9:

$$ПО_i = \min\left(П_{\phi i-2}; N_{i-2}^{уст} \times \mathcal{E}_{i-2}^{онт\ \phi}\right) \times ЦП_{i-2}^{\phi} - \mathcal{E}_{i-2}^{онт\ нл} \times N_{i-2}^{уст} \times ЦП_{i-2}$$

В случае учета в необходимой валовой выручке на год  $i-2$  экономии расходов на оплату потерь электрической энергии в соответствии с пунктом 34(3) Основ ценообразования корректировка с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию рассчитывается по следующей формуле 9.10:

$$ПО_i = \left(\mathcal{E}_{i-2}^{онт\ \phi} \times ЦП_{i-2}^{\phi} \times N - \mathcal{E}_{i-2}^{онт\ нл} \times ЦП_{i-2} \times N\right) - \\ - \max\left(0; N_{i-2}^{уст} \times \mathcal{E}_{i-2}^{онт\ \phi} - П_{\phi i-2}\right) \times ЦП_{i-2}^{\phi}$$

где:

$\mathcal{E}_{i-2}^{онт\ нл}$   $\mathcal{E}_{i-2}^{онт\ \phi}$  - соответственно плановый и фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулируемыми органами за год  $i-2$  долгосрочного периода регулирования;

$N_{i-2}^{уст}$  - уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год  $i-2$ , в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;

$N$  - максимальное значение уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям из значений уровня потерь электрической энергии, являющихся долгосрочными параметрами регулирования, определенными в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования для долгосрочного периода регулирования, к которому относится 2019 год, и следующих за ним долгосрочных периодов регулирования, но не ранее долгосрочного периода регулирования, к которому относится год, предшествующий на 10 лет году  $i$ , за который определяется экономия;

$ЦП_{i-2}$  - прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году  $i-2$ , учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям;

$ЦП_{i-2}^{\phi}$  - средневзвешенная фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году  $i-2$ ;

$П_{i-2}^{\phi}$  - величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году  $i-2$ .

Так как Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2024 год экономия расходов на оплату потерь не утверждалась, то корректировка необходимой валовой выручки учетом изменения полезного отпуска электрической энергии и цен на электрическую

энергию производится по формуле 9.9. Показатели, участвующие в расчете, представлены в таблице 39.

Таблица 23

### Корректировка полезного отпуска

Наименование, 2024 год	Показатели	Ед. изм	Сумма
величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году i-2. Указанные расходы определяются в том числе с учетом проведения соответствующих контрольных мероприятий	$\Pi_{i-2}^{\Phi}$	тыс. кВтч	15 227,83
уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, установленный регулирующим органом на долгосрочный период регулирования, к которому относится год (i-2), в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;	$N_{i-2}$	%	0,786%
<b>фактический объем отпуска электрической энергии в сеть</b> территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2)-том году долгосрочного периода регулирования;	$\mathcal{E}_{i-2}^{OPP. \Phi}$	тыс. кВтч	1 754 440,13
плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2)-том году долгосрочного периода регулирования;	$\mathcal{E}_{i-2}^{OPT. \text{пл.}}$	тыс. кВтч	1 808 349,28
средневзвешенная фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2;	$\mathcal{C}_{i-2}^{\Phi}$	руб./тыс. кВт.ч.	3 270,68
прогнозная цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2, учтенная при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям;	$\mathcal{C}_{i-2}$	руб./тыс. кВт.ч.	3 594,11
<b>Корректировка по потерям</b>		тыс. руб.	<b>-5 983,02</b>

Предприятием представлены дополнительные материалы о изменении цены на электрическую энергию, приобретенную предприятием в целях компенсации потерь в электрических сетях независимым сбытом ООО «Русэнергосбыт» с 1 июля 2024 года в связи с изменением сбытовой надбавки региональным гарантирующим поставщиком ПАО «Кузбассэнергосбыт», которые направлены в адрес РЭК Кузбасса письмом от 02.12.2025 № ИСХ-10730/33-СИБ НТЭ (вх. № 7948 от 05.12.2025).

Фактические данные о месячных объемах и ценах на приобретенную электроэнергию в целях компенсации потерь в сетях представлены предприятием в формате шаблона ЕИАС ENERGY.CALC на 2026 год.

Произведен перерасчет средневзвешенной цены, учтенной при проведении корректировки по формуле 8 Методических указаний 98-э, результаты представлены в таблице 24:

Таблица 24

## Фактические расходы на покупку электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях за 2024 год

Основание приобретения компенсации потерь	Договор	Период	№ и дата акта приема-передачи электрической энергии	Количество электрической энергии для компенсации потерь, (кВтч)	Норма	Сверх	Цена	Цена сверх	Средневзвешенная цена	Изменение цены (изменение СН ГП)	Стоимость без НДС	Цена с учетом изменения СН	Стоимость с учетом изменения СН	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
договор	от 30.08.2005 №165/011-Р/133Д-05 ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	январь	1/07000/0006 от 31.01.2023	1 555 250,00	1 555 250,00	0,00	3,05	2,98	3,05	0,00	4 743 512,50	0	0	
		февраль	1/07000/0018 от 28.02.2023	1 383 761,00	1 383 761,00	0,00	3,53	3,46	3,53	0,00	4 884 676,33	0	0	
		март	1/07000/0028 от 31.03.2023	1 364 536,00	1 364 536,00	0,00	3,09	3,26	3,09	0,00	4 216 416,24	0	0	
		апрель	1/07000/0035 от 30.04.2023	1 274 034,00	1 222 100,00	51 934,00	3,04	2,97	3,04	0,00	3 869 427,98	0	0	
		май	1/07000/0045 от 31.05.2023	1 179 484,00	1 166 200,00	13 284,00	2,90	2,83	2,90	0,00	3 419 573,72	0	0	
		июнь	1/07000/0055 от 30.06.2023	1 026 456,00	1 026 456,00	0,00	2,86	2,79	2,86	0,00	2 935 664,16	0	0	
		июль	1/07000/0064 от 31.07.2023	1 033 352,00	1 033 352,00	0,00	2,74	2,67	2,74	0,57	2 831 384,48	3,31	3418318,082	
		август	1/07000/0073 от 31.08.2023	1 067 559,00	1 067 559,00	0,00	2,56	2,49	2,56	0,57	2 732 951,04	3,13	3339313,876	
		сентябрь	1/07000/0081 от 30.09.2023	1 137 808,00	1 137 808,00	0,00	3,13	3,07	3,13	0,57	3 561 339,04	3,70	4207602,606	
		октябрь	1/07000/0098 от 31.10.2023	1 292 854,00	1 292 854,00	0,00	2,77	2,70	2,77	0,57	3 581 205,58	3,34	4315533,723	
		ноябрь	1/07000/0106 от 30.11.2023	1 329 988,00	1 329 988,00	0,00	3,11	3,04	3,11	0,57	4 136 262,68	3,68	4891682,564	
		декабрь	1/07000/0115 от 31.12.2023	1 582 751,00	1 518 600,00	64 151,00	2,95	2,88	2,95	0,57	4 664 624,88	3,52	5563611,62	
Итого				15 227 833,00	15 098 464,00	129 369,00			2,9930		45 577 038,63		49 805 333,40	
Цена средневзвешенная с учетом изменения СН (столбец 14/столбец 5)										3,2707				

Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию составит:

$$PO_i = \min\{15\,227,83 ; 0,786 * 1\,754\,440,13\} \times \frac{3\,270,68}{1000} - 1\,808\,349,28 \\ \times 0,786\% \times \frac{3\,594,11}{1000} = -5\,983,02 \text{ (тыс.руб.)}$$

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности  $\Delta HBB_i$  по формуле 7.1 Методических указаний 98-э:

$$\Delta HBB_i = HBB_{i-2} - HBB_{i-2}^{\phi}$$

где:

$HBB_{i-2}$  - необходимая валовая выручка на содержание электрических сетей и на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии, установленная на год  $i-2$ ;

$HBB_{i-2}^{\phi}$  - фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год  $i-2$  (с учетом фактически недополученной выручки по зависящим от сетевой организации причинам), определяемый исходя из установленных на год  $i-2$  тарифов на услуги по передаче электрической энергии и фактических объемов оказанных услуг.

Таблица 25

### Корректировка необходимой валовой выручки

Наименование показателя	Единица измерения	Сумма
необходимая валовая выручка электрических сетей, установленная на год $i-2$ ;	тыс. руб.	239 507,81
фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год $i-2$	тыс. руб.	215 002,71
корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	тыс. руб.	24 505,10

Таблица 26

### Фактическая выручка от передачи электрической энергии Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению-Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» за 2024 год

№ п/п	Наименование покупателя	Сумма выручка от передачи электрической энергии согласно первичной документации, тыс. руб.
1	ПАО «Кузбассэнергосбыт»	136 015,79
2	ООО «ЭССК»	20 350,31
3	ООО «Промэнергосбыт»	25 697,43
4	ООО «КЭНК»	1 076,98
5	ОАО «СКЭК»	9 464,74
6	ООО «ОЭСК»	3,99
7	ООО «Электросетьсервис»	14,27

№ п/п	Наименование покупателя	Сумма выручка от передачи электрической энергии согласно первичной документации, тыс. руб.
8	Филиал ПАО «Россети» - «Кузбассэнерго – РЭС»	22 363,08
9	ООО «ЭнергоПаритет»	16,11
		215 002,71

Предприятие в составе тарифной заявке не представило документов в части оказанных услуг по передаче электрической энергии в отношении покупателя филиала ПАО «Россети» - «Кузбассэнерго – РЭС», так как акты оказанных услуг не подписаны со стороны покупателя и оплата по индивидуальным тарифам, установленных Постановлением РЭК Кузбасса от 01.10.2024 № 228, в адрес предприятия не осуществлялась.

Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» обратилась в Арбитражный суд Кемеровской области за отстаиванием своих прав, регулирующий орган направил запрос о предоставлении информации о переданных по электрическим сетям объемам электрической энергии (мощности) с целью определения выручки по индивидуальным тарифам от филиала ПАО «Россети» - «Кузбассэнерго – РЭС».

Регулирующий орган письмом от 23.10.2025 № М-4-25/3633-02 направил запрос о предоставлении помесечных объемов сальдо-перетока электрической энергии и мощности между Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» и филиала ПАО «Россети» - «Кузбассэнерго – РЭС» в целях определения фактической выручки за 2024 год.

Предприятие письмом ИСХ-9506/3-СИБ НТЭ от 29.10.2025 (вх. 30.10.2025 № 6951) предоставили необходимые данные для расчета выручки от филиала ОАО «РЖД» и филиала ПАО «Россети» - «Кузбассэнерго – РЭС», которые отражены в таблице ...:

Таблица 27

Расчет фактической выручки Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» от филиала ПАО «Россети» - «Кузбассэнерго – РЭС» за 2024 год

Период	Мощность	ЭЭ	Тариф сод	Тариф потери	Стоимость
Январь	221,17	124 991,38	8 171,374346	2,723924	2 147 688,99
Февраль	193,72	119 024,60	8 171,374346	2,723924	1 907 139,86
Март	208,25	121 392,18	8 171,374346	2,723924	2 032 310,89
Апрель	182,49	108 079,33	8 171,374346	2,723924	1 785 577,60
Май	177,35	102 787,77	8 171,374346	2,723924	1 729 162,94
Июнь	165,26	92 559,29	8 171,374346	2,723924	1 602 501,26
Июль	166,49	96 144,03	8 410,847300	2,782186	1 667 837,74
Август	171,41	96 565,04	8 410,847300	2,782186	1 710 348,38
Сентябрь	168,06	96 681,34	8 410,847300	2,782186	1 682 478,80
Октябрь	189,41	106 347,64	8 410,847300	2,782186	1 889 011,09
Ноябрь	199,22	116 244,79	8 410,847300	2,782186	1 999 057,23
Декабрь	220,93	126 426,60	8 410,847300	2,782186	2 209 967,59
Всего за 2024 год		1 307 244,00			22 363 082,38

Таким образом, расходы  $B_i^{инд}$  связанные с компенсацией незапланированных расходов составят:

$$(-1\ 332,15) (\Delta ПР) + 2\ 928,02 (\Delta НР) + 24\ 505,10 (\Delta НВВ) + (-5\ 983,02) (ПО) = 20\ 117,95 \text{ тыс. руб.}$$

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ РЭК Кузбасса**

**по результатам анализа документальной обоснованности проектов инвестиционной программы, включенных в отчет о выполнении инвестиционной программы ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») за 2024 год, в части осуществления деятельности по передаче электрической энергии**

#### **1. Введение.**

Настоящее заключение выполнено в соответствии со следующими нормативно-правовыми актами:

- постановление Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;

- постановление Правительства РФ от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»;

- постановление Правительства РФ от 30.04.2013 № 382 «О проведении публичного технологического и ценового аудита крупных инвестиционных проектов с государственным участием и о внесении изменений в некоторые акты»;

- приказ Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства».

