

Региональная энергетическая комиссия Кузбасса

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 2025 год

Кемерово 2024

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 2025 год.....	9
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
	Заключение по среднегодовому (среднее за 12 мес.) объему условных единиц электросетевого оборудования ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») на 2025 год.....	16
8.	Баланс электрической энергии Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2025 год.....	25
9.	Анализ экономической обоснованности расходов по статьям затрат	31
9.1.	Подконтрольные расходы.....	31
	Сырье и материалы.....	34
	Работы и услуги производственного характера.....	35
	Расходы на оплату труда.....	37
	Прочие расходы.....	44
	Анализ документальной обоснованности расходов на ремонт основных средств Западно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» на 2025 год	45
	Оплата работ и услуг сторонних организаций.....	50
	Расходы на командировки и представительские.....	53
	Расходы на подготовку кадров	54
	Расходы на страхование	56
	Другие прочие расходы	57
7.1.	Неподконтрольные расходы.....	57
	Расходы на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС»).....	58
	Электроэнергия на хозяйственные нужды	59
	Налоги	62
	Отчисления на социальные нужды.....	66
	Выпадающие доходы по п. 87 Основ ценообразования.....	67
	Амортизация.....	75
10.	Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования на 2025 год.....	83
10.1	Подконтрольные расходы из прибыли.....	83
10.2.	Неподконтрольные расходы из прибыли.....	85
11.	Расходы (НВВ) на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям	87
12.	Расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов или полученного избытка	107
13.	Сравнительный анализ динамики расходов и величины необходимой прибыли по отношению к предыдущему периоду регулирования.....	122
14.	Заключение.....	122
	Приложение 1	123

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 2025 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»;

- 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 ФСТ России от 12.04.2012 № 53-э/1 «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 определения отношения суммарного за год прогнозного объема потребления электрической энергии населением и приравненными к нему категориями потребителей к объему электрической энергии, соответствующему среднему за год значению прогнозного объема мощности, определенного в отношении указанных категорий 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 2025 год в таблицах П 2.1 и П 2.2 (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» 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 отдельного учета в соответствии с приказом Минэнерго от 13.12.2011 № 585. Однако, в нарушении п. 5 Основ ценообразования предприятие не представляет данные, подтверждающие ведение отдельного учета расходов по регулируемому виду деятельности - передача электрической энергии.

Предприятием предлагается учитывать расходы по доле на сторонних потребителей, определенной в части объема полезного отпуска.

Таблица 1

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"

Субъектами естественных монополий, оказывающими услуги по передаче электроэнергии (мощности) по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям
Годовая
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: 2023

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
					Передача по распределительным сетям	Технологическое присоединение	Прочие виды деятельности	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 НДС)	тыс. руб.	010	2 609 672 632,00	2 609 672 632,00	151 305,93	384,54	2 609 520 941,53	2 242 710 155,00	2 242 710 155,00	155 523,95	303,27	2 242 554 327,78		
Себестоимость проданных товаров,	тыс. руб.	020	2 052 819 416,98	2 052 819 416,98	390 066,54	5 419,53	2 052 423 930,91	1 830 582 916,12	1 830 582 916,12	300 530,83	6 490,81	1 830 275 894,48		

Показатель	Единица измерения	Код показателя	За отчетный период, всего по предприятию	из графы 4: Субъекту РФ, указанному в заголовке формы **	из графы 5 по видам деятельности *			За аналогичный период предыдущего года, всего по предприятию	из графы 9: Субъекту РФ, указанному в заголовке формы **	Передача по распределительным сетям	из графы 10 по видам деятельности *		Примечания принципы разделения показателей по субъектам РФ и по видам деятельности согласно ОВД
					Передача по распределительным сетям	Технологическое присоединение	Прочие виды деятельности				Технологическое присоединение	Прочие виды деятельности	
продукции, работ, услуг													
Валовая прибыль	тыс. руб.	030	556 853 215,02	556 853 215,02	-238 760,61	-5 034,99	557 097 010,62	412 127 238,88	412 127 238,88	-145 006,88	-6 187,54	412 278 433,30	
Коммерческие расходы	тыс. руб.	040	358 694,00	358 694,00	0,00	0,00	358 694,00	206 831,00	206 831,00	0,00	0,00	206 831,00	
Управленческие расходы	тыс. руб.	050	183 018 599,00	183 018 599,00	0,00	0,00	183 018 599,00	165 268 790,00	165 268 790,00	0,00	0,00	165 268 790,00	
Прибыль (убыток) от продаж	тыс. руб.	060	373 475 922,02	373 475 922,02	-238 760,61	-5 034,99	373 719 717,62	246 651 617,88	246 651 617,88	-145 006,88	-6 187,54	246 802 812,30	
Проценты к получению	тыс. руб.	070	2 396 406,00	2 396 406,00	0,00	0,00	2 396 406,00	6 961 903,00	6 961 903,00	0,00	0,00	6 961 903,00	
Проценты к уплате	тыс. руб.	080	103 500 716,00	103 500 716,00	0,00	0,00	103 500 716,00	110 165 708,00	110 165 708,00	0,00	0,00	110 165 708,00	
Прочие доходы	тыс. руб.	090	91 164 173,00	91 164 173,00	0,00	0,00	91 164 173,00	219 567 195,00	219 567 195,00	0,00	0,00	219 567 195,00	
Прочие расходы	тыс. руб.	100	227 066 391,95	227 066 391,95	17 099,61	14 483,95	227 034 808,39	299 729 596,59	299 729 596,59	13 354,66	9 553,59	299 706 688,34	
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	110	136 469 393,07	136 469 393,07	-255 860,22	-19 518,94	136 744 772,23	63 285 411,29	63 285 411,29	-158 361,54	-15 741,13	63 459 513,96	
Налог на прибыль	тыс. руб.	120	161 133 805,00	161 133 805,00	0,00	0,00	161 133 805,00	73 725 723,00	73 725 723,00	0,00	0,00	73 725 723,00	
Прочее	тыс. руб.		0,00	0,00				0,00					
Чистая прибыль	тыс. руб.	130	-24 664 411,93	-24 664 411,93	-255 860,22	-19 518,94	-24 389 032,77	-10 440 311,71	-10 440 311,71	-158 361,54	-15 741,13	-10 266 209,04	
Справочно:				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Списание дебиторских и кредиторских задолженностей, по которым истек срок исковой давности													
Прибыль (убыток) прошлых лет, выявленная в отчетном году	тыс. руб.	140	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
		150	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

Указанная в расшифровке полученная фактическая выручка от услуг по передаче электрической энергии за 2023 год не соответствует величине, рассчитанной по первичным документам, в размере 156 320,70 тыс. руб.

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 2025 год и на долгосрочный период регулирования 2025-2029 годы.

Определение необходимой валовой выручки предложений ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбассу производится методом экономически обоснованных расходов (затрат). Долгосрочным периодом определяются 2025-2029 годы.

Базовый уровень подконтрольных расходов и индекс эффективности подконтрольных расходов ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбассу на 2025-2029 год определяется в соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования методом экономически обоснованных расходов и 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 17.02.2012 №98-э (далее – Методические указания № 98-э).

Экспертная оценка экономической обоснованности неподконтрольных расходов на передачу электрической энергии, принимаемых для расчета тарифов на 2025 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.

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 раздельного 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 2025 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:

- Утвержденные схемы электроснабжения;
- Перечни электротехнического оборудования и линий электропередач с техническими характеристиками (МВА, км);
- Шаблоны PASSPORT.EE.NET, PASSPORT.EE.NET.

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 (1 545,99 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.

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 – 2 933,94 км;
- низкое напряжение (НН) - ниже 1 кВ – 1 376,42 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 ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») <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 2025 год.

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

Для оценки финансового состояния экспертами были проанализированы данные финансовой отчетности, представленные предприятием в формате шаблона ЕИАС «ENERGY.CALC.NVV.2025»:

- форма № 1 Бухгалтерский баланс предприятия за 2021-2023 годы Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»;

- Форма № 2 Отчет о финансовых результатах за 2021-2023 годы.

В тарифном деле копии бухгалтерской отчетности за 2023 год регулируемой организацией не представлены.

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 «Железнодорожный транспорт», 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 2023 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 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"

Наименование энергоснабжающей организации	Электропотребление в 2023 году, тыс. кВт. ч.	Доля отнесения затрат
Омская область	1 216 540,95	17,29%
Новосибирская область	2 686 490,73	38,19%
Алтайский край	1 296 486,84	18,43%
Томская область	73 107,47	1,04%
Кемеровская область	1 762 374,07	25,05%
Итого:	7 035 000,06	100,00%

Передача и распределение электрической энергии транзитным и собственным потребителям ОАО «РЖД» в границах 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 2025 год и составила (688,87 млн. кВтч/2249,552 млн. кВтч * 100) 30,62%, доля фактических стоимостных и количественных показателей для Западно - Сибирская дирекции на сторонних потребителей определена в размере (469,74 млн. кВтч./1775,138*100) 26,47% (файл Копия П 2025 год от 01.04.2024 (суммарный с КЖД)) по балансовым показателям. Так как Красноярская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» не прошла критерии соответствия территориальных сетевых организаций доля расходов определяется по балансовым показателям 2024 года (221,4292 млн. кВтч/548,4094 млн. кВтч) 40,38%.

Выпадающие доходы за 2023 год, в том числе по п. 87 Основ ценообразования, предприятие заявляет в сумме 130 163,70 тыс. руб. в составе НВВ предприятия на 2025 год (файл «Приложение 1_Таблица долгосрочные 2025-2029»), а в текстовой части и таблице 58 (пояснительная записка, стр. 72-73) - 129 613,51 тыс. руб.

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 2025 год (пояснительная записка, Приложения 1) экспертами проведен анализ динамики основных технико-экономических показателей. При анализе экспертами были учтены фактические показатели за предыдущие отчетные периоды работы предприятия (за 2022 и 2023 год) и утвержденные показатели на 2023-2025 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 2022 год	Утверждено на 2023 год	Отклонение (2022/2021), %	Утверждено на 2024 год	Отклонение (2023/2022), %	Предложения экспертов на 2025 год	Отклонение (2024/2023), %
Объем поступления в сеть, тыс. кВтч.	1 817 455,414	1 831 140,50	0,75	1 808 349,30	-1,25	2 234 798,6	23,6
Объем отпуска из сети, тыс. кВтч.	1 760 387,314	1 773 641,90	0,75	1 751 566,10	-1,25	2 164 625,929	23,6
Полезный отпуск на потребительский рынок, тыс. кВтч.	507 423,314	468 330,90	-7,70	484 507,60	3,45	688 191,3	42,0
Потери при передаче электрической энергии, тыс. кВтч У.Е.	57 068,1	57 498,61	0,75	56 783,18	-1,25	70 172,7	23,6
Мощность, МВт	21 042,35	21 109,85	0,32	21 664,67	2,63	20 496,08	-5,4
Мощность, МВт	254,318	267,472	5,17	248,744	-7,00	282,4444	13,5
Необходимая валовая выручка на потребительский рынок, тыс. руб.	89 739,89	146 873,91	63,7	183 052,74	-0,01	158 060,20	-13%

Наименование показателя	Утверждено на 2022 год	Факт 2022 год	Отклонение (факт/утв. за 2022 год), %	Утверждено на 2023 год	Факт 2023 год	Отклонение (факт/утв. за 2023 год), %
Объем поступления в сеть, тыс. кВтч.	1 817 455,414	1 745 235,00	-3,97	1 831 140,50	1 775 138,70	-3,05
Объем отпуска из сети, тыс. кВтч.	1 760 387,314	1 690 434,00	-3,97	1 773 641,90	1 719 399,35	-3,06
Полезный отпуск на потребительский рынок, тыс. кВтч.	507 423,314	471 842,00	-7,01	468 330,90	469 735,09	0,30
Потери при передаче электрической энергии, тыс. кВтч У.Е.	57 068,1	54 800,00	-3,97	57 498,61	55 739,36	-3,06
Мощность, МВт	21 042,35	21 042,35	0,00	21 109,85	21 112,16	0,01
Мощность, МВт	254,318	248,744	-2,19	267,472	252,586	-5,57
Необходимая валовая выручка на потребительский рынок, тыс. руб.	89 845,70	112 846,98	25,60	146 873,91	137 114,15	-6,65

Заключение по среднегодовому (среднее за 12 мес.) объему условных единиц электросетевого оборудования ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») на 2025 год

На 2025 год ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») заявило объем условных единиц в размере 23 434,39 в т.ч. по ВЛ и КЛ – 6 917,59, по ПС и ТП – 16 516,80 с учетом оборудования Красноярской дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД». Объем условных единиц по мнению предприятия увеличился на 1 769,72 у.е., относительно утвержденной величины на 2024 год, на который было утверждено – 21 664,67 у.е.

Для проведения анализа объема условных единиц экспертами были рассмотрены следующие документы:

1. Схемы подстанций, ТП, КТП и РП;
2. Поопорные схемы ВЛ и схемы КЛ;
3. Расчет у.е. организации по Западно - Сибирской дирекции: ЭЧ-7, ЭЧ-8, ЭЧ-16, ЭЧ-17, ЭЧ-18 и по Красноярской дирекции: ЭЧ-1, ЭЧ-2, ЭЧ-6.

Эксперты, рассмотрев имеющиеся документы, подтверждающие объем условных единиц, считают обоснованными условные единицы на 2025 год 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. Общее снижение объема условных единиц на 2 938,31 у.е., относительно объема, поданного в тарифной заявке, обусловлено тем, что эксперты исключили часть оборудования ПС и ТП не участвуют в передаче ЭЭ, находящееся в резерве, которое отсутствует в схеме и т.п. на величину 1 844,70 у.е. Количество у.е. по линиям снижено на 1 093,61 у.е. в связи с отсутствием подтверждающих документов по длине 11 линий.

Перечень ВЛ и КЛ, которые не были учтены при расчете условных единиц на 2025 год из-за непредставления схем подтверждающих длину линий

1. Ф1ПЭ-10 ПС 110/10 Пихтач - 142,60 км;
2. Ф2-СЦБ-6 кВ ПС 110/10 Таскаево; Ф2-СЦБ-6 кВ ПС 110/10 Тутальская, Ф2-СЦБ-6 кВ ПС 110/10 Тальменка, Ф2-СЦБ-6 кВ ПС 110/10 Литвиново, Ф2-СЦБ-6 кВ ПС 110/10 Хопкино, Ф2-СЦБ-6 кВ ПС 110/10 Тайга - 12,20 км;
3. Ф2СЦБ ПС 110/10 Таскаево - 6,00 км;
4. Ф2СЦБ ПС 110/10 Хопкино - 2,20 км;
5. Ф2СЦБ ПС 110/10 Хопкино - 4,60 км;
6. Ф2СЦБ ПС 110/35/6 Яя - 4,35 км;
7. Ф2СЦБ-6 ПС 110/35/6 Тайга; Ф2СЦБ-6 ПС 110/10 Пихтач; Ф1СЦБ-6 ПС 110/10 Яя; Ф2СЦБ-6 ПС 110/10 Ижморская; Ф2СЦБ-6 ПС 110/10 Иверка; Ф1СЦБ, Ф2СЦБ-6 ПС 110/10 Антибесский - 6,00 км;

8. ВЛЭП 10 кВ фидер Ф2ПЭ-10 - 117,00 км;
9. ВЛЭП 10 кВ фидер Ф3-10 - 142,60 км;
10. ВЛЭП 0,4 фидер Ф2 ТП-7 - 73,66 км;
11. ВЛЭП 0,4 фидер Ф4 КТП-9 - 173,62 км.

В таблице 8 представлен перечень ПС и ТП, по которым количество оборудования было скорректировано относительно тарифной заявки организации и которое было использовано при расчете условных единиц на 2025 год. Объемы условных единиц с указанием количества электросетевого оборудования представлены в виде таблиц П2.1 и П2.2 соответственно таблицы 4, 5 настоящего заключения.

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 представлен в таблицах 6 и 7 к настоящему заключению.

Анализ фактического объема условных единиц за 2023 год

Объем условных единиц на конец 2023 года, согласно письма организации от 25.09.2024 № исх-9702/3-СИБ НТЭ, составил 21 921,15 у.е., в т.ч. по ВЛ и КЛ – 6 493,65 у.е., по ПС и ТП – 15 427,50 у.е. Объем условных единиц увеличился на 811,30 у.е., относительно 2023 года, на который было утверждено – 21 109,85 у.е., в т.ч. по ВЛ и КЛ – 6 387,85 у.е., по ПС и ТП – 14 722,00 у.е. Для подтверждения роста величины у.е. организация письмом от 25.09.24 № 9702 (вх. 6435 от 25.09.24) представила пояснительные записки по ЭЧ-16, 17, 18. В результате анализа эксперты считают обоснованными рост у.е. на величину $0,888 \text{ км} \cdot 150/100 = 2,31 \text{ у.е.}$, которые связаны с выполнением технологического присоединения в 2023 году, учтенного в отчете организации – письмо от 27.04.24 № 4397 (вх. 3157 от 27.04.24). Все остальное оборудование, перечисленное организацией в качестве обоснования роста величины у.е., не отражено в отчетах организации по технологическому присоединению и инвестиционной программе и поэтому не было учтено экспертами.