- приказ Министерства финансов РФ от 17.09.2020 № 204н «Об утверждении Федеральных стандартов бухгалтерского учета ФСБУ 6/2020 «Основные средства» и ФСБУ 26/2020 «Капитальные вложения».

#### **2. Параметры проекта инвестиционной программы.**

Постановлением региональной энергетической комиссии Кемеровской области (далее – РЭК Кузбасса) от 30.11.2024 №453 утверждена инвестиционная программа ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») на период 2024 - 2029 годы.

Предусмотренная вышеуказанной программой стоимость капитальных вложений на 2024 год составляет 141,036 млн. руб. без НДС.

Источниками финансирования утвержденной на 2024 год инвестиционной программы являются: амортизационные отчисления в размере 28,727 млн. руб., прочие собственные средства в объеме 112,309 млн. руб.

В таблице 1 представлены инвестиционные проекты, входящие в состав утвержденной инвестиционной программы ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская

дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») на 2024 год:

Таблица 28

**Инвестиционные проекты, входящие в состав утвержденной программы**

№ п/п	Наименование объекта	Объем финансирования без НДС, млн. руб.
<b>ВСЕГО по инвестиционной программе, в том числе:</b>		<b>172,430</b>
1	Техническое перевооружение тяговой подстанции Белово	96,505
2	Техническое перевооружение воздушной линии 0,4 кВ Ф4-0,4 кВ КТПНС-300 пос. Ишаново	3,127
3	Техническое перевооружение воздушной линии 0,4 кВ на ст. Проектная	2,339
4	Техническое перевооружение воздушной линии 0,4 кВ ст. Буреничево ул. Линейная, ул. Садовая, ул. Степная, бытовая	7,153
5	Техническое перевооружение воздушной линии 0,4 кВ КТП6-3, КТП-6-4а, КТП-6-2, КТП-6-5, КТП-6-4 ст. Бериккульская	31,912

**3. Анализ документальной обоснованности отчета о выполнении инвестиционной программы.**

В соответствии с подпунктом «н» пункта 19 Стандартов раскрытия информации субъектами электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства РФ от 21.01.2004 № 24, сетевая организация раскрывает информацию об отчетах о реализации инвестиционной программы и обосновывающих их материалах, включая:

- 1) Отчет о реализации инвестиционной программы, сформированный с распределением по перечням инвестиционных проектов;
- 2) Отчет о выполненных закупках товаров, работ и услуг для реализации утвержденной инвестиционной программы с распределением по каждому инвестиционному проекту;
- 3) Отчет об исполнении финансового плана субъекта рынков электрической энергии;
- 4) Паспорта инвестиционных проектов.
- 5) Заключение по результатам проведения технологического и ценового аудита отчета о реализации инвестиционной программы (при наличии такового), выполненное в соответствии с методическими рекомендациями по проведению технологического и ценового аудита инвестиционных программ (проектов инвестиционных программ) сетевых организаций, отнесенных к числу субъектов электроэнергетики, инвестиционные программы которых утверждаются Министерством энергетики Российской Федерации и (или) исполнительными органами субъектов Российской Федерации, уполномоченными на утверждение инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, и отчетов об их реализации, утвержденными распоряжением Правительства Российской Федерации от 23 сентября 2016 г. № 2002-р.

ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») разместило информацию об отчете о реализации инвестиционной программы и

обосновывающих их материалах на сайте <https://invest.gosuslugi.ru>, не в полном объеме: предприятие не разместило паспорта инвестиционных проектов.

Проведен анализ стоимости профинансированных инвестиционных проектов, указанных в представленном компанией отчете о выполнении инвестиционной программы за 2024 год, на предмет их документальной обоснованности.

Согласно представленному компанией отчету о выполнении инвестиционной программы, за 2024 год произведены капитальные вложения в сумме 537,789 млн. руб. без НДС, источниками финансирования которых являются амортизационные отчисления в размере – 28,727 млн. руб., прочие собственные средства – 509,062 млн. руб. Степень выполнения, утвержденного РЭК объема финансирования инвестиционной программы за 2024 год в части расходов, относимых на деятельность по передаче электроэнергии, исходя из отчетных данных предприятия, составляет 100,00%.

Следует отметить, что в отчетной форме приложения №1 к приказу Минэнерго России от 25 апреля 2018 г. № 320 в столбце 16 строки 1 указана сумма 28,727 млн. руб. Данное приложение предусматривает отражение значений размера источников финансирования с НДС. Вместе с этим, в отчетной форме приложения №9 к приказу Минэнерго России от 25.04.2018 № 320 в разделе 2 «Источники финансирования инвестиционной программы субъекта электроэнергетики» в столбце 5 строки 1.2.1.3 указано значение фактических амортизационных отчислений в размере 28,727 млн. руб. без НДС. В этой связи, эксперты считают необходимым изменить отчетные данные в приложении №1 к приказу Минэнерго России от 25 апреля 2018 г. № 320 в столбце 16 строки 1, указав значение:  $28,727 * 1,2 = 34,472$  млн. руб. А в столбце 17 строки 1 указать значение 610,874 млн. руб.

Для обоснования целесообразности и стоимости инвестиционных проектов ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») за 2024 год, представлены следующие документы:

1. Отчет о выполнении инвестиционной программы за 2024 год в форме приложений к приказу Минэнерго России от 25.04.2018 № 320;
2. Реестр актов приемки по инвестиционной программе за 2024 год;
3. Выписка из оборотно-сальдовой ведомости по счету 08;
4. Товарные накладные;
5. Справка о стоимости работ КС-3 № 12 от 31.12.2023;
6. Акты приема-передачи проектной документации;
7. Акты приемки выполненных работ КС-2;
8. Акт о приеме-сдаче отремонтированного, реконструированного, модернизированного объекта основных средств (ОС-3) от 31.10.2025 № 9995202500000404.

Основания учета затрат по перечисленным в таблице 1 инвестиционным проектам, в части их экономической обоснованности, приведены в приложении № 1.

В соответствии с формулой 9.11 Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, утвержденных

приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э, размер корректировки НВВ на очередной период регулирования, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, определяется по формуле:

$$V_i^{\text{коррИП}} = \sum_{j=1}^2 \left( \text{ИП}_{i-j}^{\text{факт}} - \text{НР}_{i-j}^{\text{ИП}} \right) - V_{i-2}^{\text{коррИП}} \text{мес}$$

$$V^{\text{коррИП}2024} = (28,727 - 28,727) - 0 = 0,000 \text{ млн. руб.}$$

Расчетная величина собственных средств в размере 28,727 млн. руб. равна плановому размеру финансирования инвестиционной программы за счет амортизационных отчислений.