Таким образом, документально подтвержденный объем условных единиц оборудования предприятия за 2023 год, по мнению экспертов, составит 21 112,16 у.е., в т.ч. по ВЛ и КЛ – 6 390,16 у.е., по ПС и ТП – 14 722,00 у.е.

Объемы условных единиц с указанием количества электросетевого оборудования представлены в виде таблиц П2.1 и П2.2 (таблица 9,10) настоящего заключения соответственно.

Таблица П2.1. Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий электропередач (КЛЭП) в условных единицах в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор на 2025 год

	Напряжение, кВ	Количество цепей на опоре	Материал опор	Количество условных единиц (у) на 100 км трассы ЛЭП	Протяженность	Объем условных единиц
				у/100 км	км	у
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
	1 - 20	-	дерево	160	52,90	84,64
			дерево на ж/б пасынках	140	181,72	254,41
			ж/бетон, металл	110	1 410,78	1 551,86
КЛЭП	20 - 35	-	-	470	0,00	0,00
	3 - 10	-	-	350	95,75	335,11
	СН1, всего				17,50	27,72
	СН2, всего				1 741,15	2 226,02
ВЛЭП	0,4 кВ	-	дерево	260	68,54	178,20
			дерево на ж/б пасынках	220	209,37	460,60
			ж/бетон, металл	150	454,20	681,29
КЛЭП	до 1 кВ	-		270	199,83	539,53
	НН, всего				931,92	1 859,63
ИТОГО:			Всего:		2 742,41	4 196,31
			ВН		51,84	82,94
			СН1		17,50	27,72
			СН2		1 741,15	2 226,02
			НН		931,92	1 859,63

Таблица 5

Таблица П2.2. Объем подстанций 35 - 1150 кВ, трансформаторных подстанций (ТП), комплексных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных пунктов (РП) 0,4 – 20 кВ в условных единицах на 2025 год

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Напряжение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
				у/ед. изм.	ед. изм.	У
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	Воздушный выключатель		110 - 150	26	0,00	0,00
			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

Таблица 6

Перенос условных единиц электрооборудования понижительных 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	ПС 220-110 кВ	10 257,00
СН1	2 388,10	СН1-243	2 462,40
СН2	3 945,00	СН2-1675	1 952,70

ИТОГО	14 672,10	ПС 35 кВ СН2-317,3	14 672,10
-------	-----------	-----------------------	-----------

Таблица 7

Итоговые значения условных единиц филиала ОАО «РЖД» (Западно -
Сибирская дирекция по энергообеспечению – СП Трансэнерго - филиала
ОАО «РЖД»)
на 2025 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
ИТОГО	14 672,10
ИТОГО по линейным объектам	
ВН	82,94
СН-1	27,72
СН-2	3 209,22
НН	2 504,10
ИТОГО	5 823,98
ИТОГО по организации	
ВН	10 339,94
СН-1	2 490,12
СН-2	5 161,92
НН	2 504,10
ИТОГО	20 496,08

Таблица 8

Перечень ПС и ТП, по которым количество оборудования было
скорректировано относительно тарифной заявки организации и которое было
использовано при расчете условных единиц на 2025 год

Подразделение	Наименование ПС	ПС			Тр-ры				ВН	Выключатели				ОД 110	Однотрансформаторная ТП, КТП
		220	110	35	220	110	35	ТСН		220	110	35	10		
ЭЧ-7 Тайга	ЭЧЭ-302 Тутальская												-1		
	ЭЧЭ-303 Тальменка												-2		
	ЭЧЭ-304 Литвиново		-1			-2		-2			-3		-14	-2	
	ЭЧЭ-305 Хопкино												-4		
	ЭЧЭ-306 Кузель												-4		
	ЭЧЭ-307 Тайга												-3		
	ЭЧЭ-308 Пихтач												-4		
	ЭЧЭ-309 Судженка												-1		
	ЭЧЭ-311 Яя										1	-1	-2		
	ЭЧЭ-312 Ижморская												-2		
	ЭЧЭ-313 Иверка												-2		
	ЭЧЭ-315 Берикульская												-4		
	ЭЧЭ-316 Антибесская												-3		
	ЭЧЭ-317 б.п. 3704 км												-4		

Подразделение	Наименование ПС	ПС			Тр-ры				ВН	Выключатели				ОД 110	Однотрансформаторная ТП, КТП
		220	110	35	220	110	35	ТСН		220	110	35	10		
	ЭЧЭ-318 Сураново												-4		
	ЭЧЭ-301 Таскаево							-1					-2		
	ЭЧЭ-261 Падунская							2					-2		-2
ЭЧ-8 Инская	ЭЧЭ-262 Торсьма							2					-3		-7
	ЭЧЭ-338 Челы												-6		
	ЭЧЭ-337 Думный		-1			-1		-1			-1		-2		
ЭЧ-16 Кемерово	ЭЧЭ-336 Кайгур												-6		
	ЭЧЭ-335 Барзас												-5		
	ЭЧЭ-334 Забойщик														
	ЭЧЭ-333 Шахтер												-2		
	ЭЧЭ-332 Предкомбинат														
	ЭЧЭ-331 Буреничево												-2		
	ЭЧЭ-330 Ленинск- Кузнецкий												-2		
	ЭЧЭ-329 Раскатиha												-2		
	ЭЧЭ-328 рзд.157 км												-2		
	ЭЧЭ-327 Нацмен												-2		
	ЭЧЭ-326 Топки												-2		
	ЭЧЭ-325 рзд.79 км												-4		
	ЭЧЭ-324 рзд. 54 км												-4		
	ЭЧЭ-323 рзд.31 км												-5		
	ЭЧЭ-322 Юрга- 2												-3		
	ЭЧЭ-354 Гурьевск												-1		
	ЭЧЭ-353 Прокопьевск										-1		-6		
	ЭЧЭ-352 Черкасов Камень										2		-6		
	ЭЧЭ-351 Киселёвск							1				-5	-3		
	ЭЧЭ-350 Красный Камень							-1	2				-6	-11	
ЭЧ-17 Белово	ЭЧЭ-349 Трудармейская							-1	2				-2	-9	
	ЭЧЭ-348 Артышта-2										-1		-6	-5	
	ЭЧЭ-347 Дуброво		-1			-1		-2			-1		-12		
	ЭЧЭ-346 Бускускан							-4	2	-6			-6	-1	
	ЭЧЭ-345 Улус							-3	2	-4			-3	-2	
	ЭЧЭ-344 Белово							-4	2	-6			-4		
	ЭЧЭ-343 Проектная								2	-6			-3		

Подразделение	Наименование ПС	ПС			Тр-ры				ВН	Выключатели				ОД	Однотрансформаторная ТП, КТП
		220	110	35	220	110	35	ТСН		220	110	35	10	110	
	ЭЧЭ-342 Егозово							-2	-6						
	ЭЧЭ-341 Непрерывка								-6		1		-2		
	ЭЧЭ-340 Контрольный							-1	-6						
	ЭЧЭ-339 Промышленная								-6						
	355 ПС-35/6 Спиченково											-4	-1		
	357 ПС-35/6 381км											-1	-2		
ЭЧ-18 Новокузнецк	359 ПС-35/10 Мыски											-4	-2		
	356 ПС-110/6 Новокузнецк- Сортировочный												-4		
	371 ПС 6/10 Мундыбаш												-5		
	370 ПС 6/10 Калтан												-4		
	367 ПС 35/10 Углерод											-2	-2		
	364 ПС 35/10 Терентьевская											-2	-2		
	377 ПС 35/10 Кондома											-2			
	373 ПС 35/10 Ахпун												-2		
	369 ПС 35/10 Абагуровская											-2	-2		
	368 ПС 110/27,5/10 Междуреченск											-10	-6		
	362 ПС 110/10 Полосухино												-4		
	371 ПС 110/10 Кузедеево												-5		
	360 ПС 110/10 Карлык												-5		
	374 ПС 110/10 Калары												-2		
	363 ПС 110/10 Ерунаково												-4		
	374 ПС 110/10 Алгаин												-2		
	361 ПС 10кВ Новокузнецк- Северный												-3		
	366 ПС 110/10 Ускат												-2		
	376 Чугунаш 110/10												-2		
	358 ПС-110/10 Тальжино												-4		
ЭЧ-1 Боготол	1 ПС Мариинск 110/35/27,5 кВ												-1		
	2 Тяжин		-1			-2	-2					-5	-2		
ЭЧ-6 Абакан	18 ПС Теба 220/35/27,5 кВ														

Примечание. Знак +/- означает учет/не учет оборудования ПС и ТП при расчете условных единиц

Таблица П2.1. Объем воздушных линий электропередач (ВЛЭП) и кабельных линий электропередач (КЛЭП) в условных единицах в зависимости от протяженности, напряжения, конструктивного использования и материала опор за 2023 год

	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
	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
ИТОГО:			Всего:		3 976,90	5 823,98
			ВН		51,84	82,94
			СН1		17,50	27,72
			СН2		2 639,59	3 209,22
			НН		1 267,98	2 504,10

Таблица 10

Таблица П2.2. Объем подстанций 35 - 1150 кВ, трансформаторных подстанций (ТП), комплексных трансформаторных подстанций (КТП) и распределительных пунктов (РП) 0,4 - 20 кВ в условных единицах за 2023 год

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Напряжение, кВ	Количество условных единиц (у) на единицу измерения	Количество единиц измерения	Объем условных единиц
				у/ед. изм.		У
1	2	3	4	5	6	7 = 5 * 6
1	Подстанция	П/ст	1150	1000	0	0,00
			750	600	0	0,00
			400 - 500	500	0	0,00
			330	250	0	0,00
			220	210	1	210,00
			110 - 150	105	47	4 935,00
			35	75	17	1 275,00
2	Силовой трансформатор или реактор (одно- или трехфазный), или вольтодобавочный трансформатор	Единица оборудования	1150	60	0	0,00
			750	43	0	0,00
			400 - 500	28	0	0,00
			330	18	0	0,00
			220	14	2	28,00
			110 - 150	7,8	91	709,80
			35	2,1	52	109,20
3	Воздушный выключатель	3 фазы	1 - 20	1,0	126	126,00
			1150	180	0	0,00
			750	130	0	0,00
			400 - 500	88	0	0,00
			330	66	0	0,00
			220	43	0	0,00
			110 - 150	26	0	0,00
4	Масляный выключатель	"-"	35	11	0	0,00
			1 - 20	5,5	0	0,00
			220	23	0	0,00
			110 - 150	14	90	1 260,00
5	Отделитель с короткозамыкателем	Единица оборудования	35	6,4	181	1 158,40
			1 - 20	3,1	824	2 554,40
			400 - 500	35	0	0,00
			330	24	0	0,00
			220	19	2	38,00
6	Выключатель нагрузки	"-"	110 - 150	9,5	54	513,00
7	Синхронный компенсатор мощн. 50 Мвар	"-"	35	4,7	0	0,00
8	То же, 50 Мвар и более	Единица оборудования	1 - 20	2,3	239	549,70
9	Статические конденсаторы	100 конд.	1 - 20	26	0	0,00
10	Мачтовая (столбовая) ТП	ТП	35	2,4	0	0,00
11	Однотрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	2,4	0	0,00
12	Двухтрансформаторная ТП, КТП	ТП, КТП	1 - 20	2,5	0	0,00
13	Однотрансформаторная подстанция 35/0,4 кВ	П/ст	1 - 20	2,3	425	977,50
14	Итого		1 - 20	3	88	264,00
			35	3,5	4	14,00
			ВН	-	-	7 693,80
			СН-1	-	-	2 556,60
			СН-2	-	-	4 471,60
			НН	-	-	-
			ИТОГО	-	-	14 722,00

8. Баланс электрической энергии Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2025 год

Экспертная оценка балансовых показателей электрической энергии (мощности), принимаемых для расчета тарифов на 2025 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.

В форме П.1.4 специалисты организации указали верный уровень потерь электрической энергии. В свою очередь экспертом был произведен расчет уровня потерь с учетом требований Приказа Минэнерго РФ от 26.09.2017 №887 (таблица 11). Уровень потерь электрической энергии рассчитывался согласно пункту 40(1) Основ ценообразования, определялся как минимальное значение из норматива потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям для соответствующей группы территориальных сетевых организаций на соответствующем уровне напряжения и уровня фактических потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации на соответствующем уровне напряжения за последний истекший год.

Таблица 11

Расчет уровня потерь Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Всего	В том числе по уровню напряжения			
				ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8
Базовый период (2023 год)							
1	Поступление в сеть из других организаций, в том числе:	тыс. кВт ч	1 775 138,704	1 439 359,305	327 236,659	8 187,776	354,964
2	из сетей ФСК	тыс. кВт ч	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00
3	от генерирующих компаний и блок-станций	тыс. кВт ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	от смежных сетевых организаций	тыс. кВт ч	1 775 138,704	1 439 359,305	327 236,659	8 187,776	354,964
5	Поступление в сеть из других уровней напряжения (трансформация)		143 893,969		21 906,375	94 302,099	27 685,495
6	Отпуск по объектам "последней мили"	тыс. кВт ч	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000
7	Отпуск электроэнергии в сеть	тыс. кВт ч	1 775 138,704	1 439 359,305	349 143,034	102 489,875	28 040,459
8	Отпуск электроэнергии в сеть без учета отпуска по объектам "последней мили"	тыс. кВт ч	1 775 138,704	1 439 359,305	349 143,034	102 489,875	28 040,459
9	Фактические потери электроэнергии	тыс. кВт ч	55 739,357	38 919,682	11 397,697	3 989,109	1 432,869
		%	3,140	2,704	3,264	3,892	5,110
10	СПРАВОЧНО: Фактические потери электроэнергии от отпуска в сеть без учета отпуска по объектам "последней мили"	%	3,14				
11	Протяженность линий (воздушных и кабельных) электропередачи в одноцепном выражении	км	3 976,91	51,84	17,50	2 639,59	1 267,98

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Всего	В том числе по уровню напряжения			
				ВН	СН1	СН2	НН
1	2	3	4	5	6	7	8
12	Протяженность воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении	км	3 622,04	51,84	17,50	2 540,00	1 012,70
13	Отпуск электрической энергии в электрическую сеть/суммарная протяженность воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении	тыс. кВт ч/км		27 765,42	19 951,03		
14	Соотношение величины отпуска электрической энергии в электрическую сеть и суммы номинальных мощностей силовых трансформаторов	тыс. кВт ч/МВА		1 002,07	1 176,04	1 597,63	
15	Доля протяженности воздушных линий электропередачи в одноцепном выражении в суммарной протяженности воздушных и кабельных линий электропередачи в одноцепном выражении	%				96,2%	80%
16	Норматив потерь электроэнергии по приказу Минэнерго России от 26.09.2017 №887	%		3,33	5,45	8,49	13,49
17	Минимальное значение из норматива потерь и фактических потерь электрической энергии (п)	%		2,70	3,26	3,89	5,11
18	Плановый отпуск электрической энергии в сеть без учета отпуска по объектам "последней мили" на 2025 год	тыс. кВт ч	2 234 798,63				
19	Величина потерь электрической энергии	тыс. кВт ч	70 172,68				
20	Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (N) в соответствии с пунктом 40(1) ППРФ 1178 (от суммарного отпуска электроэнергии в сеть без учета отпуска по объектам "последней мили")	%	3,14				
21	СПРАВОЧНО: Уровень потерь от суммарного отпуска электроэнергии в сеть	%	3,14				

Экспертная группа, рассмотрев перечисленные выше документы предлагает принять к расчету баланс электрической энергии (мощности), представленный в таблицах 2-3. Согласно балансу:

- поступление электрической энергии (мощности) в сеть осуществляется от смежных сетевых компаний (п. 1.1, 1.2, таблицы 12-13);
- полезный отпуск потребителям (п. 4.1, 4.2, таблицы 12-13);
- отпуск электрической энергии в сети следующих ССК (п. 4.4, таблицы 12- 13).