#### 4. Выводы:

1. Следует считать документально обоснованными, отчетные данные о реализации инвестиционной программы за 2024 год в размере 28 727,00 тыс. руб. без НДС по инвестиционному проекту, утвержденному РЭК. Исходя из представленной предприятием документации, степень освоения, утвержденного РЭК на 2024 год объема финансирования инвестиционной программы, по мнению экспертов, составляет 100,00%.

2. Размер корректировки НВВ предприятия на 2026 год  $V^{\text{коррИП}2024}$ , осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, составляет 0,00 тыс. руб.

Анализ отчета и реестра актов приемки ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению –структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») о выполнении инвестиционной программы за 2024 год

№ п/п	Наименование мероприятия, объекта	Наименование исполнителя	Утвержденный РЭК на 2024 год размер капитальных вложений, тыс. руб. (без НДС)			Фактическое выполнение инвестиционной программы за 2024 год, тыс. руб. (без НДС)			Акт о приемке выполненных работ КС-2 и товарная накладная на давальческие материалы (при наличии)			Акт приема - передачи проектно-сметной документации		Замечания экспертов	Экономически обоснованная стоимость, по мнению экспертов, в части передачи электроэнергии, тыс. руб. (без НДС)	Параметры реализации программы		
			Всего	в т.ч. за счет амортизации	в т.ч. из прочих собственных средств	Всего	в т.ч. за счет амортизации	в т.ч. из прочих собственных средств	Номер и дата	Затраты, всего	в т.ч. стоимость материалов	Номер и дата	Затраты			Экономия "-" / перерасход "+" средств, тыс. руб.	Степень выполнения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
<b>ВСЕГО по программе:</b>			<b>145 824</b>	<b>28 727</b>	<b>117 097</b>	<b>537 789</b>	<b>28 727</b>	<b>509 062</b>		<b>536354,51</b>	<b>501804,60</b>		<b>4 200,58</b>		-	-	-	
<b>ВСЕГО в части регулируемой деятельности:</b>			<b>28 727</b>	<b>28 727</b>	<b>0</b>	<b>28 727</b>	<b>28 727</b>	<b>0</b>							<b>28 727,00</b>	<b>0,00</b>	<b>100,00%</b>	
1	Техническое перевооружение подстанции Белово	АО "Трансэлектромонтаж" ОГРН 1027739249515 ИНН/КПП: 7701024958/770101001	96 505	28 727	72 566	24 335	23 000	1 335	24 от 31.01.24	161,66					Предприятие представило акт ОС-3 от 31.10.2025 № 9995202500000404 на сумму 41293218,77 руб.	28 727,00	0,00	100,00%
									25 от 31.01.24	483,74	375,65							
									26 от 31.01.24	1 400,71								
									27 от 29.02.24	188,44								
									28 от 29.02.24	878,8								
									29 от 29.02.24	49,75								
									30 от 31.03.24	130,95								
									31 от 31.03.24	346,19	135,27							
		32 от 31.03.24							342,38	187,72								
		33 от 31.03.24							434,41									
												ФПУ-26 №7123-1-1 от 31.07.24	400,48					
		1 от 31.12.24							275,95									
		2 от 31.12.24							197,72									
		3 от 31.12.24							3 947,48	1 232,61								
		4 от 31.12.24							155,17									
5 от 31.12.24	84,38																	
6 от 31.12.24	83,8	17,25																
7 от 31.12.24	187,23																	
8 от 31.12.24	18,24																	
9 от 31.12.24	264,4	182,99																
10 от 31.12.24	3 818,35	3 044,12																
11 от 31.12.24	408,5																	
12 от 31.12.24	55,79																	
13 от 31.12.24	323,83	104,15																
14 от 31.12.24	9 696,62																	
<b>ИТОГО</b>			<b>96 505</b>	<b>28 727</b>	<b>72 566</b>	<b>24 335</b>	<b>23 000</b>	<b>1 335</b>		<b>23 934,49</b>	<b>5 279,75</b>	<b>0,00</b>	<b>400,48</b>		<b>28 727,00</b>	<b>0,00</b>	<b>100,00%</b>	
2	Техническое перевооружение воздушной линии	ООО "ЭНЕРГОПРОМСБЫТ" ОГРН 10277063597	3 127	0	3 127	1 384	0	1 384				ФПУ-26 №2504 от 31.07.24	1 271,02	Мероприятие финансируется за счет прочих	0,00	0,00	-	

№ п/п	Наименование мероприятия, объекта	Наименование исполнителя	Утвержденный РЭК на 2024 год размер капитальных вложений, тыс. руб. (без НДС)			Фактическое выполнение инвестиционной программы за 2024 год, тыс. руб. (без НДС)			Акт о приемке выполненных работ КС-2 и товарная накладная на давальческие материалы (при наличии)			Акт приема - передачи проектно-сметной документации		Замечания экспертов	Экономически обоснованная стоимость, по мнению экспертов, в части передачи электроэнергии, тыс. руб. (без НДС)	Параметры реализации программы	
			Всего	в т.ч. за счет амортизации	в т.ч. из прочих собственных средств	Всего	в т.ч. за счет амортизации	в т.ч. из прочих собственных средств	Номер и дата	Затраты, всего	в т.ч. стоимость материалов	Номер и дата	Затраты			Экономия "-" / перерасход "+" средств, тыс. руб.	Степень выполнения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	0,4 кВ Ф4-0,4 кВ КТПНС-300 пос. Ишаново	ИНН/КПП: 7706284445/775050001										ФПУ-26 №3063 от 26.09.24	113,45	собственных средств ОАО "РЖД", которые не учитываются при определении размера корректировки необходимой валовой выручки на 2026 год долгосрочного периода регулирования, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы			
<b>ИТОГО</b>			<b>3 127</b>	<b>0</b>	<b>3 127</b>	<b>1 384</b>	<b>0</b>	<b>1 384</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1 384,47</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	-
3	Техническое перевооружение воздушной линии 0,4 кВ на ст. Проектная		2 339	0	2 339	0	0	0						Мероприятие финансируется за счет прочих собственных средств ОАО "РЖД", которые не учитываются при определении размера корректировки необходимой валовой выручки на 2026 год долгосрочного периода регулирования, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	0,00	0,00	-
<b>ИТОГО</b>			<b>2 339</b>	<b>0</b>	<b>2 339</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	-
4	Техническое перевооружение воздушной линии 0,4 кВ ст.Буреничево ул. Линейная, ул. Садовая, ул. Степная, бытовая	ООО "ЭНЕРГОПРОМСБЫТ" ОГРН 10277063597 ИНН/КПП: 7706284445/775050001	7 153	0	7 153	21 803	0	21 803	1 от 31.12.24	262,23	123,77			Мероприятие финансируется за счет прочих собственных средств ОАО "РЖД", которые не учитываются при определении	0,00	0,00	-
								2 от 31.12.24	180,16	112,19							
								3 от 31.12.24	370,52	69,62							
								4 от 31.12.24	3 030,02	2 253,24							
								5 от 31.12.24	1 459,78	1 055,85							
								6 от 31.12.24	2 577,32	1 951,69							
								7 от 31.12.24	2 767,88	2 142,10							
								8 от 31.12.24	184,41	117,75							