Баланс электрической энергии на 2025 год Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго
- филиала ОАО «РЖД»

№ п/п	Показатель	Ед. изм	2025 (план) I полугодие					2025 (план) II полугодие					2025 (план)				
			ВН	СН1	СН2	ИИ	Всего	ВН	СН1	СН2	ИИ	Всего	ВН	СН1	СН2	ИИ	Всего
1	Получено эл. энергии от ЭСО в т.ч.	млн. кВтч	980,9319	170,8647	4,2142	0,2086	1156,2194	918,0838	156,3719	3,9673	0,1562	1078,5792	1899,0157	327,2366	8,1815	0,3648	2234,7986
1.1	Не сетевых организаций	млн. кВтч	111,6890	0,0000	0,0000	0,0000	111,6890	105,6936	0,0000	0,0000	0,0000	105,6936	217,3826	0,0000	0,0000	0,0000	217,3826
1.1.1	ОАО "ФСК ЕЭС"	млн. кВтч	85,7852	0,0000	0,0000	0,0000	85,7852	80,8330	0,0000	0,0000	0,0000	80,8330	166,6182	0,0000	0,0000	0,0000	166,6182
1.1.5	Новосибирскэнерго	млн. кВтч	25,9038	0,0000	0,0000	0,0000	25,9038	24,8606	0,0000	0,0000	0,0000	24,8606	50,7644	0,0000	0,0000	0,0000	50,7644
1.2	Сетевых организаций	млн. кВтч	869,2429	170,8647	4,2142	0,2086	1044,5305	812,3902	156,3719	3,9673	0,1562	972,8856	1681,6331	327,2366	8,1815	0,3648	2017,4161
1.2.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	1,4626	0,0000	1,4626	0,0000	0,0000	1,5262	0,0000	1,5262	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,9889
1.2.2	«Браз-ЭнергоТранс» ООО (ИНН 4217084532)	млн. кВтч	0,4112	1,3567	0,0005	0,0109	1,7793	0,3714	1,1397	0,0007	0,0081	1,5199	0,7826	2,4964	0,0012	0,0190	3,2993
1.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	1,2934	0,1224	1,41585	0,0000	0,0000	1,1244	0,0939	1,218309	0,0000	0,0000	2,4178	0,2164	2,6342
1.2.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	млн. кВтч	868,8317	169,5080	0,3437	0,0186	1038,7020	812,0188	155,2322	0,3182	0,0132	967,5824	1680,8505	324,7402	0,6619	0,0318	2006,2844
1.2.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	1,0597	0,0331	1,0929	0,0000	0,0000	0,9394	0,0267	0,9662	0,0000	0,0000	1,9992	0,0599	2,0590
1.2.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0236	0,0236	0,0000	0,0000	0,0000	0,0142	0,0142	0,0000	0,0000	0,0000	0,0378	0,0378
1.2.12	«ЭнергоПартнер» ООО (ИНН 420562491)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,0542	0,0000	0,0542	0,0000	0,0000	0,0584	0,0000	0,0584	0,0000	0,0000	0,1125	0,0000	0,1125
1.3	Из сети предел. напряжения	млн. кВтч	0,0000	13,7817	69,1038	23,3104	106,1959	0,0000	13,1961	65,5998	22,0826	100,8785	0,0000	26,9778	134,7036	45,3930	207,0745
1.3.1	в том числе из сети ВН	млн. кВтч	13,7817	55,5403	0,0000	0,0000	69,3220	13,1961	53,0900	0,0000	0,0000	66,2861	108,6303	26,9778	108,6303	0,0000	135,6081
1.3.2	в том числе из сети СН1	млн. кВтч	13,7817	13,5636	1,9538	15,5174	45,2566	13,1961	12,5098	1,8586	14,3684	41,5806	26,0734	3,8124	3,8124	29,8858	41,5806
1.3.3	в том числе из сети СН2	млн. кВтч	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
1.3.4	в том числе из сети ИИ	млн. кВтч	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
1.4	Всего поступление в сеть данного диапазона напряжения	млн. кВтч	980,9319	184,6464	73,3180	23,5190	1156,2194	918,0838	169,5680	69,5671	22,2388	1078,5792	1899,0157	354,2145	142,8851	45,7578	2234,7986
Справочно: Уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям (N) в соответствии с пунктом 40(1) ГПРФ 1178 (от суммарного отпуска электроэнергии в сеть без учета отпуска по объектам "последней мили")																	
2.	Потери	%	1,98%	4,24%	8,45%	13,45%	3,16%	1,91%	4,25%	8,46%	13,44%	3,12%	1,94%	4,24%	8,45%	13,45%	3,14%
3.	Отпущено эл. энерг.	млн. кВтч	19,379	7,822	6,194	3,163	36,5576	17,542	7,199	5,885	2,990	33,6151	36,921	15,021	12,078	6,152	70,1727
3.1	Сальдо-переток в след. уровня напряжения	млн. кВтч	961,553	176,824	67,124	20,356	1119,662	900,542	162,369	63,683	19,249	1044,964	1862,095	339,193	130,807	39,606	2164,626
3.2	в том числе из сети ВН	млн. кВтч	69,322	15,517	21,357	0,000	106,196	66,286	14,368	20,224	0,000	100,879	135,608	29,886	41,581	0,000	207,074
3.3	в том числе из сети СН1	млн. кВтч	13,782	13,564	1,954	15,517	45,2566	13,196	12,510	1,859	14,368	41,5806	26,0734	3,8124	3,8124	29,8858	41,5806
3.4	в том числе из сети СН2	млн. кВтч	55,540	55,540	1,954	15,517	69,3220	53,090	53,090	1,8586	14,3684	41,5806	26,0734	3,8124	3,8124	29,8858	41,5806
3.5	в том числе из сети ИИ	млн. кВтч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	Потребный отпуск всего	млн. кВтч	892,231	161,307	45,768	20,356	1119,662	834,256	148,000	43,459	19,249	1044,964	1726,487	309,307	89,226	39,606	2164,626
4.1	Одноэтапники	млн. кВтч	9,245	1,645	16,828	4,324	32,041	8,722	1,365	15,435	4,042	29,564	17,967	3,009	32,263	8,365	61,605
4.1.1	Прочие потребители, в т.ч.	млн. кВтч	2,808	1,645	14,346	3,751	22,550	2,464	1,365	13,554	3,472	20,855	5,272	3,009	27,900	7,223	43,405
4.1.2	двуставочники	млн. кВтч	6,437	0,000	2,482	0,573	9,491	6,259	0,000	1,881	0,569	8,709	12,695	0,000	4,363	1,142	18,200
4.2	Население в т.ч.	млн. кВтч	1,053	0,000	2,690	12,731	16,474	1,328	0,000	3,141	12,198	16,668	2,382	0,000	5,831	24,929	33,142
4.2.1	с 0,7	млн. кВтч	1,053	0,000	2,468	12,328	15,849	1,328	0,000	2,952	11,843	16,124	2,382	0,000	5,420	24,171	31,973
4.2.2	без 0,7	млн. кВтч	0,000	0,000	0,222	0,403	0,626	0,000	0,000	0,189	0,355	0,544	0,000	0,000	0,411	0,758	1,169
4.3	Производственные нужды ЭСО	млн. кВтч	643,899	112,397	10,302	3,230	769,827	590,428	103,737	9,495	2,947	706,607	1234,326	216,134	19,797	6,177	1476,435
4.4	Перегоны в смежные сетевые организации в т.ч. в:	млн. кВтч	238,034	47,266	15,948	0,072	301,319	233,778	42,898	15,387	0,062	292,125	471,812	90,164	31,335	0,134	593,444
4.4.1	Не сетевых организаций	млн. кВтч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4.4.2	Сетевых организаций	млн. кВтч	238,034	47,266	15,948	0,072	301,319	233,778	42,898	15,387	0,062	292,125	471,812	90,164	31,335	0,134	593,444
4.4.2.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,6908	0,0000	0,6908	0,0000	0,0000	0,6398	0,0000	0,6398	0,0000	0,0000	1,3306	0,0000	1,3306

№ п/п	Показатель	Ед. изм	2025 (план) I полугодие				2025 (план) II полугодие				2025 (план)						
			ВН	СН1	СН2	ИИ	Всего	ВН	СН1	СН2	ИИ	Всего	ВН	СН1	СН2	ИИ	Всего
4.4.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	млн. кВтч	33,2457	13,7653	12,2124	0,0360	59,2593	32,4865	13,1008	11,9321	0,0348	57,5541	65,7322	26,8660	24,1444	0,0707	116,8134
4.4.2.4	«Кузбасс-Электрон» ОАО (ИНН 4202002174)	млн. кВтч	0,0000	0,3238	0,0000	0,0000	0,3238	0,0000	0,3008	0,0000	0,0000	0,3008	0,0000	0,6246	0,0000	0,0000	0,6246
4.4.2.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	млн. кВтч	193,1645	32,8499	2,2217	0,0357	228,2717	189,4859	29,2447	2,0152	0,0273	220,7730	382,6504	62,0946	4,2368	0,0629	449,0447
4.4.2.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,1934	0,0000	0,1934	0,0000	0,0000	0,1870	0,0000	0,1870	0,0000	0,0000	0,3804	0,0000	0,3804
4.4.2.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	млн. кВтч	11,3472	0,0000	0,0000	0,0000	11,3472	11,5449	0,0000	0,0000	0,0000	11,5449	22,8921	0,0000	0,0000	0,0000	22,8921
4.4.2.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	млн. кВтч	0,2768	0,3266	0,0000	0,0000	0,6034	0,2603	0,2521	0,0000	0,0000	0,5124	0,5371	0,5787	0,0000	0,0000	1,1158
4.4.2.12	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	млн. кВтч	0,0000	0,0000	0,6295	0,0000	0,6295	0,0000	0,0000	0,6128	0,0000	0,6128	0,0000	0,0000	1,2423	0,0000	1,2423
4.5	Полезный отпуск	млн. кВтч	892,2310	161,3069	45,7675	20,3564	1 119,6618	834,2560	148,0004	43,4586	19,2491	1 044,9641	1 726,4870	309,3073	89,2261	39,6055	2 164,6259
4.6	Полезный отпуск без производственных нужд	млн. кВтч	248,3324	48,9101	35,4659	17,1262	349,8345	243,8284	44,2630	33,9632	16,3021	338,3567	492,1608	93,1731	69,4291	33,4282	688,1913
4.7	Потери при передаче эл. энергии на потребительский рынок	млн. кВтч	1,2443	2,3848	3,5947	2,6589	9,8827	1,2439	2,1811	3,4617	2,5300	9,4167	2,4883	4,5658	7,0564	5,1889	19,2994
4.8	Полезный отпуск конечному потребителю	млн. кВтч	10,2981	1,6446	19,5182	17,0545	48,5154	10,0508	1,3647	18,5764	16,2400	46,2320	20,3490	3,0093	38,0945	33,2946	94,7473
5	Сальдированный перерок электроэнергии из сети в т.ч	млн. кВтч															
5.1	«Горэлектросеть» ООО (ИНН 4217127144)	млн. кВтч		-0,7719						-0,8864					-1,6583		
5.2	«БарзЭнергоГранс» ООО (ИНН 4217084532)	млн. кВтч		-1,7793						-1,5199					-3,2993		
5.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	млн. кВтч		57,8435						56,3358					114,1792		
5.4	«Кузбасс-Электрон» ОАО (ИНН 4202002174)	млн. кВтч		0,3238						0,3008					0,6246		
5.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	млн. кВтч		-810,4303						-746,8094					-1 557,2397		
5.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	млн. кВтч		0,1934						0,1870					0,3804		
5.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	млн. кВтч		10,2543						10,5787					20,8330		
5.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	млн. кВтч		0,5798						0,4982					1,0780		
5.12	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	млн. кВтч		0,5754						0,5544					1,1298		
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

Баланс мощности на 2025 год Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»

№ п/п	Показатель	Ед. изм	2025 (план) I полугодие				2025 (план) II полугодие				2025 (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.	МВт	244,1439	45,5140	1,3373	0,0662	291,0614	230,2632	42,2983	1,2216	0,0443	273,8274	237,2035	43,9062	1,2795	0,0553	282,4444
1.1	Не сетевых организаций	МВт	12,1659	0,0000	0,0000	0,0000	12,1659	12,0451	0,0000	0,0000	0,0000	12,0451	12,1055	0,0000	0,0000	0,0000	12,1055
1.1.1	ОАО "ФСК ЕЭС"	МВт	3,5170	0,0000	0,0000	0,0000	3,5170	3,5169	0,0000	0,0000	0,0000	3,5169	3,5170	0,0000	0,0000	0,0000	3,5170
1.1.5	Новосибирскэнерго	МВт	8,6489	0,0000	0,0000	0,0000	8,6489	8,5282	0,0000	0,0000	0,0000	8,5282	8,5885	0,0000	0,0000	0,0000	8,5885
1.2	Сетевых организаций	МВт	231,9780	45,5140	1,3373	0,0662	278,8955	218,2181	42,2983	1,2216	0,0443	261,7823	225,0981	43,9062	1,2795	0,0553	270,3389
1.2.1	«Горьковское» ООО (ИНН 4217127144)	МВт	0,0000	0,0000	0,5470	0,0000	0,5470	0,0000	0,0000	0,5120	0,0000	0,5120	0,0000	0,0000	0,5295	0,0000	0,5295
1.2.2	«Евраз-ЭнергоТранс» ООО (ИНН 4217084532)	МВт	0,2790	0,6630	0,0000	0,0000	0,9420	0,2660	0,5830	0,0000	0,0000	0,8490	0,2725	0,6230	0,0000	0,0000	0,8955
1.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	МВт	0,0000	0,0000	0,3618	0,0342	0,3960	0,0000	0,0000	0,3160	0,0265	0,342500	0,0000	0,0000	0,3389	0,0304	0,3693
1.2.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	МВт	231,6990	44,8510	0,0903	0,0125	276,6528	217,9521	41,7153	0,0923	0,0028	259,7625	224,8256	43,2832	0,0913	0,0077	268,2077
1.2.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	МВт	0,0000	0,0000	0,3232	0,0102	0,3334	0,0000	0,0000	0,2863	0,0082	0,2945	0,0000	0,0000	0,3048	0,0092	0,3140
1.2.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	МВт	0,0000	0,0000	0,0000	0,0093	0,0093	0,0000	0,0000	0,0000	0,0068	0,0068	0,0000	0,0000	0,0000	0,0081	0,0081
1.2.12	«ЭнергоПартнер» ООО (ИНН 4205262491)	МВт	0,0000	0,0000	0,0150	0,0000	0,0150	0,0000	0,0000	0,0150	0,0000	0,0150	0,0000	0,0000	0,0150	0,0000	0,0150
1.3	Из сети предел. напряжения	МВт	0,0000	4,0128	20,8603	6,9110	31,7841	0,0000	3,8463	19,7592	6,4836	30,0891	0,0000	3,9295	20,3098	6,6973	30,9366
1.3.1	в том числе из сети ВН	МВт	4,0128	16,3443	4,5160	0,5440	20,3571	3,8463	15,6888	4,0704	0,4960	19,5351	3,9295	16,0166	0,0000	0,0000	19,9461
1.3.2	в том числе из сети СН1	МВт	4,0128	4,5160	6,3670	6,3670	6,3670	3,8463	4,0704	5,9876	5,9876	5,9876	3,9295	4,2932	4,2932	6,1773	6,1773
1.3.3	в том числе из сети СН2	МВт	4,0128	4,5160	6,3670	6,3670	6,3670	3,8463	4,0704	5,9876	5,9876	5,9876	3,9295	4,2932	4,2932	6,1773	6,1773
1.3.4	в том числе из сети НН	МВт	4,0128	4,5160	6,3670	6,3670	6,3670	3,8463	4,0704	5,9876	5,9876	5,9876	3,9295	4,2932	4,2932	6,1773	6,1773
1.4	Всего поступление в сеть данного диапазона напряжения	МВт	244,1439	49,5268	22,1976	6,9772	291,0614	230,2632	46,1446	20,9808	6,5279	273,8274	237,2035	47,8357	21,5892	6,7525	282,4444
2.	Потери	%	2,77%	3,90%	8,89%	13,61%	3,99%	2,80%	3,91%	8,75%	13,49%	4,01%	2,78%	3,91%	8,82%	13,55%	4,00%
3.	Отпущено эл.энерг.	МВт	6,757	1,932	1,974	0,950	11,6124	6,449	1,805	1,837	0,880	10,9706	6,603	1,868	1,905	0,915	11,2915
3.1	Сальдо-переход в след.уровня напряжения	МВт	237,3867	47,5950	20,2237	6,0277	279,4490	223,8142	44,3399	19,1443	5,6475	262,8568	230,6004	45,9674	19,6840	5,8376	271,1529
3.2	в том числе из сети ВН	МВт	20,3571	5,0600	6,3670	0,0000	31,7841	19,5351	4,5664	5,9876	0,0000	30,0891	19,9461	4,8132	6,1773	0,0000	30,9366
3.3	в том числе из сети СН1	МВт	4,0128	4,5160	6,3670	6,3670	6,3670	3,8463	4,0704	5,9876	5,9876	5,9876	3,9295	4,2932	4,2932	6,1773	6,1773
3.4	в том числе из сети СН2	МВт	16,3443	4,5160	6,3670	6,3670	20,8603	15,6888	4,0704	5,9876	5,9876	19,7592	16,0166	4,2932	4,2932	6,1773	6,1773
3.5	в том числе из сети НН	МВт	0,0000	0,5440	6,3670	6,3670	6,9110	0,0000	0,4960	5,9876	5,9876	6,4836	0,0000	0,5200	6,1773	6,6973	6,6973
4	Полесный отпуск всего	МВт	217,0296	42,5349	13,8567	6,0277	279,4490	204,2792	39,7734	13,1567	5,6475	262,8568	210,6544	41,1542	13,5067	5,8376	271,1529
4.1	Прочие потребители, в т.ч.	МВт	2,7900	0,5930	5,9015	1,4855	10,7700	2,5860	0,4870	5,3667	1,3663	9,8060	2,6880	0,5400	5,6341	1,4259	10,2880
4.1.1	однотарифники	МВт	1,0300	0,5930	5,2573	1,3428	8,2232	0,8760	0,4870	4,8922	1,2267	7,4818	0,9530	0,5400	5,0748	1,2848	7,8525
4.1.2	двустарифники	МВт	1,7600	0,0000	0,6442	0,1427	2,5468	1,7100	0,0000	0,4745	0,1397	2,3242	1,7350	0,0000	0,5593	0,1412	2,4355
4.2	Население в т.ч.	МВт	0,3035	0,0000	0,7749	3,6625	4,7410	0,3763	0,0000	0,8900	3,4609	4,7272	0,3399	0,0000	0,8325	3,5617	4,7341
4.2.1	с 0,7	МВт	0,3035	0,0000	0,7109	3,5457	4,5601	0,3763	0,0000	0,8366	3,3600	4,5729	0,3399	0,0000	0,7737	3,4529	4,5665
4.2.2	без 0,7	МВт	0,0000	0,0000	0,0641	0,1168	0,1808	0,0000	0,0000	0,0534	0,1008	0,1543	0,0000	0,0000	0,0587	0,1088	0,1676
4.3	Производственные нужды ЭСО	МВт	146,6251	29,2090	2,7127	0,8602	179,4070	136,7500	27,3828	2,5545	0,8028	167,4901	141,6876	28,2959	2,6336	0,8315	173,4486
4.4	Переходы в смежные сетевые организации в т.ч. в:	МВт	67,3110	12,7329	4,4676	0,0195	84,5310	64,5668	11,9036	4,3456	0,0175	80,8335	65,9389	12,3183	4,4066	0,0185	82,6822
4.4.1	Не сетевых организаций	МВт	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
4.4.2	Сетевых организаций	МВт	67,3110	12,7329	4,4676	0,0195	84,5310	64,5668	11,9036	4,3456	0,0175	80,8335	65,9389	12,3183	4,4066	0,0185	82,6822