№ п/п	Наименование мероприятия, объекта	Наименование исполнителя	Утвержденный РЭК на 2024 год размер капитальных вложений, тыс. руб. (без НДС)			Фактическое выполнение инвестиционной программы за 2024 год, тыс. руб. (без НДС)			Акт о приемке выполненных работ КС-2 и товарная накладная на давальческие материалы (при наличии)			Акт приема - передачи проектно-сметной документации		Замечания экспертов	Экономическая обоснованная стоимость, по мнению экспертов, в части передачи электроэнергии, тыс. руб. (без НДС)	Параметры реализации программы	
			Всего	в т.ч. за счет амортизации	в т.ч. из прочих собственных средств	Всего	в т.ч. за счет амортизации	в т.ч. из прочих собственных средств	Номер и дата	Затраты, всего	в т.ч. стоимость материалов	Номер и дата	Затраты			Экономия "-" / перерасход "+" средств, тыс. руб.	Степень выполнения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
									9 от 31.12.24	362,31	206,67			размера корректировки необходимой валовой выручки на 2026 год долгосрочного периода регулирования, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы			
								10 от 31.12.24	164,78	81,83							
								11 от 31.12.24	153,14	80,25							
								12 от 31.12.24	113,74	16,61							
								13 от 31.12.24	261,06	7,68							
								ГОРГ-12 №4942 от 31.12.24	7 499,75	7 499,75							
											ФПУ-26 №2503 от 31.07.24	2 285,25					
											ФПУ-26 №3065 от 26.09.24	130,38					
	<b>ИТОГО</b>		<b>7 153</b>	<b>0</b>	<b>7 153</b>	<b>21 803</b>	<b>0</b>	<b>21 803</b>		<b>19 387,10</b>	<b>15 718,99</b>	<b>0,00</b>	<b>2 415,63</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>-</b>
5	Техническое перевооружение воздушной линии 0,4 кВ КТП6-3, КТП-6-4а, КТП-6-2, КТП-6-5, КТП-6-4 ст.Берикульская	ООО "ЭНЕРГОПРОМСБЫТ" ОГРН 10277063597 ИНН/КПП: 7706284445/775050001	31 912	0	31 912	24 054	5 727	18 327	4 от 31.07.24	14 935,58	12 556,05			Мероприятие финансируется за счет прочих собственных средств ОАО "РЖД", которые не учитываются при определении размера корректировки необходимой валовой выручки на 2026 год долгосрочного периода регулирования, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	0,00	0,00	-
								5 от 31.07.24	177,91								
								6 от 31.07.24	186,36								
								7 от 31.12.24	2 322,61	1 103,23							
								8 от 31.12.24	1 518,17	1 109,12							
								9 от 31.12.24	47,24	5,06							
								10 от 31.12.24	301,79	278,75							
								11 от 31.12.24	1 571,36	588,28							
								12 от 31.12.24	2 198,77	1 084,45							
								13 от 31.12.24	32,41	35,23							
								14 от 31.12.24	55,88	238,33							
								15 от 31.12.24	98,21	201,21							
								16 от 31.12.24	585,99								
								17 от 31.12.24	268,2								
								18 от 31.12.24	158,23								
								19 от 31.12.24	160,93								
								ГОРГ-12 №1129 от 30.04.24	1 875,31	1 875,31							
								ГОРГ-12 №4978 от 31.12.24	325,65	325,65							
	<b>ИТОГО</b>		<b>31 912</b>	<b>0</b>	<b>31 912</b>	<b>24 054</b>	<b>5 727</b>	<b>18 327</b>		<b>26 820,60</b>	<b>19 400,65</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>-</b>
6	Техническое перевооружение тяговой подстанции Тальменка. Замена, понижающего трансформаторов,	АО "Трансэлектромонтаж" ОГРН 1027739249515 ИНН/КПП: 7701024958/770101001	0	0	0	466 212	0	466 212	1 от 31.12.24	4 807,10				Мероприятие финансируется за счет прочих собственных средств ОАО "РЖД", которые не учитываются при определении размера	0,00	0,00	-
								ГОРГ-12 №702 от 07.08.24	6 513,86	6 513,86							
								ГОРГ-12 №720 от 23.08.24	38 694,48	38 694,48							
								ГОРГ-12 №977 от 31.10.24	66 351,14	66 351,14							
								ГОРГ-12 №986 от 31.10.24	93 461,60	93 461,60							

№ п/п	Наименование мероприятия, объекта	Наименование исполнителя	Утвержденный РЭК на 2024 год размер капитальных вложений, тыс. руб. (без НДС)			Фактическое выполнение инвестиционной программы за 2024 год, тыс. руб. (без НДС)			Акт о приемке выполненных работ КС-2 и товарная накладная на давальческие материалы (при наличии)			Акт приема - передачи проектно-сметной документации		Замечания экспертов	Экономическая обоснованная стоимость, по мнению экспертов, в части передачи электроэнергии, тыс. руб. (без НДС)	Параметры реализации программы	
			Всего	в т.ч. за счет амортизации	в т.ч. из прочих собственных средств	Всего	в т.ч. за счет амортизации	в т.ч. из прочих собственных средств	Номер и дата	Затраты, всего	в т.ч. стоимость материалов	Номер и дата	Затраты			Экономия "-" / перерасход "+" средств, тыс. руб.	Степень выполнения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
	выключателей 110 кВ								ГОРГ-12 №1024 от 08.11.24	29 176,49	29 176,49			корректировки необходимой валовой выручки на 2026 год долгосрочного периода регулирования, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы. Кроме того, мероприятие не входит в состав утвержденной инвестиционной программы			
								ГОРГ-12 №1029 от 08.11.24	93 461,60	93 461,60							
								ГОРГ-12 №1038 от 08.11.24	3 439,72	3 439,72							
								ГОРГ-12 №1167 от 02.12.24	187,05	187,05							
								ГОРГ-12 №1218 от 11.12.24	14 688,93	14 688,93							
								ГОРГ-12 №1220 от 12.12.24	18 402,65	18 402,65							
								ГОРГ-12 №1221 от 13.12.24	4 744,91	4 744,91							
								ГОРГ-12 №1255 от 18.12.24	92 282,77	92 282,77							
	<b>ИТОГО</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>466 212</b>	<b>0</b>	<b>466 212</b>		<b>466212</b>	<b>461405</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>-</b>