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2025 год

№ п/п	Показатель	Ед. изм	2025 (план) I полугодие				2025 (план) II полугодие				2025 (план)						
			ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего	ВН	СН1	СН2	НН	Всего
4.4.2.1	«Горэлктросеть» ООО (ИНН 4217127144)	МВт	0,0000	0,0000	0,2617	0,0000	0,2617	0,0000	0,0000	0,2193	0,0000	0,2193	0,0000	0,0000	0,2405	0,0000	0,2405
4.4.2.2	«Евраз-ЭнергоГранс» ООО (ИНН 4217084532)	МВт					0,0000					0,0000			0,0000	0,0000	0,0000
4.4.2.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	МВт	9,2280	3,8250	3,3890	0,0100	16,4520	9,0970	3,6840	3,3490	0,0100	16,1400	9,1625	3,7545	3,3690	0,0100	16,2960
4.4.2.4	«Кузбасс-Электрон» ОАО (ИНН 4202002174)	МВт	0,0000	0,0840	0,0000	0,0000	0,0840	0,0000	0,0820	0,0000	0,0000	0,0820	0,0000	0,0830	0,0000	0,0000	0,0830
4.4.2.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	МВт	54,5846	8,7299	0,5909	0,0095	63,9149	51,9110	8,0656	0,5582	0,0075	60,5424	53,2478	8,3978	0,5746	0,0085	62,2287
4.4.2.6	«Оборонэнерго» АО (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	МВт					0,0000					0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.4.2.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	МВт	0,0000	0,0000	0,0560	0,0000	0,0560	0,0000	0,0000	0,0570	0,0000	0,0570	0,0000	0,0000	0,0565	0,0000	0,0565
4.4.2.8	«РЖД» ОАО (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	МВт					0,0000					0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.4.2.9	«СДС-Энерго» ХК ООО (ИНН 4250003450)	МВт					0,0000					0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
4.4.2.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	МВт	3,4183	0,0000	0,0000	0,0000	3,4183	3,4848	0,0000	0,0000	0,0000	3,4848	3,4515	0,0000	0,0000	0,0000	3,4515
4.4.2.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	МВт	0,0800	0,0940	0,0000	0,0000	0,1740	0,0740	0,0720	0,0000	0,0000	0,1460	0,0770	0,0830	0,0000	0,0000	0,1600
4.4.2.12	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	МВт	0,0000	0,0000	0,1700	0,0000	0,1700	0,0000	0,0000	0,1620	0,0000	0,1620	0,0000	0,0000	0,1660	0,0000	0,1660
4.5	Пользовный отпуск	МВт	217,0296	42,5349	13,8567	6,0277	279,4490	204,2792	39,7734	13,1567	5,6475	262,8568	210,6544	41,1542	13,5067	5,8376	271,1529
4.6	Пользовный отпуск без производственных нужд	МВт	70,4045	13,3259	11,1440	5,1675	100,0420	67,5291	12,3906	10,6022	4,8447	93,3667	68,9668	12,8583	10,8731	5,0061	97,7043
4.7	Потери при передаче эл. энергии на потребительский рынок	МВт	0,3074	0,8175	1,5118	0,7768	3,4135	0,2563	0,8475	1,5522	0,8025	3,4585	0,2819	0,8325	1,5320	0,7897	3,4360
4.8	Пользовный отпуск конечному потребителю	МВт	3,0935	0,5930	6,6764	5,1480	15,5110	2,9623	0,4870	6,2567	4,8272	14,5332	3,0279	0,5400	6,4665	4,9876	15,0221
5	Сальдированный перелом электроэнергии из сети в т.ч	МВт			-0,2853					-0,2927					-0,2890		
5.1	«Горэлктросеть» ООО (ИНН 4217127144)	МВт			-0,9420					-0,8490					-0,8955		
5.2	«Евраз-ЭнергоГранс» ООО (ИНН 4217084532)	МВт															
5.3	«Кузбасская энергосетевая компания» ООО (ИНН 4205109750)	МВт			16,0560					15,7975					15,9268		
5.4	«Кузбасс-Электрон» ОАО (ИНН 4202002174)	МВт			0,0840					0,0820					0,0830		
5.5	Филиала ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго – РЭС» (ИНН 2460069527)	МВт			-212,7379					-199,2201					-205,9790		
5.6	«Оборонэнерго» АО (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	МВт			0,0000					0,0000					0,0000		
5.7	«ОЭСК» ООО (ИНН 4223052779)	МВт			0,0560					0,0570					0,0565		
5.8	«РЖД» ОАО (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	МВт			0,0000					0,0000					0,0000		
5.9	«СДС-Энерго» ХК ООО (ИНН 4250003450)	МВт			0,0000					0,0000					0,0000		
5.10	«Северо-Кузбасская энергетическая компания» АО (ИНН 4205153492)	МВт			3,0849					3,1903					3,1376		
5.11	«Электросеть» АО (ИНН 7714734225)	МВт			0,1647					0,1392					0,1520		
5.12	«ЭнергоПаритет» ООО (ИНН 4205262491)	МВт			0,1550					0,1470					0,1510		
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

9. 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.

Для регулирования ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбасса выбран метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки, долгосрочный период составит 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 по налогу 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 (Методические указания № 98-э) статьи расходов относятся к «Подконтрольным расходам» (ПР) и «Неподконтрольным расходам» (НР).

Базовый уровень подконтрольных расходов на 2025 год для предприятия определен методом экономически обоснованных расходов, также как и неподконтрольные расходы.

9.1.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.

В документах на 2025 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 26.12.2016 № 106, 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.

В соответствии с п 23 Правил, утвержденных постановлением Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 (далее – Правила № 1178), а также п. 29 Основ ценообразования №1178, экспертами проведен анализ фактических расходов предприятия за отчетный период (2023 год). Для обоснования фактических расходов за 2023 год предприятием предоставлены следующие обосновывающие материалы в разрезе дистанций электроснабжений:

- пояснительная записка к расчету затрат, включенных в состав необходимой валовой выручки для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии сторонним потребителям в границах Кузбасса на 2025 год по ОАО «РЖД» (с учетом расходов по КРАС НТЭ в границах Кемеровской области);
- требования на выдачу спецодежды, инвентаря и инструмента, а также выгрузки из системы бухгалтерского учета, подтверждающая списание стоимости сырья и материалов (том № 4);
- договоры на выполнение работ и оказания услуг производственного характера, а также акты выполненных работ (оказанных услуг) и счета-фактуры (том 6);
- штатные расписания дистанций электроснабжения, отчеты 7-у, отчеты УТО-1 (не содержит данные раздельного учета), отчеты П-4, Положения о премировании (том 3);
- договоры на оказание услуг по передаче электрической энергии, акты оказанных услуг (том 2).

Исключены из состава экономически обоснованных подконтрольных расходов:

- расходы по вырубке леса в сумме 12 856,48 тыс. руб., относящиеся к основной деятельности предприятия, так как требования к охранной зоне железных дорог регламентируется Постановлением Правительством РФ от 12.10.2006 № 611, в котором указано необходимость не допускать в местах прилегания к сельскохозяйственным угодьям разрастание сорной травянистой и древесно-кустарниковой растительности, а также не допускать в местах

прилегания к лесным массивам скопление сухостоя, валежника, порубочных остатков и других горючих материалов;

- расходы на обслуживание АИИС КУЭ ЖУ (относится к железнодорожным узлам) и АИИС КУЭ ОРЭ (оптовый рынок электроэнергетики) не относятся к регулируемой деятельности передача электрической энергии.

Данные раздельного учета в нарушении п. 5 и 6 Основ ценообразования в подтверждении экономической обоснованности заявленных расходов в рамках осуществления регулируемой деятельности предприятием не представлено.

На 2025 год расчет величины базового уровня подконтрольных расходов производится в соответствии с Основами ценообразования методом экономически обоснованных расходов. С учетом изменений, внесенных в законодательство Постановлением Правительства от 29.11.2023 № 2026 базовый уровень подконтрольных расходов, являющийся одним из долгосрочных параметров, которые не подлежат изменению в течение долгосрочного периода, определяется с использованием метода экономически обоснованных расходов (затрат).

При определении экспертами учитывались данные анализа расходов предприятия за предыдущий долгосрочный период.

При расчете базового уровня подконтрольных расходов, связанных с передачей электрической энергии, в базовом 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.

Сырье и материалы

К расходам по статье материальные затраты относятся расходы на сырьё, материалы, инструмент, горюче-смазочные материалы и расходы на работы и услуги производственного характера.

Расходы на сырьё и материалы включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 4 пункта 18 и пункта 24 Основ ценообразования. По данной статье учитываются следующие затраты на приобретение:

- материалов на проведение технического обслуживания и текущего ремонта;
- топлива на технологические цели;
- вспомогательных материалов, включающих материалы на охрану труда, материалы на содержание зданий и сооружений производственного назначения, материалы на эксплуатацию автомобилей и оборудования, в том числе топливо;
- спецодежды, спецобуви и средств индивидуальной защиты.

Заявленные предприятием фактически понесенные расходы за 2023 год и планируемые на 2025 год представлены различными значениями:

- в Пояснительной записке на стр. 21 фактически понесенные расходы в доле на сторонних потребителей за 2023 год в размере 8 543,75 тыс. руб., необходимый объем плановых расходов в сумме 18 258,20 тыс. руб.;
- в формате шаблона ЕИАС «ENERGY.CALC.NVV.2025» фактически понесенные расходы в доле на сторонних потребителей сформированы в размере 6 499,82 тыс. руб., плановые расходы в сумме 17 795,00 тыс. руб.

В обоснование необходимой потребности указанных затрат предприятием представлены:

- расчеты по дистанциям электроснабжения за 2023 год и прогнозные расходы на 2024-2025 годы;
- требования на выдачу спецодежды, инвентаря и инструмента, а также выгрузки из системы бухгалтерского учета, подтверждающая списание стоимости сырья и материалов;
- акты на списание материальных ценностей по Красноярской дирекции по энергообеспечению.

Поскольку в нарушении п. 5 Основ ценообразования № 1178 и п. 23 Правил регулирования выгрузок из системы бухгалтерского учета отдельно по регулируемого виду деятельности предприятием не представлено, произведен анализ первичной документации, размещенной в томе 3. На основании этой информации определен необходимый объем средств на приобретение материальных ценностей, который на основании п. 9 Методических указаний 98-э и приведен в таблице 14.

**Расходы на сырье и материалы Западно - Сибирской дирекции
по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2025 год
(в доле на сторонних потребителей)**

№ п/п	Подстатьи затрат	Фактические расходы за 2023 год	Плановые расходы на 2025 год		Примечание
			Заявленные предприятием	Предлагаемые к учету	
1	Вспомогательные материалы и ТО (ЗС РЖД)	86,51	2 767,10	98,12	С учетом индексации и факта, основное потребление МЦ учитывается в ремонте
2	ГСМ (ЗС РЖД)	63,83	212,55	140,91	С учетом индексации и факта
	ГСМ (Кр РЖД)	60,41			
3	Спецодежда (ЗС РЖД)	271,34	Определить невозможно	444,17	ЗС – по факту с учетом индексации, Кр – по расчету 136,42 т.р.
	Спецодежда (Кр РЖД)	0,00			
	Итого			683,20	

Таким образом, экономически обоснованные расходы по статье «Сырье и материалы» в доле на сторонних потребителей в границах Кемеровской области-Кузбасса предлагаются к включению в НВВ Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2025 год в сумме 683,20 тыс. руб.

К расходам по статье материальные затраты относятся также работы и услуги производственного характера.

Работы и услуги производственного характера

Включение в необходимую валовую выручку расходов на оплату работ и услуг производственного характера обусловлено подпунктом 1) пункта 28 Основ ценообразования.

В соответствии со ст. 254 части 2 Налогового Кодекса РФ, к работам (услугам) производственного характера относятся выполнение отдельных операций по производству продукции, выполнению работ, оказанию услуг, обработке сырья (материалов), контроль за соблюдением установленных технологических процессов, техническое обслуживание основных средств и другие подобные работы.

К работам (услугам) производственного характера также относятся транспортные услуги сторонних организаций (включая индивидуальных предпринимателей) и (или) структурных подразделений самого налогоплательщика по перевозкам грузов внутри организации, в частности,

*Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП
Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2025 год*

перемещение сырья (материалов), инструментов, деталей, заготовок, других видов грузов с базисного (центрального) склада в цеха (отделения) и доставка готовой продукции, в соответствии с условиями договоров (контрактов).

Предприятие по данной статье также заявляет различные размеры плановых расходов на 2025 год на сторонних потребителей:

- в Пояснительной записке в сумме 58 394,18 тыс. руб.;
- в таблице Приложение 1 Долгосрочные 2025-2029 в размере 44 672,84 тыс. руб.;
- в шаблоне ЕИАС «ENERGY.CALC.NVV.2025» 44 672,84 тыс. руб.

Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» по статье «Услуги производственного характера» планирует следующие виды работ и услуг:

- прочие услуги производственного характера (обслуживание оргтехники, услуги аутсорсинговых фирм, коммунальные услуги и т.д.);
- обслуживание АСКУЭ, метрологические услуги и сертификацию электрической энергии;
- капитальный ремонт, выполненный подрядным способом.

В обосновании фактически понесенных расходов предприятием представлены договоры, акты выполненных работ. Выгрузки из системы бухгалтерского учета отдельно по регулируемого виду деятельности передача электрической энергии в тарифном деле в нарушении п. 5 Основ ценообразования № 1178 и п. 23 Правил регулирования предприятием не представлены.

Фактические расходы по услугам производственного характера за 2023 год принимаются к учету по актам выполненных работ в доле на сторонних потребителей на общую сумму 6 028,23 тыс. руб.:

- услуги по сертификации электрической энергии в общей сумме 282,94 (101,84 (Западно-Сибирская дирекция) + 181,10 (Красноярская дирекция)) тыс. руб.;
- услуги по метрологическому обеспечению в сумме 1 617,12 (Западно-Сибирская дирекция) тыс. руб.;
- услуги по обслуживанию центра планирования и контроля потребления электрической энергии в размере 58,86 тыс. руб.;
- обеспечение АСКУЭ на уровне 4 069,31 (4 064,91 (Западно-Сибирская дирекция) + 4,40 тыс. руб. (Красноярская дирекция)) тыс. руб.

Следует отметить по предлагаемым к учету в регулируемой деятельности предприятием фактическим расходам на АСКУЭ можно косвенно отнести только обслуживание АИИС КУЭ РРЭ, функционалы АИИС КУЭ ЖУ и АИИС КУЭ ОРЭ используются в основной деятельности предприятия «Перевозка железнодорожным транспортом».

Следовательно, фактические затраты на услуги производственного характера принимаются в доле на сторонних потребителей в сумме 6 028,23 тыс. руб.

С учетом проведенного анализа соответствия представленной документации требованиям нормативно-правовых актов, учитывая объем и содержание представленных обосновывающих документов, фактические расходы предприятия по данной статье за предыдущий отчетный период, по мнению экспертов, расходы на оплату работ и услуг производственного характера подлежат включению в необходимую валовую выручку Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2025 год в экономически обоснованном размере в сумме 6 028,23 тыс. руб.

Расходы на оплату труда

Расходы на оплату труда являются расходами, связанными с оказанием услуг, и включаются в необходимую валовую выручку регулируемой организации в соответствии с расчетом на базовый год долгосрочного периода регулирования на основании п. 26 Основ ценообразования.

В соответствии со статьей 129 ТК РФ заработная плата (оплата труда работника) - вознаграждение за труд в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, а также компенсационные выплаты (доплаты и надбавки компенсационного характера, в том числе за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, работу в особых климатических условиях и на территориях, подвергшихся радиоактивному загрязнению, и иные выплаты компенсационного характера) и стимулирующие выплаты (доплаты и надбавки стимулирующего характера, премии и иные поощрительные выплаты).

Предприятие предлагает учесть расходы на оплату труда в базовый уровень подконтрольных расходов на 2025 год по исчисленной нормативной численности и фактически сложившейся средней заработной плате:

- в тарифном деле (пояснительная записка, стр. 41 и Приложение П1.16) в сумме 147 583,85 тыс. руб. (без указания среднесписочной численности и средней заработной платы);
- в формате шаблона ЕИАС ENERGY.CALC.NVV.TSO плановый фонд оплаты труда заявлен в сумме 147 583,85 тыс. руб. при среднесписочной численности 134 чел. и средней заработной платы в размере 91 781,01 тыс. руб.

В обоснование плановых расходов предприятием представлены следующие документы:

- штатное расписание в формате Excel без указания распорядительного локального акта, утверждающее данный документ, информация представлена без выделения расходов на регулируемый вид деятельности;
- Положения о премировании в разрезе линейных отделов и дистанций электроснабжения;
- расчеты нормативной численности в трех вариантах;
- статистическая отчетность П-4 в разрезе дистанций электроснабжения.

В соответствии с п. 26 Основ ценообразования при определении расходов на оплату труда, включаемых в необходимую валовую выручку, регулирующие органы определяют размер фонда оплаты труда с учетом отраслевых тарифных соглашений, заключенных соответствующими организациями, и фактического объема фонда оплаты труда и фактической численности работников в последнем расчетном периоде регулирования, а также с учетом прогнозного индекса потребительских цен.

Определить фактические расходы по оплате труда за 2023 год по представленным документам возможно только по статистической отчетности П-4, так как расходы на передачу электрической энергии выделяются только в этой отчетной форме, а именно численность персонала и фонд оплаты труда. При этом, в целях определения отношения фактических затрат к регулируемой деятельности передача электрической энергии в границах Кемеровской области Кузбасса необходимо также учесть доли на сторонних потребителей, относящихся к территории региона.

На основании статистических форм П-4 (тома № 3 ФЗП) по виду деятельности передача электрической энергии (ОКВЭД 35.12.1) за 2023 год проведен анализ фактических затрат, отраженный в таблице ниже.

Таблица 15

**Расчет фактических показателей фонда оплаты труда за 2023 год
Фактическая численность персонала в доле на сторонних потребителей**

№ п/п	Подразделение	ССЧ общая, чел.	ССЧ ОКВЭД 35.12, чел.	Доля, %
1	Дирекция, Новосибирск	168	42,1	25,05
2	ЭЧ-7 Тайга	276	81,5	84,89
3	ЭЧ-8 Инской	251,8	6,1	11,22
4	ЭЧ-16 Кемерово	169,6	37,4	100
5	ЭЧ-17 Белово	201	77	100
6	ЭЧ-18 Новокузнецк	263,9	74,2	100
	Итого	1 330,3	276,2	-
	В доле на сторонних потребителей	-	75,4	27,32
7	ЭЧ-1 Боготольская ДЭО	74	27	100
8	ЭЧ-6 Абаканская ДЭС	18	5	100
	Итого	92	32	-
	*В доле на сторонних потребителей	-	12,8	
Всего		1 422	88,2	

**по Красноярской дирекции указано отношение в региону Кемеровская область-Кузбасс*

Согласно данным, что ЭЧ-7, ЭЧ-8 в составе Западно-Сибирской дирекция по энергообеспечению оказывают услуги по передаче электроэнергии в границах Новосибирской, Томской, Кемеровской областей и в границах Новосибирской, Кемеровской областей соответственно, выделяется доля от численности на территорию Кемеровской области Кузбасса в размерах 84,89% для ЭЧ-7 (Тайга) и 11,22% для ЭЧ-8 (Инской), определенные в таблице 5 Пояснительной записки предприятия.

Согласно позиции ФАС России, изложенной в разъяснениях «Об особенностях применения отдельных положений законодательства о государственном регулировании цен (тарифов)» № 21, утвержденных протоколом Президиума ФАС России от 21.03.2022 № 2, при осуществлении

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2025 год

деятельности по передаче электрической энергии при определении расходов на оплату труда расчет численности руководителей, специалистов и служащих необходимо производить в соответствии с требованиями пункта 26 Основ ценообразования № 1178 и исходя из непревышения нормативной численности по соответствующему виду деятельности.

В соответствии с этим положением, производится расчет нормативной численности по обслуживаемому оборудованию Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» в соответствии с приказом Госстроя РФ от 03.04.2000 № 68 «Нормирование труда работников энергетического хозяйства» (далее Приказ Госстроя РФ № 68) по таблицам П2.1 и П2.2, сформированных в соответствии с Методическими указаниями 20-э. Расчет приведен в таблице ниже.

Таблица 16

Расчет нормативной численности персонала по количеству обслуживаемого оборудования в доле на сторонних потребителей на 2025 год

№ п/п	Наименование функций управления	Фактор влияния	Единица измерения	2025 год предложение ТСО		Комментарии (не будут загружены в БД)
				Количественное значение фактора	Нормативная численность на все УЕ	
1	Расчет нормативной численности административного персонала					
1.1	Общее руководство	Среднесписочная численность работников предприятия	чел.	62,41	2,00	
1.2	Бухгалтерский учёт и финансовая деятельность			62,41	2,62	
1.3	Комплектование и учёт кадров			62,41	0,50	
1.4	Материально- техническое снабжение и хозяйственное обслуживание			62,41	1,00	
1.5	Контроль за капитальным ремонтом и строительством производственных объектов			62,41	0,00	
1.6	Делопроизводство			62,41	0,50	
1.7	Производственно- техническая деятельность			62,41	2,25	
1.8	Организация охраны труда и техники безопасности			62,41	0,81	
1.9	Правовое обслуживание			62,41	0,50	
1.10	Технико - экономическое планирование, организация труда и зарплатной платы			62,41	1,00	
1.11	Организация сбыта, контроль за рациональным использованием энергии	Количество абонентов (потребителей)	ед.	15 025	2,50	Нормативная численность рассчитывается не отдельно по секторам, а суммарно по региону
1.12	Программное обеспечение и системное администрирование вычислительной техники	Количество ПК	ед.	504	6,00	
1.13	Оперативно- диспетчерское обслуживание	Количество УЕ	у.е.	23 434,38	5,00	

№ п/п	Наименование функций управления	Фактор влияния	Единица измерения	2025 год предложение ТСО		Комментарии (не будут загружены в БД)
				Количественное значение фактора	Нормативная численность на все УЕ	
1.14	Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания, средств релейной защиты, автоматики, измерений, телемеханики, электронно-информационных устройств, ис питания защитных средств, эксплуатации средств связи	Количество обслуживаемых электроподстанций, МТП, РП, ТП	ед.	618,00	3,05	
1.15	Организация ремонта силовых трансформаторов, электротехнического оборудования и масляное хозяйство	Количество трансформаторов, находящихся в эксплуатации	ед.	356,00	1,42	
1.16	Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования, электроэнергетических устройств и сооружений				6,00	
1.17	Организация ремонта электросчетчиков	Количество электросчетчиков, находящихся в ремонте	ед.		0,00	
1.18	Организация изготовления изделий собственного производства (запасных частей) для ремонтных работ	Среднесписочная численность рабочих службы (участка)	чел.		0,00	
1.19	Итого нормативная численность административного персонала:		чел.		35,16	
2	Расчет нормативной численности производственного персонала					
2.1	Воздушные линии электропередачи до 1 кВ	Протяженность	км		27,37	
2.1.1	металлические			454,20	15,90	
2.1.2	железобетонные			0,00	0,00	
2.1.3	деревянные с ж/б приставками			209,70	8,39	
2.1.4	деревянные			68,54	3,08	
2.2	Воздушные линии электропередачи 6 - 20 кВ	Протяженность	км		84,54	
2.2.1	металлические			1 480,12	74,01	В приказе Госстроя считаются вместе, по одному коэффициенту.
2.2.2	железобетонные			0,00	0,00	
2.2.3	деревянные с ж/б приставками			181,22	8,15	
2.2.4	деревянные			52,90	2,38	
2.3	Линии на тросовом подвесе	Протяженность	км		0,00	
2.4	Двухпроводные ответвления	Кол-во ответвлений	ед.		0,00	
2.5	Четырехпроводные ответвления	Кол-во ответвлений	ед.		0,00	
2.6	Кабельные линии электропередачи до 1 кВ	Протяженность	км	199,83	5,99	
2.7	Кабельные линии электропередачи 6-10 кВ	Протяженность	км	95,75	3,35	
2.8	Концевые кабельные заделки (воронки)	Кол-во заделок	ед.		0,00	

№ п/п	Наименование функций управления	Фактор влияния	Единица измерения	2025 год предложение ТСО		Комментарии (не будут загружены в БД)
				Количественное значение фактора	Нормативная численность на все УЕ	
2.9	Мачтовые трансформаторные подстанции	Кол-во подстанций	ед	2,00	0,05	
2.10	Закрытые трансформаторные подстанции с одним трансформатором и двухсторонним питанием по высокой стороне	Кол-во подстанций	ед	444,00	11,10	
2.11	Закрытые трансформаторные подстанции с двумя трансформаторами и двухсторонним питанием по высокой стороне	Кол-во подстанций	ед	93,00	2,79	
2.12	Распределительные и фидерные пункты	Кол-во распределительных и фидерных пунктов	ед	1,00	0,01	
2.13	Распределительные пункты с постоянным дежурством персонала				0,00	
2.14	Автоматизированные распределительные пункты и трансформаторные подстанции	Кол-во комплектов АПВ и АВР	ед		0,00	
2.15	Присоединение на напряжение до 20 кВ	Кол-во присоединений	ед		2,75	
2.15.1	с масляным выключателем			863,00	2,16	
2.15.2	с выключателем нагрузки и разъединителем			298,00	0,60	
2.16	Абоненты (потребители) бытового сектора	Кол-во абонентов	ед		0,00	
2.16.1	в домах одноэтажной застройки				0,00	
2.16.2	в многоквартирных домах				0,00	
2.17	Прочие абоненты (потребители)	Кол-во абонентов	ед		0,00	
2.18	Электросчетчики, находящиеся в ремонте	Кол-во электросчетчиков в ремонте	ед		0,00	
2.18.1	однофазные				0,00	
2.18.2	трехфазные				0,00	
2.19	Релейная защита и автоматика	Кол-во устройств			11,77	
2.19.1	масляный выключатель		3 фазы	1 138,00	10,81	
2.19.2	выключатель нагрузки		ед	239,00	0,96	
2.20	Механические мастерские	Количество уе	УЕ	22 988,87	22,99	
	Итого нормативная численность рабочих		чел.		172,72	
	С учетом коэффициента невыходов			1,18		
	С учетом поправочного коэффициента (природно-климатические условия)			1,00		
	Добавить коэффициент					
	Итого нормативная численность рабочих с учетом коэффициентов		чел.		62,41	
	Всего нормативная численность работников ТСО				97,56	

Поскольку нормативная численность, определенная в соответствии с Приказом Госстроя от 03.04.2000 № 68 на основании расчета, представленного предприятием в тарифной заявке, превышает фактическую численность, в соответствии с п. 26 Основ ценообразования плановая численность на долгосрочный период регулирования 2025-2029 гг. принимается в размере 88 чел.

Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» не является членом Отраслевым тарифным соглашением в электроэнергетике Российской Федерации.

Однако, в соответствии с положениями статьи 48 Трудового Кодекса Российской Федерации если работодатели, осуществляющие деятельность в соответствующей отрасли, в течение 30 календарных дней со дня официального опубликования предложения о присоединении к соглашению не представили в федеральный орган исполнительной власти, осуществляющий функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда, мотивированный письменный отказ присоединиться к нему, то соглашение считается распространенным на этих работодателей со дня официального опубликования этого предложения. К указанному отказу должен быть приложен протокол консультаций работодателя с выборным органом первичной профсоюзной организации, объединяющей работников данного работодателя.

Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» не направляло отказ от присоединения к отраслевому тарифному соглашению. Следовательно, расходы по оплате труда на 2025 год рассматриваются на принципах и условиях оплаты труда, регламентированных Отраслевым тарифным соглашением в электроэнергетике Российской Федерации на 2025-2029 годы.

В соответствии с разделом 2 и 8 Отраслевого тарифного соглашения в электроэнергетике производится расчет средней заработной платы для определения фонда оплаты труда, включаемого в базовый уровень подконтрольных расходов долгосрочного периода регулирования предприятия на 2025 год.

Таблица 17
Пл.16

Расчет расходов на оплату труда Западно - Сибирская дирекция
по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2025 год

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Факт за 2023 год	Предложение предприятия на 2025 год	Предлагается к учету РЭК Кузбасса	Примечание
					на 2025 год	
1	Численность					
	Численность ППП	чел.	75	134	88	Фактическая ССЧ с учетом доли на КО-Кузбасс и сторонних потребителей
2.1.	Тарифная ставка рабочего 1 разряда	руб.	41 710	48066,62	11 497	Согласно ОТС в электроэнергетике

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Факт за 2023 год	Предложение предприятия на 2025 год	Предлагается к учету РЭК Кузбасса	Примечание
					на 2025 год	
2.2.	Дефлятор по заработной плате		1,075	1,042	1,058	Прогноз Минэкономразвития от 30.09.2024
2.3.	Тарифная ставка рабочего 1 разряда с учетом дефлятора	руб.	44 838	50 085	12 163,55	
2.5.	Тарифный коэффициент, соответствующий ступени по оплате труда	руб.	1	1	2,08	Усредненное значение в соответствии с рекомендацией ЦОТ-Энерго
2.6.	Среднемесячная тарифная ставка ГПП	руб.	44 838	50 085	25 298	
2.7.	Выплаты, связанные с режимом работы, с условиями труда 1 работника					
2.7.1.	процент выплаты	%	6,53	6,53	12,5	Согласно ОТС в электроэнергетике
2.7.2.	сумма выплат	руб.	2926,64	3269,13	3 162,30	
2.8.	Текущее премирование					
2.8.1.	процент выплаты	%	31,54	31,54	55	Согласно Положению о премировании
2.8.2.	сумма выплат	руб.	15066,72	16829,89	15 653,36	
2.9.	Вознаграждение за выслугу лет					
2.9.1.	процент выплаты	%	0	0	15	Согласно ОТС в электроэнергетике
2.9.2.	сумма выплат	руб.	0	0	3 794,75	
2.10.	Выплаты по итогам года					
2.10.1.	процент выплаты	%	0	0	33	Согласно ОТС в электроэнергетике
2.10.2.	сумма выплат	руб.	0	0	8 348,46	
2.11.	Надбавка за класс квалификации:					
2.11.1.	процент выплаты	%	1,34	1,34	1,34	На уровне, заявленном предприятием
2.11.2.	сумма выплат	руб.	601,77	672,2	381,37	
2.12.	доплата за увеличение зон обслуживания:					
2.12.1.	процент выплаты	%	9,53	9,53	0,00	Увеличение зоны не планируется
2.12.2.	сумма выплат	руб.	4 273,13	4 773,19	0,00	
2.13.	Выплаты по районному коэффициенту и северные надбавки					
2.13.1.	процент выплаты	%	24,20	24,14	30,00	Статья 148 Трудового Кодекса РФ
2.13.2.	сумма выплат	руб.	14 497,79	16 151,18	16 991,58	
2.14.	Итого среднемесячная оплата труда на 1 работника	руб.	82 204,32	91 781,01	73 630,25	
	Итого средства на оплату труда ГПП	тыс. руб.	73 983,89	147 583,86	77 753,54	
	Итого средства на потребление	тыс. руб.	73 983,89	147 583,86	77 753,54	
	Среднемесячный доход на 1 работника	руб.	82 204,32	91 781,01	73 630,25	

В отсутствии данных о фактическом фонде оплате труда, сформированном по результатам отражения затрат предприятия в соответствии с отдельным учетом расходов по регулируемому виду деятельности передача электрической энергии, произведен свод данных по статистической отчетности дистанций электроснабжения П-4 «Сведения о численности и заработной плате работников» за 2023 год, представленных предприятием в составе тарифной заявке.