Таким образом, корректировка необходимой валовой выручки  $V_i$  рассчитывается по формуле 3 Методических указаний 98-э на 2026 год по итогам 2024 года по формуле 3 Методических указаний 98-э

$$V_i = V_i^{\text{инд}} \times (1 + I_{i-1}) \times (1 + I_i) + V_i^{\text{коррИП}} + V_i^{\text{учит}}$$

В необходимой валовой выручке 2026 года предприятию следует учесть расходы, связанные с компенсацией незапланированного дохода или полученного избытка, рассчитанного по формуле 3 Методических указаний 98-э.

$$20\ 117,95 * 1,058 * 1,051 + 0 + 15\ 059,99 = 37\ 430,31 \text{ тыс. руб.}$$

В составе необходимой валовой выручки учтены расходы за прошедшие периоды регулирования в размере 6 164,00 тыс. руб. В соответствии с положениями п. 7 Основ ценообразования размер корректировок, подлежащий перераспределению на следующие периоды регулирования составляет 31 266,31 тыс. руб. в качестве показателя  $V_i^{\text{учит}}$ .

### **Корректировка необходимой валовой выручки с учётом надёжности и качества**

Данная корректировка предусмотрена МУ 98-э, проводится в соответствии с Основами ценообразования, Методическими указаниями по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденными приказом ФСТ России от 26 декабря 2010 г. №254-э/1 (далее – МУ 254-э/1). Расчёт коэффициента, предусмотренного формулой (2) пункта 11 МУ 98-э, производится согласно формуле (1) пункта 5 МУ 254-э/1:

$$КНК_i = K_{об_i} \cdot П_{кор_i}, \text{ где}$$

$K_{об_i}$  - обобщенный показатель надёжности и качества оказываемых услуг в году  $i$ , используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надёжности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надёжности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций, утвержденными Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 24.10.2013 № 718 (далее – МУ № 718).

$П_{кор}$  - максимальный процент корректировки, определяемый:

$$\text{начиная с 2013 года: } П_{кор2013} = 2\%.$$

Расчет понижающего (повышающего) коэффициента производится по формуле:

$$КНК = K_{об} \times П_{кор}, \text{ где:}$$

КНК – понижающий (повышающий) коэффициент, корректирующий необходимую валовую выручку сетевой организации с учетом надежности и качества производимых (реализуемых) товаров (услуг);

$K_{об}$  – обобщенный показатель надежности и качества оказываемых услуг;

$П_{кор}$  – максимальный процент корректировки (начиная с 2013 года – 2%).

Таким образом, КНК составит 0,006.

Фактические показатели надежности и качества относительно плановых достигнуты, а также с превышением. Обобщенный коэффициент уровня надежности и качества за 2024 год в отношении Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» рассчитывается по формулам в размере 0,012.

Таблица 44

### Расчёт коэффициента, корректирующего необходимую валовую выручку с учётом надёжности и качества

Показатель	Значение	Основание
$\alpha_1$	0,3	п 5.1.4 Приказ Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (ред. от 21.06.2017) "Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций" (Зарегистрировано в Минюсте России 27.12.2016 N 44983)
$\alpha_2$	0,3	
$\beta_1$	0,3	
$\beta_2$	0,1	
$K_{над1}$	1	достигнуто с превышением
$K_{над2}$	1	достигнуто с превышением
$K_{кач1}$	0	достигнуто
$K_{кач3}$	0	достигнуто
Плановое значение $Psaid_i$	0,009148	Постановление РЭК Кемеровской обл. от 31.12.2016 N 753 (ред. от 31.10.2024) "Об установлении долгосрочных параметров регулирования и необходимой валовой выручки на долгосрочный период регулирования для территориальных сетевых организаций Кемеровской области"
Плановое значение $Psai_f_i$	0,022879	
Плановое значение $Птпр$	1,000000	
Фактическое значение $Psaid_i$	0,000163	Постановление РЭК Кузбасса от 03 июня 2025 года № 170
Фактическое значение $Psai_f_i$	0,000302	
Фактическое значение $Птпр$	1,160000	
Коэффициент допустимого отклонения	30%	Приказ Минэнерго России от 18.10.2017 № 976 "Об утверждении базовых значений показателей надежности, значений коэффициентов допустимых отклонений фактических значений показателей надежности от плановых и максимальной динамики улучшения плановых показателей надежности для групп территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и технические характеристики и (или) условия деятельности, с применением метода сравнения аналогов" (Зарегистрировано в Минюсте России 13.11.2017 № 48866)
Коэффициент допустимого отклонения для показателя качества $Птпр$	25%	
$K_{об}$	0,6	п 5.1.4 Приказ Минэнерго России от 29.11.2016 N 1256 (ред. от 21.06.2017)
$K_{кор}$	2%	Приказ ФСТ РФ от 26.10.2010 N 254-э/1 "Об утверждении Методических указаний 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" (Зарегистрировано в Минюсте РФ 13.11.2010 № 18951)
КНК	0,012	

Таким образом, корректировка необходимой валовой выручки с учётом достижения необходимых параметров надёжности и качества (с использованием коэффициента корректировки и уровня необходимой валовой выручки на содержание электрических сетей 2024 года) на 2026 год составит:

183 052,74 (НВВ на содержание ЭС) тыс. руб. \* 0,012 = 2 196,63 тыс. руб.

### **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 Приложении 1 к настоящему экспертному заключению (Расчет необходимой валовой выручки ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области - Кузбассу на 2026 год на основе долгосрочных параметров регулирования с учетом применения эталонов в размере 30%.