Расчет фактической средней заработной платы за 2023 год

№ п/п	Наименование подразделения	Общий ФОТ	ФОТ на передачу ЭЭ	Персонал, относящийся на передачу ЭЭ	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	Дирекция	196 197,00	49 147,35	42,1	Определено в доле 25,05%
1	ЭЧ-7 Тайга	246 498,00	72 905,23	81,5	-
2	ЭЧ-8 Инской	23 273,98	5 075,37	6,0	-
3	ЭЧ-16 Кемерово	150 059,00	28 730,80	37,4	-
4	ЭЧ-17 Белово	197 920,00	75 891,00	77,0	-
5	ЭЧ-18 Новокузнецк	248 763,00	69 134,00	74,2	-
6	Всего	1 062 710,98	300 883,75	276,2	

Сложившаяся фактическая средняя заработная плата в доле на сторонних потребителей определяется в следующем размере:

$$300\,883,75 / 276,2 * 12 * 1000 = 90\,780,76 \text{ тыс. руб.}$$

На основании проведенного анализа к учету принимается средняя заработная плата, определенная на основании положений отраслевого тарифного соглашения в электроэнергетике.

Таким образом, плановый фонд оплаты труда работников Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» в части регулируемой деятельности передача электрической энергии, подлежащий включению в базовый уровень подконтрольных расходов на 2025 год рассчитывается исходя из плановой численности персонала в количестве 88 чел. и средней заработной платы в размере 73 630,25 тыс. руб.:

$$88 * 73\,630,25 * 12 / 1000 = 77\,753,54 \text{ тыс. руб.}$$

Расходы по оплате труда, подлежащие включению в НВВ предприятия, снижены относительно предложения предприятия в соответствии с п. 26 Основ ценообразования № 1178.

Прочие расходы

Затраты по данной статье включают в себя:

- ремонт основных фондов;
- оплату работ и услуг сторонних организаций;
- расходы на командировки и представительские;
- расходы на подготовку кадров;
- расходы на страхование;
- другие прочие расходы.

Анализ документальной обоснованности расходов на ремонт основных средств Западно-Сибирской дирекцией по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» на 2025 год

В 2025 году организация переходит на очередной долгосрочный период регулирования тарифов (2025 – 2029 гг.). В соответствии с законодательством, на 2025 год подконтрольные расходы, содержащие отчисления в ремонтный фонд, определяются методом экономически обоснованных расходов. В последствии, на 2026 – 2029 годы подконтрольные расходы, включая затраты на ремонты, будут индексироваться. Организация представила в РЭК программу ремонтного обслуживания на 2025 год, расходы на выполнение которой составляют, по предложению организации, 44 724,07 тыс. руб. Следует отметить, что на 2024 год объем ремонтного фонда, установленный РЭК составляет, 4 007,59 тыс. руб.

Для обоснования планируемых на 2025 год расходов на ремонты организация представила:

- программу ремонтного обслуживания на 2025 год;
- перспективную программу ремонтного обслуживания на 2026-2029 гг.;
- однолинейные схемы ПС, РП и ТП;
- дефектные ведомости;
- локальные сметные расчеты.

Эксперты, проведя анализ соответствия представленной документации требованиям нормативно-правовых актов, учитывая ее объем и качество, считают документально обоснованным в части необходимости и стоимости планируемых ремонтных работ объем финансирования ремонтной программы на 2025 год равным **2 231,29** тыс. руб.

Корректировка предложения предприятия в сторону снижения по объему ремонтного фонда на 2025 год на 42 492,78 тыс. руб. обусловлена следующим:

1. исключением мероприятия (п. 1 ремонтной программы), необходимость выполнения которого документально не подтверждена (отсутствует акт обследования);
2. мероприятия 2, 3, 4 ремонтной программы на сумму 7 437,62 тыс. руб. не являются мероприятиями ремонтной программы, а являются инвестиционными проектами в связи с тем, что планируется полная замена опор и проводов ВЛ 0,4 кВ. Согласно приложению № 83 Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики (далее Правила), утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013, при ремонте ВЛ выполняется сплошная замена опор на участке длиной не более 50% протяженности ВЛ, а замена проводов выполнялась на участке длиной не более 30% протяженности ВЛ. Эксперты считают возможным учесть затраты по мероприятиям 2, 3, 4 в размере 30% от полной плановой величины затрат на ремонт мероприятий в связи с тем, что в этом случае будут соблюдены требования Правил по замене проводов на участке длиной не более 30% протяженности ВЛ.

Подробный перечень замечаний к документальной обоснованности ремонтной программы организации приведен в приложении к настоящему заключению.

Выводы:

По мнению экспертов, документально обоснованная стоимость ремонтной программы Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» на 2025 год составляет **2 231,29** тыс. руб., что ниже предложения предприятия на 42 492,78 тыс. руб. Предприятие планирует выполнять ремонты подрядным способом.

Таблица 19

Анализ документальной обоснованности ремонтной программы Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» на 2025 год

№ п/п нтэ	Наименование объекта (участка)	Способ ремонт а (подряд ; х/с)	Состав работ, физический объем	Количес тво, (объект, км)	Стоимость, тыс. руб. (без НДС)	Наименование документов, обосновывающих:		Замечания	Стоимость, по мнению экспертов, тыс. руб.
						стоимость ремонта	необходим ость ремонта		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Здание тяговой подстанции ст. Иверка	подряд	капитальный ремонт	1	37 286,45	сводные и локальные сметные расчеты	не представле но	1. В задании на проектирование источником финансирования являются эксплуатационные расходы (кап. ремонт), средства ОАО "РЖД" (стр. 12 ПЗ проекта). 2. Не представлена дефектная ведомость ФОРУ-18 и технический акт обследования объекта кап. ремонта (стр. 15 ПЗ проекта).	0,00
2	ЛЭП- 0,4 кВ от КТП 40кВа № 639, рзд. 64 км	подряд	капитальный ремонт ЛЭП, 63 км 10 пк-66 км 7 пк	3,6	1 738,84	сметный расчет	акт обследован ия объекта	при ремонте ВЛ выполнялась сплошная замена опор на участке длиной не более 50% протяженности ВЛ, а замена проводов выполнялась на участке длиной не более 30% протяженности ВЛ.	521,65
3	ЛЭП- 0,4 кВ от КТП 40 кВА 10/0,4 кВ № 402, ст. Арлюк	подряд	капитальный ремонт ЛЭП, 39 км 2 пк-41 км 5 пк	2,3	1 013,30	сметный расчет	акт обследован ия объекта		303,99
4	ЛЭП- 0,4 кВ, оп. Дуброво	подряд	капитальный ремонт ЛЭП	2,4	4 685,48	сметный расчет	акт обследован ия объекта		1 405,64
	Итого				44 724,07				2 231,29

Анализ документальной обоснованности расходов на ремонт основных средств Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» за 2023 год

Ремонтный фонд организации на 2023 год, утвержденный РЭК Кузбасса, составляет 4 073,51 тыс. руб. (Постановление РЭК Кузбасса от 30.11.2022 № 957).

Организация представила в РЭК Кузбасса отчет об исполнении ремонтной программы за 2023 год, направленный через региональный сегмент ЕИАС (Приложение 1), от имени начальника Западно-Сибирской дирекции И.А. Фесак. Письмом от 22.03.2024 № ИСХ-2863/З-СИБ НТЭ был представлен второй отчет о выполнении ремонтной программы за 2023 год, подписанный электронной подписью заместителем Западно-Сибирской дирекции А.А. Васильцовым с приложением реестров актов приемки по ремонтной программе по ПС Падунская, Иверка, Ижморская, Берикульская, Пихтач, Тальжино (Приложение 2).

По первому отчету стоимость фактически выполненных капитальных ремонтных работ по объектам «Сооружение открытого распределительного устройства, Тайга» и «Распределительное устройство 110 Кузель» составляет **6 516,78** тыс. руб.

По второму отчету стоимость фактически выполненных капитальных ремонтных работ по объектам ПС Падунская, Иверка, Ижморская, Берикульская, Пихтач, Тальжино составляет **55 688,64** тыс. руб.

В качестве обоснования понесенных расходов на ремонты за 2023 год организацией по первому отчету никакие обосновывающие документы не представлены, а по второму отчету представлен реестр актов приемки выполненных работ по ремонтной программе по ПС Падунская, Иверка, Ижморская, Берикульская, Пихтач, Тальжино.

РЭК Кузбасса письмом от 06.03.2024 № М-5-30/794-02 запросила отчетные материалы об исполнении ремонтной программы за 2023 год, а именно: «К отчету по инвестиционной и ремонтной программам необходимо приложить документы, подтверждающие фактическую реализацию мероприятий, указанные в реестрах актов приемки». Однако, самих актов приемки выполненных работ по ремонтной программе представлено не было, что не позволяет учесть затраты организации.

Экспертная группа, рассмотрев перечисленные выше документы, считает стоимость реализованных в 2023 году мероприятий ремонтной программы, указанных в отчетах, документально обоснованной в размере 0,0 тыс. руб.

Таблица 20

Анализ документальной обоснованности первого отчета о выполнении Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению структурного подразделения Трансэнерго филиала ОАО «РЖД» ремонтной программы за 2023 год

№ п.п.	Наименование объекта, мероприятия	Способ ремонта (подряд; х/с)	Утвержденный РЭК на 2023 год объем ремонта, без НДС, тыс. руб.	Фактическое выполнение в части передачи электроэнергии за 12 месяцев 2023 года, тыс. руб.	Акт о приемке выполненных работ КС-2 и товарная накладная на давальческие материалы (при наличии)			Комментарий эксперта	Стоимость по мнению эксперта
					Номер и дата	Стоимость по акту без НДС, тыс. руб.	6		
1	2		3	4	5	6	7		8
1	Всего по компании		4 073,51	6 516,78					0
1.1	в т.ч. капитальный ремонт		4 073,51	6 516,78					0
1.1.1	Сооружение открытого распределительно го устройства, Тайга	подряд	3 055,13	5 151,78				Не представлены документы, обосновывающие величину затрат на ремонт	0
1.1.2	Распределительное устройство 110 Кузель	подряд	1 018,38	1 365,00				Не представлены документы, обосновывающие величину затрат на ремонт	0
1.2	в т.ч. текущий ремонт	0	0	0	0	0	0	0	0

Оплата работ и услуг сторонних организаций

Услуги связи

Расходы на услуги связи включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 2) пункта 28 Основ ценообразования. К расходам на услуги связи относятся затраты на междугородную, международную, внутризоновую телефонную связь и подвижную радиотелефонную связь.

Предприятие заявляет расходы по статье на 2025 год в сумме 23,84 тыс. руб. Реестр по видам и поставщикам заявленных услуг связи предприятием не представлено. В обоснование предприятием предоставлены в томе 6, файл обосновывающие документы (прочие услуги), папка «Связь» следующие документы:

- извещения от Новосибирской дирекции связи о внутрихозяйственных расчетов по передаче затрат в отношении услуг связи по централизованным договорам;

- ежемесячный свод фактических затрат за 2023 год в разрезе дистанций электроснабжения.

По представленному своду затрат по услугам связи проведен анализ и фактически отраженные в учете расходы представлены в таблице ниже.

Таблица 21

Анализ расходов на оплату услуг связи за 2023 год

№ п/п	Наименование подразделения	Стоимость услуг, тыс. руб.	Доля расходов в границах КО-Кузбасса, %	Стоимость услуг, предлагаемая к учету, тыс. руб.
1	ЭЧ-7 Тайга	33,74	84,36	28,47
2	ЭЧ-8 Инской	57,07	11,22	6,41
3	ЭЧ-16 Кемерово	43,05	100	43,05
4	ЭЧ-17 Белово	41,77	100	41,77
5	ЭЧ-18 Новокузнецк	34,95	100	34,95
6	Дирекция	84,75	25,05	21,23
Итого		295,29	-	175,88
Доля на передачу ЭЭ факт - 26,47%		-	-	46,56

Экспертами проведен расчет затрат в соответствии с п. 11 Методических указаний 98-э с учетом индексов-дефляторов, определенных Прогнозом Минэкономразвития от 30.09.2024 на 2023/2024гг. и 2024/2025 гг.:

$$46,56 * 1,08 * 1,058 = 53,20 \text{ тыс. руб.}$$

Учитывая заявленный предприятием размер расходов на оплату услуг связи ниже расчетного уровня, эксперты предлагают включить в необходимую валовую выручку на 2025 год в сумме **23,84** тыс. руб., не превышающем объем

средств экономически обоснованный, сложившийся за предыдущий период регулирования.

Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства

Расходы по статье включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 2) пункта 28 Основ ценообразования.

Предприятие заявляет плановые расходы по охране объектов в составе базового уровня подконтрольных расходов на 2025 год в размере 248,94 тыс. руб.

В обоснование планируемых затрат Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» в том 6 тарифной заявки, файл обосновывающие документы (прочие услуги), папка «АУР», папка «ОхрОб» разместила акты выполненных работ по обеспечению функций контроля передвижения физических лиц по адресу г. Новосибирск, ул. Октябрьская, 2/1 за 2023 год, выставляемых поставщиком услуг ежемесячно. Регулирующий орган отмечает нецелесообразность учета указанных затрат по охране объекта в регулируемой деятельности, так как здание находится вне границ региона.

Красноярская дирекция по энергообеспечению разместила в том 8 тарифного дела в качестве обосновывающих документов договор от 18.02.2023 № 2357-ОКЭ-КРАС-22-1-1 на оказание услуг по охране объектов, заключенный в результате проведения торгов, а также расчет плановых расходов по данной статье на 2025 год в размере 279,14 тыс. руб.

Однако, представленным договором определена сумма расходов только на 1 квартал 2025 год в размере 142,42 тыс. руб., поскольку действие договора заканчивается 31 марта 2025 года.

Следовательно, экономически обоснованные плановые расходы в доле на сторонних потребителей определены в следующем объеме:

$$142,42 * 30,62\% = 43,61 \text{ руб.}$$

Учитывая объем и содержание представленных обосновывающих документов, фактические расходы предприятия по данной статье за предыдущий отчетный период, по мнению экспертов, расходы на услуги вневедомственной охраны подлежат включению в базовый уровень подконтрольных расходов на 2025 год в экономически обоснованном размере в сумме 43,61 тыс. руб.

Расходы на юридические и информационные услуги

Расходы по статье включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 2) пункта 28 Основ ценообразования.

Предприятие заявляет на 2025 год расходы на информационные услуги в сумме 6,29 тыс. руб. В обоснование предприятием представлены универсальные передаточные документы на 72,69 тыс. руб. в количестве двух копий на размещение информации в издательском доме «Гудок», которая не относится к регулируемой деятельности передача электрической энергии, следовательно,

указанные расходы не учитываются в составе базового уровня подконтрольных расходов регулируемого предприятия на 2025 год.

Расходы на аудиторские и консультационные услуги

Предприятие заявляет на 2025 год расходы на консультационные услуги в разном объеме:

- в Пояснительной записке на стр. 41 в размере 83,00 тыс. руб.;
- в таблице «Долгосрочные 2025-2029 годы» в размере 142,17 тыс. руб.
- в шаблоне ЕИАС ENERGY.CALC.NVV размере 400,00 тыс. руб.

При этом обосновывающих документов в тарифной заявке не представлено. Следовательно, заявленные расходы не подлежат учету в составе базового уровня подконтрольных расходов предприятия на 2025 год.

Расходы на услуги транспорта

В пояснительной записке предприятия на стр. 45 указано, что при расчете ожидаемых затрат на оказание автотранспортных услуг для производства работ по обслуживанию и ремонту устройств электроснабжения, в т.ч. и для сторонних потребителей на 2025 год приняты фактические расходы за 2023 год, увеличенные на ИПЦ Минэкономразвития России:

2024/2023 – 107,2%;

2025/2024 – 104,2%.

Однако, размер заявленных расходов на транспортные услуги текст пояснительной записки не содержит.

В приложениях к пояснительной записке в таблице «Долгосрочные 2025-2029» заявлены расходы на услуги автотранспорта в сумме 303,27 тыс. руб., такой же размер автотранспортных услуг содержит вкладка «ППР» шаблона ЕИАС ENERGY.CALC.NVV на 2025 год, при этом фактические расходы за 2023 год предприятием определены в размере 164,75 тыс. руб. Увеличение плановых расходов с коэффициентом в 1,84 (303,27/164,75) предприятием не поясняется.

В обоснование заявленных расходов Западно - Сибирской дирекцией по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» в папке № 6 тарифного дела представлен договор оказания автотранспортных услуг с ООО «РесурсТранс» от 30.12.2022 № 2030/ОКЭ-ЦАТ/22/12/1, заключенного по результатам проведения открытого конкурса, а также первичные документы (акты, счета-фактуры и расчеты к актам), которые в том числе содержат затраты по дистанциям энергоснабжения, относящиеся к Кемеровской области-Кузбасса.

Проведенный анализ представленных документов в полной мере подтверждает понесенные фактические экономически обоснованные расходы в заявленном размере предприятия в сумме 164,75 тыс. руб.

Экспертами проведен расчет затрат в соответствии с п. 11 Методических указаний 98-э с учетом индексов-дефляторов, определенных Прогнозом Минэкономразвития от 30.09.2024 на 2023/2024гг. и 2024/2025 гг.:

$$164,75 * 1,072 * 1,058 = 186,86 \text{ тыс. руб.}$$

Учитывая заявленный предприятием размер расходов на автотранспортные услуги выше расчетного уровня по представленным первичным документам, эксперты предлагают включить в необходимую валовую выручку на 2025 год в сумме 186,86 тыс. руб., не превышающем объем средств экономически обоснованный в доле на передачу на сторонних потребителей, сложившийся за предыдущий период регулирования.