### **Заключение**

Необходимая валовая выручка ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области - Кузбассу, предлагаемая к утверждению на 2026 год составит 229 860,09 тыс. руб., в том числе:

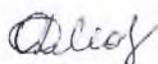
- 1) подконтрольные расходы в сумме 92 377,31 тыс. руб.;
- 2) неподконтрольные расходы в сумме 67 877,35 тыс. руб.;
- 3) выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования за предыдущие периоды в сумме 6 164,00 тыс. руб.;
- 4) корректировка НВВ в соответствии с параметрами надёжности и качества в сумме в размере 2 196,63 тыс. руб.;
- 5) затраты на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям в сумме 61 244,80 тыс. руб.

Начальник отдела информационной безопасности и цифровизации, совмещающий обязанности заместителя председателя РЭК Кузбасса



М. Г. Саврасов

Начальник отдела ценообразования в электроэнергетике



О. В. Маркова

Начальник технического отдела



Ю.Б. Лермонтов

**Приложения:**

1. Расчет необходимой валовой выручки ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области на 2026 год.
2. Информация о индивидуальных тарифах, формирующих необходимую валовую выручку Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго филиала ОАО "РЖД" на 2026 год.

**Расчёт необходимой валовой выручки Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго филиала  
ОАО "РЖД" методом долгосрочной индексации (на 2026 год)**

№п/п	Показатель	Ед. изм.	2024 год					2025 год	2026 год			
			Утверждено РЭК Кузбасса	Факт	Факт по экспертизе	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Отклонение	Утверждено РЭК Кузбасса	Предложение предприятия	Предложения эксперта	Отклонение	Рост
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Расчёт коэффициента индексации</b>												
1	ИПЦ	%	7,20%	7,20%	8,50%		0	5,80%	4,30%	5,10%	0,02	-26%
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	10,0%	10,0%	10,0%		0	1,0%	1,0%	1,0%	0,00	0%
3	Количество активов	у.е.	21 109,85	21 667,77	21 664,67		557,92	20 496,08	23 434,39	20 496,08	-1 769,72	8%
4	Индекс изменения количества активов	%	0,00%		2,96%		0	2,63%		0,00	0,03	-100%
5	Коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75	0,75		0	0,75	0,75	0,75	0,00	0%
6	Итого коэффициент индексации		0,9648		0,9982		-1	1,0681		1,0510	-	-100%
<b>1. Расчёт подконтрольных расходов</b>												
1.1.	Материальные затраты	тыс.руб.	7 968,74	45 773	13 801		37 804,64	6 711,43	7 354	7 053,71	-300,07	10%
		тыс.руб.				Приложены мат-ы по ремонтам, освещению, по СО - не указаны должности						
1.1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	0,00	18 197,23	232		18 197,23	683,20	748,59	718,04	-30,55	10%
1.1.2.	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	7 968,74	27 576,15	13 569		19 607,41	6 028,23	6 605,20	6 335,67	-269,53	10%
		тыс.руб.				Средняя ЗП предприятия не превышает статистическую						
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	34 228,32	126 772,98	87 640,48		92 544,66	77 753,54	85 195	81 718,97	-3 476,42	10%
	Среднестатистическая численность	чел.	86,00	124	86		38,40	88	88	88,00	0,00	0%
	Средняя заработная плата	руб./чел. в мес.	33 166,98	84 923	84 922,95		51 755,97	73 630,25	80 677	77 385,39	-3 292,06	10%
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	4 555,61	49 858	13 779		45 302,34	3 119,48	3 498	3 278,57	-219,66	12%
1.3.1.	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	4 555,61	13 298	13 298		8 742,09	2 231,29	2 445	2 345,09	-99,76	10%
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	0,00	14 200	183		14 200	694,31	761	729,72	-31,04	10%
1.3.2.1.	Услуги связи	тыс.руб.	0,00	590	0	Документы без указания региона	590	23,84	26,122	25,06	-1,07	10%
1.3.2.2.	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	0,00	1 612	183	По станции Теба	1 612	43,61	47,784	45,83	-1,95	10%
1.3.2.3.	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	0,00	11	0	Документально не подтверждены	11	0,00	0,000	0,00	0,00	0%
1.3.2.4.	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0,00	0	0		0	0,00	482,113	0,00	-482,11	0%

№п/п	Показатель	Ед. изм.	2024 год					2025 год	2026 год			
			Утверждено РЭК Кузбасса	Факт	Факт по экспертизе	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Отклонение	Утверждено РЭК Кузбасса	Предложение предприятия	Предложения эксперта	Отклонение	Рост
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.3.2.5.	Транспортные услуги	тыс.руб.	0,00	4 292	0	Не указан регион и цель поездки	4 292	186,86	204,745	196,39	-8,35	10%
1.3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	0,00	7 695	0	Отсутствует расшифровка услуг	7 695	440,00	0,000	462,44	462,44	-100%
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	0,00	6 586	0	Не указан регион и цель поездки	6 586	0,00	0,000	0,00	0,00	0%
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	0,00	6 129	0	Не указан регион, цель поездки, программа обучения	6 129	0,00	0,000	0,00	0,00	0%
1.3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	0,00	299	299	Приняты медицинские осмотры работников	299	70,65	77,411	74,25	-3,16	10%
1.3.6.	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00	0	0		0	0,00	135,024	0,00	-135,02	0%
1.3.7.	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00	0	0		0	0,00	0,000	0,00	0,00	0%
1.3.8.	Расходы на страхование	тыс.руб.	0,00	1 651	0	Документально не подтверждены	1 651	123,23	0,000	129,51	129,51	-100%
1.3.9.	Другие прочие расходы	тыс.руб.	0,00	7 695	0	Отсутствует расшифровка услуг, документально не подтверждено	7 695	0,00	80,184	0,00	0,00	0%
1.4.	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	0,00	1 045	88	Матпомощь в доле на сторонних	1 045	73,18	80	76,91	-3,27	10%
<b>ИТОГО подконтрольные расходы</b>		<b>тыс.руб.</b>	<b>46 752,67</b>	<b>223 450</b>	<b>115 308</b>		<b>176 697,07</b>	<b>87 657,63</b>	<b>96 128</b>	<b>92 128,17</b>	<b>-3 999,42</b>	<b>-300,07</b>
										<b>64 489,72</b>		
										<b>27 887,59</b>		
										<b>92 377,31</b>		
<b>2. Расчёт неподконтрольных расходов</b>												
2.1.	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	19 925,22	13 621	9 725		-6 304,43	0,00	0	0	0	0%
2.2.	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	588,82	1 505	897	По Красноярской документально не подтверждено	915,72	585,00	610	610,16	25,16	4%
2.3.	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00	0	0		0,00	0,00	0		0	0%
2.4.	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	0,00	0	0		0,00	0,00	0		0	0%
2.5.	Налоги - всего, в том числе:	тыс.руб.	5 186,73	5 630	2 784		443,16	2 591,92	6 188	2 783,76	3 595,75	139%
2.5.1.	Плата за землю	тыс.руб.	0,00	0	0		0,00	0,00	0		0	0%
2.5.2.	Налог на имущество	тыс.руб.	5 186,73	5 122	2 648		-64,96	2 467,52	6 030	2 648,41	3 562,34	144%
2.5.3.	Прочие налоги и сборы	тыс.руб.	0,00	508,12	136	По расчету в доле	508	124,40	158	<b>135,35</b>	33,41	27%
2.6.	Отчисления на социальные нужды (ЕСН)	тыс.руб.	10 405,41	42 281	26 642,71	Расчет по ФОТ	31 875,36	23 637,08	25 899	<b>29 625,57</b>	2 262,32	10%
2.7.	Прочие неподконтрольные расходы (фонд энергосбережения)	тыс.руб.	1 542,32	3 476,66	306	Агентский договор учитывается по п. 87, принято услуги банков ,выгрузка БУ в доле	1 934,34	0,00	3 091,53	91,18	3 092	0%

№п/п	Показатель	Ед. изм.	2024 год				2025 год	2026 год				
			Утверждено РЭК Кузбасса	Факт	Факт по экспертизе	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Отклонение	Утверждено РЭК Кузбасса	Предложение предприятия	Предложения эксперта	Отклонение	Рост
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2.7.1.	Компенсация потерь						0				0	0%
2.8.	Налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0		0	0,00	0,00		0	0%
2.9.	Выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	878,87	13 647,90	879		12 769,03	1 903,12	15 989,03	3 939,00	14 085,91	740%
2.10.	Амортизация ОС	тыс.руб.	28 726,77	85 364,88	36 433,75	Принято по ЭС РЖД, по Красноярской факта нет	56 638,11	24 750,43	82 206	<b>30 827,68</b>	57 455,52	232%
2.11.	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	0,00	0,00	0		0	0,00	25 435,78	0,00	25 436	0%
Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)		тыс.руб.	0,00	0%	0	0	0	0,00	9%	0%	0	0%
<b>ИТОГО неподконтрольных расходов</b>			<b>67 254,14</b>	<b>165 525,44</b>	<b>77 667,48</b>		<b>10 413,34</b>	<b>53 467,55</b>	<b>159 420</b>	<b>67 877,35</b>	<b>105 951,97</b>	<b>198%</b>
3.	Приборы учета						0				0	0
4.	Экономия потерь						0				0	0
5	Корректировка НВВ по итогам предыдущих периодов регулирования	тыс.руб.	68 520,86	41 010	41 010		-27 510,53	16 935,02	41 010,33	6 164,00	24 075,31	0
<b>6. Расчёт корректировки НВВ в соответствии с параметрами надёжности и качества</b>												
6.1.	Коэффициент надёжности и качества		0,01	0	0		-0,01	0,00	0	0,01	0,00	0
6.2.	НВВ 2024 года	тыс.руб.	87 511,42	0	87 511		-87 511,42	104 731,05	0	183 053	-104 731,05	0
<b>Корректировка НВВ в соответствии с параметрами надёжности и качества</b>			<b>525,07</b>	<b>0</b>	<b>525</b>		<b>-525,07</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>	<b>2 196,63</b>	<b>0,00</b>	<b>0</b>
7.	<b>Итого НВВ на содержание</b>	тыс.руб.	<b>183 052,74</b>	<b>429 986</b>	<b>234 511</b>		<b>246 932,77</b>	<b>158 060,20</b>	<b>296 557</b>	<b>168 615,29</b>	<b>138 497,23</b>	<b>0</b>
8.	<b>Итого НВВ на содержание без платы ФСК</b>	тыс.руб.	<b>163 127,52</b>	<b>416 365</b>	<b>224 786</b>		<b>253 237,20</b>	<b>158 060,20</b>	<b>296 557</b>	<b>168 615,29</b>	<b>138 497,23</b>	<b>0</b>
<b>9. Расчёт расходов на оплату потерь электрической энергии в электрических сетях</b>												
9.1.	Объём потерь	млн. кВт.ч.	15,71	15,38	15,23		0	19,30	24,52	18,62	5,22	0
9.2.	Тариф потерь	руб./тыс.кВт.ч.	3 594,11	3 217,70	3 271		-376	3 321,33	3 550,71	3 288,48	229,38	0
9.3.	<b>Итого расходов на оплату потерь</b>	тыс.руб.	<b>56 455,07</b>	<b>49 481,84</b>	<b>49 805</b>		<b>-6 973</b>	<b>64 099,75</b>	<b>87 051</b>	<b>61 244,80</b>	<b>22 951,71</b>	<b>0</b>
10.	Расчетная предпринимательская прибыль	тыс.руб.	-	-			-	-	-			
<b>10. Расчёт расходов на оплату услуг территориальных сетевых организаций</b>												
10.1.	Услуги ТСО	тыс.руб.	2 836,70	11 819,29	2 922		8 983	0	0		0,00	0
10.2.	<b>Итого расходов на оплату услуг территориальных сетевых организаций</b>	тыс.руб.	<b>2 836,70</b>	<b>11 819</b>	<b>2 922</b>		<b>8 983</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		<b>0,00</b>	<b>0</b>
11.	<b>Итого НВВ</b>	тыс.руб.	<b>242 344,51</b>	<b>491 287</b>	<b>287 239</b>		<b>248 942</b>	<b>222 159,95</b>	<b>383 609</b>	<b>229 860,09</b>	<b>161 448,94</b>	<b>0</b>
12.	<b>Итого НВВ без платы ФСК</b>	тыс.руб.	<b>222 419,29</b>	<b>477 666</b>	<b>277 514</b>		<b>255 247</b>	<b>222 159,95</b>	<b>383 609</b>	<b>229 860,09</b>	<b>161 448,94</b>	<b>0</b>

## Приложение 2

Информация о индивидуальных тарифах, формирующих необходимую валовую выручку Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго филиала ОАО "РЖД" на 2026 год

№ п/п	Наименование сетевых организаций	9 месяцев с 01.01.2026 по 30.09.2026			4 квартал с 01.10.2026 по 31.12.2026		
		Двухставочный тариф		Односта- вочный тариф	Двухставочный тариф		Односта- вочный тариф
		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологи- ческого расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологи- ческого 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	8
7	ПАО «Россети Сибирь» (филиал ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527) - ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД»)) (ИНН 7708503727)	946 684,953033	622,594006	2,42857	863 023,260854	696,268732	2,35935