Прочие услуги сторонних предприятий

В пояснительной записке предприятия определено, что в части плановых затрат Красноярской дирекции заявляются в том числе и расходы на прочие услуги сторонних организаций в сумме 414,60 тыс. руб. без расшифровки содержания данных расходов.

В приложениях к пояснительной записке таблица «Долгосрочные 2025-2029» содержит плановые расходы на прочие услуги сторонних организаций в сумме 1 385,88 тыс. руб., такой же размер указанных услуг содержит вкладка «ППР» шаблона ЕИАС ENERGY.CALC.NVV на 2025 год, при этом состав таких услуг предприятием не раскрыт.

В целях разъяснения состава расходов по прочим услугам сторонних организаций регулирующим органом сформирован запрос от 12.07.2024 № М-4-25/2480-02 на предоставление реестр и расшифровки статьи расходов «Прочие услуги сторонних организаций с указанием размещения обосновывающих документов на страницах и томах тарифного дела.

Ответа с разъяснениями от предприятия не последовало, ранее в предыдущих периодах по указанной статье фактические расходы предприятием не раскрывались. Следовательно, плановые расходы по статье «Прочие услуги сторонних организаций» экономически не обоснованы и не подлежат учету в базовом уровне подконтрольных расходов на 2025 год.

Расходы на командировки и представительские

Расходы по статье включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 6 пункта 28 Основ ценообразования. Предприятие предлагает учесть расходы на командировки и представительские расходы в различном размере:

- в Пояснительной записке в разрезе подразделений на стр. 41-45 в размере 2 546,41 тыс. руб.;
- в таблице «Долгосрочные 2025-2029 годы» в размере 1 087,53 тыс. руб.
- в шаблоне ЕИАС ENERGY.CALC.NVV в размере 1 087,53 тыс. руб.

В обоснование расходов представлены следующие документы:

- реестры-расшифровки командировочных расходов по Кемеровской и Новокузнецкой дистанциям электроснабжения Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго за 2023 год;

- авансовые отчеты, приказы о направлении в командировку, служебные записки о выполнении командировочного задания, автобусные и железнодорожные билеты, счета и чеки за проживание.

Согласно представленным реестрам, отсутствует возможность определения должности сотрудника и цели направления персонала в командировку, а также необходимость такого выезда от осуществления основной производственной деятельности, связанной с обеспечением услуг по передаче электрической энергии в границах Кемеровской области-Кузбасса.

Поскольку представленные предприятием обосновывающие документы не отражают цели и необходимость направления сотрудников в командировку, а также не выделены расходы в целях осуществления регулируемой деятельности от расходов по основной деятельности перевозка железнодорожным грузовым и пассажирским транспортом, регулирующим органом в целях обоснования фактических расходов от оказания услуг по передаче электрической энергии за 2023 год сформирован запрос от 12.07.2024 № № М-4-25/2480-02 о предоставлении приказов о направлении работников в командировку и реестра расходов на командировки в соответствующей прилагаемой форме в доле границ Кемеровской области-Кузбасс для определения раздельного учета затрат по регулируемой деятельности.

В нарушение п. 5 Основ ценообразования № 1178 предприятие в ответ на запрос предоставило реестры в том же формате, что и ранее, который не позволяет провести анализ соответствия определенной должности, подразделения, необходимости и цели направления сотрудника в командировку.

Так как ни фактические, ни плановые командировочные расходы предприятия в рамках осуществления регулируемой деятельности экономически не обоснованы и процесс осуществления услуг по передаче электрической энергии напрямую не связан с выездами вне пределов Кемеровской области-Кузбасс, а также возможностью проведения повышения квалификации посредством онлайн связи, установлено отсутствие возможности учета данных затрат в базовом уровне подконтрольных расходов на 2025 год.

Расходы на подготовку кадров

Расходы по статье включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 7) пункта 28 Основ ценообразования.

Предприятие заявляет на первый год долгосрочного периода регулирования 2025 год плановые расходы по данной статье в сумме 1 144,03 тыс. руб. В обосновании в томе № 6 папка «Обучение» представлены расшифровки к извещению с указанием номера и дата, наименованием затрат - обучение, переподготовка кадров и суммой расхода.

По представленному документу отсутствует возможность определения должности сотрудника, подразделения, цели обучения и отношения к осуществлению конкретного вида деятельности Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго.

В связи с этим обстоятельством регулирующим органом в целях обоснования фактических расходов от оказания услуг по передаче электрической энергии за 2023 год сформирован запрос от 12.07.2024 № М- 4- 25/2480-02 о предоставлении приказов о направлении сотрудника на обучение, заключенные договоры на оказание образовательных услуг, акты оказанных услуг, а также реестр расходов на повышение квалификации и обучение работников по соответствующей прилагаемой форме.

Ответа с разъяснениями и приложением обосновывающих документов от предприятия не последовало, ранее в предыдущих периодах по указанной статье фактические расходы предприятием не раскрывались. Следовательно, плановые расходы по статье «Расходы на подготовку кадров» экономически не обоснованы и не подлежат учету в базовом уровне подконтрольных расходов на 2025 год.

Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности

Расходы по статье включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 11) пункта 28 Основ ценообразования.

Предприятие заявляет на 2025 год расходы по данной статье в сумме 72,66 тыс. руб. по прогнозным расходам на долгосрочный период регулирования 2025-2029 гг. Фактические расходы за 2023 год составили 61,83 тыс. руб.

В обоснование предприятием в том № 6 папка «МедУсл» представлены следующие документы:

- реестры проведения периодических медицинских работников предприятия по дистанциям электроснабжения с указанием должности, специальности врача, исследований и стоимости услуг;
- реестры проведения предрейсовых и послерейсовых осмотров водителей по дистанциям электроснабжения с указанием должности и стоимости услуг;
- сводный реестр выполненных медицинских услуг ЧУЗ «РЖД-Медицина» г. Кемерово.

Проведенный анализ представленных документов в полной мере подтверждает понесенные фактические экономически обоснованные расходы в заявленном размере предприятия в сумме 61,83 тыс. руб.

Экспертами проведен расчет затрат в соответствии с п. 11 Методических указаний 98-э с учетом индексов-дефляторов, определенных Прогнозом Минэкономразвития от 30.09.2024 на 2023/2024гг. и 2024/2025 гг.:

$$61,83 * 1,08 * 1,058 = 70,65 \text{ тыс. руб.}$$

Учитывая заявленный предприятием размер расходов на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности выше расчетного уровня по представленным первичным документам, эксперты предлагают включить в необходимую валовую выручку на 2025 год в сумме 70,65 тыс. руб., не превышающем объем средств экономически обоснованный в доле на

передачу на сторонних потребителей, сложившийся за предыдущий период регулирования.

Расходы на страхование

Расходы по статье включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 8) пункта 28 Основ ценообразования.

Предприятие заявляет на 2025 год расходы на страхование в сумме 123,23 тыс. руб.

В обоснование фактических и плановых расходов предприятием в томе 6 папка «Страхование», а также в томе 8 архивный файл «10. Работы и услуги непроизводственного характера» папка «Страхование имущества» представлены следующие копии документов:

- договор на оказание услуг по страхованию имущества от 06.09.2022 № 4950866 с СПАО «Ингосстрах»;

- договор на оказание услуг по страхованию имущества от 07.03.2023 № 5338468 с СПАО «Ингосстрах»;

- страховой полис на застрахованное имущество сроком действия с 06.09.2022 по 05.09.2023 на 359 объектов, в числе которых трансформаторные подстанции и линии электропередач

- выгрузки из системы бухгалтерского учета в разрезе объектов страхования и дистанций электроснабжения за 2023 год.

Фактические затраты на страхование имущества за 2023 год определены предприятием в доле на сторонних потребителей в размере 63,41 тыс. руб.

Красноярской дирекцией по энергообеспечению также заявлено страхование имущества на сумму 147,71

Проведенный анализ представленных документов в полной мере подтверждает понесенные фактические экономически обоснованные расходы в заявленном размере предприятия в сумме 63,41 тыс. руб.

Экспертами проведен расчет затрат в соответствии с п. 11 Методических указаний 98-э с учетом индексов-дефляторов, определенных Прогнозом Минэкономразвития от 30.09.2024 на 2023/2024 гг. и 2024/2025 гг.:

$$(63,41 + 147,71) * 1,072 * 1,058 = 239,45 \text{ тыс. руб.}$$

Учитывая заявленный предприятием размер расходов на страхование не выше расчетного уровня по представленным первичным документам, эксперты предлагают включить в необходимую валовую выручку на 2025 год в сумме 123,23 тыс. руб., не превышающем объем средств экономически обоснованный в доле на передачу на сторонних потребителей, сложившийся за предыдущий период регулирования.

Другие прочие расходы

Расходы по статье включаются в необходимую валовую выручку на основании подпункта 11) пункта 28 Основ ценообразования. По данной статье предприятием не представлены расшифровок либо иных сведений в разрезе подстатей.

В шаблоне ЕИАС ENERGY.CALC.NVV и таблице «Долгосрочные 2025-2029» предприятие заявляет плановые затраты по статье «Другие прочие расходы» на 2025 год в сумме 525,92 тыс. руб., фактически сложившиеся расходы за 2023 год в размере 168,39 тыс. руб.

Так как содержание видов расходов по данной статье предприятием не раскрывается регулирующим органом сформирован дополнительный запрос от 12.07.2024 № М-4-25/2480-02 на предоставление реестра и расшифровки с указанием страниц и тома тарифного дела, где размещены обосновывающие документы, по статье «Другие прочие расходы»

Ответа с разъяснениями от предприятия не последовало, ранее в предыдущих периодах по указанной статье фактические расходы предприятием не раскрывались. Следовательно, плановые расходы по статье «Прочие услуги сторонних организаций» экономически не обоснованы и не подлежат учету в базовом уровне подконтрольных расходов на 2025 год.

Таким образом подконтрольные расходы, относящиеся на себестоимость оказываемых услуг по передаче электрической энергии, определенные на основании п.11 Методических указаний 98-э, составят 87 657,63 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 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»)

В обоснование расходов предприятием представлен договор с ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.12.2017 №1387/П в электронном виде (тарифное дело, папка 3, на 104 листах), согласование с ПАО «ФСК ЕЭС» объемов услуг от 21.03.2022 №М2/26/360 (получено посредством электронной почты). Предприятие планирует расходы по данной статье на 2024 год в сумме 2 896,62,28 тыс. руб. (пояснительная записка, стр. 50-54 и формат шаблона ЕИАС ENERGY.CALC.NVV.TSO).

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 осуществляет системообразующая сетевая территориальная организация.

Фактические затраты на оплату услуг по передаче электроэнергии по магистральным сетям (ПАО «ФСК ЕЭС») Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» за 2023 год экономически обоснованы, подтверждены первичными документами в сумме 7 714,25 тыс. руб. В качестве подтверждения указанных расходов представлены копии первичных документов (том 2, акты, сч. ф. ФСК), пояснения в составе пояснительной записке (пояснительная записка, стр. 64).

**Фактические расходы по оплате услуг ПАО «ФСК ЕЭС»
за 2023 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	2,392	240 909,33	22,277	2 420,22	576,26	53,92	630,170
февраль	2,392	240 909,33	19,483	2 236,31	576,26	43,57	619,825
март	2,392	240 909,33	19,509	3 060,60	576,26	59,71	635,964
апрель	2,392	240 909,33	18,257	2 702,56	576,26	49,34	625,596
май	2,392	256 086,62	17,040	2 422,85	612,56	41,29	653,845
июнь	2,392	256 086,62	15,472	1 865,63	612,56	28,87	641,424
июль	2,392	256 086,62	15,223	2 075,91	612,56	31,60	644,161
август	2,392	256 086,62	15,501	2 168,92	612,56	33,62	646,180
сентябрь	2,392	256 086,62	16,220	2 149,71	612,56	34,87	647,427
октябрь	2,392	256 086,62	17,120	2 515,99	612,56	43,07	655,633
ноябрь	2,392	256 086,62	18,797	2 339,77	612,56	43,98	656,540
декабрь	2,392	256 086,62	20,697	2 170,64	612,56	44,93	657,485
2023г.	16,744		215,60		7 205,49	508,76	7 714,250

На 2023 год затраты по статье «Плата ФСК ЕЭС» предприятию утверждены в сумме 16 907,94 тыс. руб. (Постановление РЭК Кузбасса от 30.11.2022 № 957). Предлагается недоиспользованные средства по указанной статье в сумме 9 193,69 (16 907,94 – 7 714,25) тыс. руб., исключить из необходимой валовой выручки 2025 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 2025 год расходы по данной статье в доле на сторонних потребителей в сумме 21 118,56 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 2023 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.

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2025 год

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 1 249,66 млн. кВтч.

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	2023 год
НТЭ	АО "Новосибирскэнергосбыт"	административное здание ул. Октябрьская д.2/1	1528831 (новый плу)	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	8 160	7 860	16 022
НТЭ	АО "Новосибирскэнергосбыт"	административное здание ул. Октябрьская д.2/1	1528478 (новый плу)	7 680	7 680	7 560	6 960	7 440	7 620	7 560	7 680	7 500	7 680	0	0	75 360
5	ОАО "Новосибирскэнергосбыт"	корректировки		2 500	1 200	0	650	0	0	0	0	0	0	0	0	4 350
Расход электроэнергии всего, кВтч				10 180	8 880	7 562	7 610	7 440	7 620	7 560	7 680	7 500	7 680	8 160	7 860	95 732
Доля затрат, относящихся на передачу электроэнергии в границах Кемеровской области				25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	25,02%	-
Тариф, руб./ кВтч				5,24476	5,76170	5,38598	5,36714	5,32456	5,42274	5,32006	5,17080	5,40679	5,09258	5,34286	5,22177	-
Стоимость электроэнергии по административному зданию НТС, тыс. руб.				13,359	12,801	10,190	10,219	9,912	10,339	10,123	9,936	10,146	9,786	10,908	10,269	128
ЭЧ-7	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	НТЭЛ-3.1 ЭЧ-7 контора	1110135905	2 643	2 195	2 117	1 871	1 682	1 722	1 662	1 809	1 842	2 099	2 646	3 324	25 612
ЭЧ-7	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	НТЭЛ-3.1 ЭЧ-7 контора	1110136006	4 275	3 764	3 780	3 644	3 976	4 318	4 189	4 426	4 370	4 340	4 457	5 364	50 903
Доля затрат, относящихся на передачу электроэнергии в границах Кемеровской области				84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	84,36%	
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%	
Объем потребления ЭЧ-7 с учетом распределения, кВтч				1 885	1 624	1 607	1 503	1 542	1 646	1 594	1 699	1 693	1 755	1 935	2 367	20 849
ЭЧ-16	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	Кемерово КТПНС-395 Админ.здания	7200123317	111 598	92 142	71 637	61 560	13 560	4 440	5 160	6 000	19 800	53 300	67 680	106 431	613 308
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%	
Объем потребления ЭЧ-16 с учетом распределения, кВтч				31 035	25 625	19 922	17 120	3 771	1 235	1 435	1 669	5 506	14 823	18 822	29 598	170 561
ЭЧ-17	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	Белово, АБК ЭЧ-17, Эл.Котельная	305070061	39 540	32 298	33 485	30 845	11 470	6 447	1 013	725	2 834	9 373	40 265	60 830	269 125
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%	
Объем потребления ЭЧ-17 с учетом распределения, кВтч				16 488	13 468	13 963	12 862	4 783	2 688	422	302	1 182	3 909	16 791	25 366	112 225
ЭЧ-18	ООО "РУСЭНЕРГОСБЫТ"	ЭЧ-18, контора ст.Новокузнецк, ул.Железнодорожная,1 А	305078032	53 767	46 657	34 852	27 480	7 580	2 060	2 520	2 480	7 780	26 241	39 480	47 705	298 602
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%	
Объем потребления ЭЧ-18 с учетом распределения, кВтч				18 383	15 952	11 916	9 395	2 592	704	862	848	2 660	8 972	13 498	16 310	102 092
Расход электроэнергии всего, кВтч				67 792	56 669	47 408	40 880	12 687	6 273	4 313	4 518	11 041	29 458	51 046	73 642	405 727
Тариф, руб./ кВтч				4,31918	4,81871	4,48050	4,53158	4,53835	4,45618	4,35157	4,08523	4,42363	4,16140	4,43332	4,37403	
Стоимость электроэнергии по административным зданиям НТЭЛ, ЭЧ, тыс. руб.				292,80	273,07	212,41	185,25	57,58	27,95	18,77	18,46	48,84	122,59	226,30	322,11	1 806,14
Стоимость электроэнергии по административным зданиям, относящимся на передачу электроэнергии в границах Кемеровской области всего, тыс. руб.				306,163	285,872	222,603	195,472	67,491	38,293	28,893	28,392	58,986	137,371	237,212	332,382	934,131

Фактические расходы на оплату электрической энергии на хозяйственные нужды за 2023 год (таблица 23) экономически обоснованы и документально подтверждены, принимаются к учету в доле на сторонних потребителей в размере 26,47% на сумму 511,97 ($1\,934,13 * 26,47\%$) 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 2025 год в сумме 585,00 ($511,97 * 1,08 * 1,058$) тыс. руб., не превышающем объем средств экономически обоснованный в доле на передачу на сторонних потребителей, сложившийся за предыдущий период регулирования с учетом применения ИПЦ 2023/2024 и 2024/2025 прогноза Минэкономразвития от 30.09.2024.

Налоги

Налог на имущество

Порядок исчисления и уплаты налога на имущество устанавливается 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 2025 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 2025 год:

- в тарифном деле в сумме 12 495,01 ($39\,268,40 * 31,82\%$) тыс. руб. (пояснительная записка, стр. 56-62);
- в формате шаблона ЕИАС ENERGY.CALC.NVV.TSO также в сумме 12 495,01 тыс. руб.

В обоснование расходов представлены следующие документы:

- расчеты налога на имущество от сводной остаточной стоимости по дистанциям электроснабжения без указания наименований, даты ввода в эксплуатацию, первоначальной и остаточной стоимости и других обязательных

реквизитов для проведения контрольного расчета в составе пояснительной записке;

- данные бухгалтерского учёта по остаточной стоимости основных средств в разрезе дистанций Кемеровской области в динамике по состоянию на 01.01.2024 и на 01.01.2025 на электронном носителе и в составе пояснительной записке.

При этом, заявленные расходы по налогу на имущество подразделяются на прямые и косвенные в части среднегодовой стоимости имущества, без указания документа в соответствии с которым происходит подобное определение и доли отнесения к определенной группе затрат.

Так на основании данных, заявленных предприятием на предлагаемые к включению в НВВ на 2025 год расходы на уплату налога на имущество (стр. 57-62 Пояснительной записки) сумма налога до определения доли на сторонних потребителей сложилась в сумме 60 955,99 тыс. руб., что и представлено в таблице 24.

Таблица 24

Расчёт налога на имущество по подразделениям по данным предприятия на 2025 год

№ п/п	Наименование подразделений	Среднегодовая ОС (прямые затраты)	Среднегодовая ОС (косвенные затраты)	Общая среднегодовая ОС имущества, руб.	Ставка налога	Сумма налога
1	Дирекция по Кемеровской области	1 135,70	28 372,38	29 508,08	2,20%	649,18
2	Белово ЭЧ-17	824 689,48	45 082,78	869 772,26	2,20%	19 134,99
3	Инской ЭЧ-8	214 627,03	130 954,28	345 581,31	2,20%	7 602,79
3	Кемерово ЭЧ-16	552 419,32	97 854,95	650 274,27	2,20%	14 306,03
4	Новокузнецк ЭЧ-18	101 580,26	711 889,01	813 469,27	2,20%	17 896,32
5	Тайга ЭЧ-7	53 700,46	8 421,40	62 121,86	2,20%	1 366,68
6	Итого, руб.	1 748 152,25	1 022 574,80	2 770 727,05	2,20%	60 955,99

Однако, на стр. 62 Пояснительной записки в таблице 45 «Сводные данные налога на имущество границах Кузбасса по Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению» сумма налога до определения доли на сторонних потребителей определена в размере 38 861,90 тыс. руб., что ниже ранее представленных заявленных расходов на 22 094,09 (60 955,99 – 38 861,90) тыс. руб.

Следовательно, определить обоснованный размер заявленных плановых расходов по налогу на имущество, а также состав и принадлежность к недвижимому имуществу не представляется возможным.

В целях предотвращения двойного учета одних и тех же расходов в связи с отсутствием в тарифном деле расчета расходов по налогу на имущество в разрезе объектов основных средств, относящихся к электросетевому комплексу, участвующем в осуществлении регулируемой деятельности, и свидетельств о регистрации имущества, подтверждающих принадлежность к

недвижимому имуществу в расчет плановой налогооблагаемой базы по налогу на имущество принята среднегодовая стоимость зданий и линий электропередач, являющихся объектами налогообложения как недвижимое имущество, связанное с земельным участком, непосредственно относящееся к регулируемой деятельности передача электрической энергии на основании представленного предприятием пообъектного расчета амортизации в границах Кузбасса на 2025-2029 годы.

С учётом вышеизложенного, по мнению экспертов, налог на имущество подлежит включению в необходимую валовую выручку на 2025 год в экономически обоснованном размере в сумме 2 467,52 тыс. руб.

Таблица 25

**Расчёт налога на имущество по подразделениям по расчетам эксперта
на 2025 год**

№ п/п	Наименование подразделений	Среднегодовая остаточная стоимость недвижимого имущества, руб.	Ставка налога	Сумма налога	На потребительский рынок	налог на потребительский рынок
1	Дирекция по Кемеровской области	0,00	2,20%	0,00	30,62%	0,00
2	Белово ЭЧ-17	51 106 894,62	2,20%	1 124 351,68	30,62%	344 276,28
3	Кемерово ЭЧ-16	76 148 917,42	2,20%	1 675 276,18	30,62%	512 969,52
4	Новокузнецк ЭЧ-18	102 964 974,3	2,20%	2 265 229,44	30,62%	693 613,12
5	Тайга ЭЧ-7	23 695 621,03	2,20%	521 303,66	30,62%	159 622,98
6	Инской ЭЧ-8	98 865 752,43	2,20%	2 175 046,55	30,62%	665 999,09
7	Красноярская дирекция	4 421 796,37	2,20%	97 279,52	30,62%	29 786,99
	Итого, тыс. руб.	357 203,82	2,2%	7 858,485		2 467,52

На 2023 год (Постановление РЭК Кузбасса от 30.11.2022 № 957) расходы на оплату налога на имущество утверждены в сумме 4 274,96 тыс. руб. Декларация по налогу на имущество за 2023 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 в части обоснования амортизационных отчислений представлен пообъектный перечень основных средств за 2023 год, в том числе указана остаточная стоимость имущества на 01.01.2024. Проведен расчет налога по основным средствам, относящиеся к недвижимому имуществу, непосредственно участвующему в регулируемой деятельности передача электрической энергии в границах Кемеровской области-Кузбасса. Таким образом, фактические экономически

обоснованные затраты по уплате налога на имущество за 2023 год определены в сумме 2 816,34 тыс. руб.

*Предлагается неизрасходованные средства в размере 1 458,62 тыс. руб. исключить из необходимой валовой выручки 2025 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 2023 году в сумме 489,75 тыс. руб., на передачу электрической энергии, в том числе сторонним потребителям в доле 27,34% - 133,90 тыс. руб.

Предприятием представлены в качестве обоснования налоговые декларации (том 6, по налоговым инспекциям Кемеровской области-Кузбасса) и таблица 48 в пояснительной записке (стр. 63).

По листам налоговых деклараций определен состав автотранспортных средств, соответствующий производственному назначению

В отсутствии реестра собственного автотранспорта и расчета фактических и плановых расходов по транспортному налогу за 2023 год и на 2025 год экономически обоснованные фактические расходы за 2023 год по транспортному налогу определяются суммарно по исчисленным расходам за 2023 год, отраженных в листах налоговых деклараций по каждому объекту автотранспорта, подтверждающих использование определенных видов транспорта в процессе осуществления регулируемой деятельности в доле в границах Кемеровской области-Кузбасса и на сторонних потребителей.

Таблица 26

Расходы по транспортному налогу за 2023 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	132,58	26,47%	35,10
2	4205	Кемерово ЭЧ-16	96,09	26,47%	25,44
3	4212	Белово ЭЧ-17	107,21	26,47%	28,38
4	4246	Тайга ЭЧ-7	158,86	84,36%/26,47%	35,48
	Всего		494,74		124,40

На 2025 год в главу 28 «Транспортный налог» Налогового кодекса РФ внесения изменений не планируется.

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.

На 2023 год расходы на оплату транспортного налога предприятию не утверждались.

Предлагается перерасход средств по данной статье в размере 124,40 тыс. руб. включить в необходимую валовую выручку 2025 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 производятся на основании главы 34 Налогового кодекса РФ. Согласно статье 425 закона на 2025 год:

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

Указанные ставки применяются 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 Фондом социального страхования присвоен 3 класс профессионального риска, что соответствует страховому тарифу в размере 0,40% к начисленной оплате труда по всем основаниям, как следует из Уведомлений Фонда социального страхования о размере страховых взносов на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2023 год и на 2024 год (предоставлено предприятием в тарифном деле, том 1). Таким образом, общий размер отчислений на социальные нужды составит 30,40%.

Размер отчислений с фонда заработной платы, планируемый предприятием на 2025 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 заявлены в сумме 44 954,04 тыс. руб., а в Приложении «Долгосрочные 2025-2029» к пояснительной записке - 44 413,87 тыс. руб.

На основании ставок отчислений на социальные нужды (30,40%) и фонда оплаты труда на 2025 год (определен в составе подконтрольных расходов по методу экономически обоснованных затрат в соответствии с п. 26 Основ ценообразования № 1178) в необходимую валовую выручку 2025 года предлагается к включению в НВВ предприятия расходы по отчислениям на социальные нужды в размере 23 637,08 (77 753,54 * 30,40%) тыс. руб.

На 2023 год (Постановление РЭК Кузбасса от 30.11.2022 № 957) расходы по отчислениям на социальные нужды утверждены в сумме 9 304,23 тыс. руб., фактические расходы за 2023 год предлагается принять в сумме 11 160,53 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 1 856,30 тыс. руб. включить в необходимую валовую выручку 2025 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 2023 год

Нормативно-методической основой проведения анализа материалов являются:

- постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее Основы ценообразования);

- правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденные постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (далее по тексту – Правила технологического присоединения);

методические указания по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденные приказом ФСТ России от 11.09.2014 №215-э/1 (далее по тексту – Методические указания по определению выпадающих доходов);

- методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденные приказом ФСТ России от 29 августа 2017 г. N 1135/17 (далее по тексту – Методические указания по определению размера платы);

- методические указания по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям, утвержденные приказом ФСТ России от 30.06.2022 N 490/22 (далее по тексту – Методические указания по определению размера платы).

Настоящее экспертное заключение выполнено по результатам анализа документальной и технико-экономической обоснованности размера расходов

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2025 год

связанных с выполнением работ, указанных в пп. 4.2 и 4.4 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 2023 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 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 письмом от 21.04.2023 № 3660/3-СИБ НТЭ представила отчет и обосновывающие документы о выполнении мероприятий по п. 4.2 Методических указаний по определению выпадающих доходов. Суммарные затраты по заявителям, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт включительно составили 4 467,49 тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Для подтверждения величины расходов организация представила:

- Отчеты 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;
- Акты допуска в эксплуатацию прибора учета электрической энергии;
- Акты приемки основного средства ОС-3;
- Акты приемки выполненных работ КС-2;
- Оборотно - сальдовую ведомость по счету 01 за 2023 год;
- Схемы электрических соединений;
- Другие необходимые документы.

После анализа обоснованности расходов эксперты определили суммарные затраты по заявителям, присоединяемая мощность которых не превышает 15 кВт

включительно. По мнению экспертов, затраты составили 368,14 тыс. руб. без учета НДС и налога на прибыль.

Снижение фактических затрат на $4\,419,74 = 4\,787,88 - 368,14$ тыс. руб. произошло по следующим причинам.

1. Затраты на выполнение ПИР на общую сумму 2 695, 57 тыс. руб. не учтены, т.к. согласно п. 29 Основ ценообразования «При определении фактических значений расходов (цен) регулирующий орган использует расходы (цены), установленные в договорах, заключенных в результате проведения торгов. В обосновывающих документах результаты проведения торгов по ПИР организация не предоставила.

2. Затраты на выполнение строительно-монтажных работ на общую сумму 1 724,17 тыс. руб. не были учтены, в связи с выполнением работ хозяйственным способом.

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 2025 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 качестве дополнительных материалов письмами:

- от 27.04.2024 № ИСХ4397-СИБНТЭ с приложением электронного носителя (вх. № 3157 от 27.04.2024);
- от 30.08.2024 № 48/24и-ЖДЭ (вх. № 5996 от 05.09.2024).

В составе обосновывающих материалов представлены следующие документы:

- оборотно-сальдовая ведомость по введенным в эксплуатацию построенным основным средствам

- документы по проведенным мероприятиям «последней мили» по каждому заявителю (заявки, договоры, акты осуществленного присоединения, акты выполненных работ и другие 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, а также выгрузки из системы бухгалтерского учета, подтверждающие фактические расходы по технологическому присоединению к электрическим сетям (в электронном виде).

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 1 358,51 тыс. руб.;

- на выполнение мероприятий "последней мили" в сумме 4 445,56 тыс. руб.

Выручка от осуществления «льготных» технологических присоединений по данным предприятия за 2023 год составила 384,54 тыс. руб.

На основании копий представленных документов (договоров, актов технологического присоединения экспертами определено общее количество осуществленных «льготных» присоединений в количестве 30 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.

Данных, сформированных в формате шаблона CONNECT.EE.1135.TECH.C1.EIAS предприятием не представлено.

Расходы на организационно-технические мероприятия документально подтверждены и принимаются в сумме 1 358,51 тыс. руб.

Фактическая выручка от осуществления «льготного» технологического присоединения предприятия определена экспертами по таблице «Данные о фактическом осуществлении технологического присоединения к электрическим

сетям ОАО «РЖД» на территории Кемеровской области-Кузбасса за 2023 год» в сумме 445,09 тыс. руб.

Мероприятия «последней мили» в целях осуществления технологического присоединения энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт приняты экспертами в сумме 368,14 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 2023 год составили 1 281,56 (1 358,51 + 368,14 – 445,09) 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 не превышает расчетную величину расходов на осуществление указанных мероприятий, рассчитанную по стандартизированным тарифным ставкам, утвержденных Постановлением РЭК Кузбасса от 29.11.2022 № 947, на 2023 год. Размер фактических выпадающих доходов предприятия по технологическому присоединению энергопринимающих устройств максимальной мощностью, не превышающей 15 кВт включительно, согласно действующему законодательству сформирован в сумме 1 281,56 тыс. руб.

Плановый размер выпадающих доходов на технологическое присоединение энергопринимающих устройств до 15 кВт включительно предприятию на 2023 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 2023 год составил – $(1\,281,56 - 0) * 1,072 * 1,058 = 1\,453,52$ тыс. руб.

Произведен расчет плановых расходов на 2025 год по фактическим показателям за три предыдущих периода – 2021-2023 гг.:

- количеству учтенных при регулировании технологических присоединений льготной категории потребителей;
- протяженности воздушных линий.

Стоимостной размер плановых затрат на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью до 15 кВт рассчитан по стандартизированным тарифным ставкам на 2025 год согласно Приложения № 5 к Методическим указаниям 490/22 (определены в соответствии с проектом постановления РЭК Кузбасса) в сумме 449,11 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 6 027,30 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 2025 год составили:

$$1\,453,52 + 449,11 = 1\,903,12 \text{ тыс. руб.}$$

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 2025 год

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 г				Расчетные (фактические) данные за 2023 г.				Плановые показатели на 2025 г.			
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./лпг., руб./лпг. на рублей на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./лпг. на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./лпг. на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами учета электрической энергии (тыс. руб.)	стандарт. тариф. ставка (руб./кВт, руб./км, руб./лпг. на точку учета)	мощность, длина линий, количество (кВт, км, шт., точек учета)	расходы на строительство объекта, на обеспечение средствами учета электрической энергии (тыс. руб.)
1.	Расходы на выполнение организационно-технических мероприятий, связанные с осуществлением технологического присоединения [п. 1.1 + п. 1.2.1 + п. 1.2.2]:	X	30,00	1 358,51	X	0,00	399,00	X	47,33	836,00			
1.1.	подготовка и выдача сетевой организацией технических условий (ТУ) Заявителю, на уровне напряжения 1 и (или) диапазоне мощности 1	22 128,83	30,00	663,86	6 420,00	30,00	192,60	7 912,00	47,33	374,50			
1.2.1	выдача сетевой организацией уведомления об обеспечении сетевой организацией возможности присоединения к электрическим сетям	23 154,74	30,00	694,64	6 880,00	30,00	206,40	9 750,00	47,33	461,50			
1.2.2	проверка выполнения технических условий	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	368,14	X	X	1 412,25	X	X	1 610,16			
3.	Строительство воздушных линий		0,888	368,140		0,888	1 412,250		0,876	1 610,158			
3.3.1.4.1.1	Строительство ВЛ-6 ж/б опоры СИП до 50 мм	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2 840 717,98	0,05	142,04			
3.3.1.4.1.1	Строительство ВЛ-0,4 ж/б опоры СИП до 50 мм	414 572,07	0,89	368,14	1 590 371,54	0,89	1 412,25	1 778 032,73	0,83	1 468,12			
4.	Строительство кабельных линий	-	0,000	0,000	-	0,000	0,000	-	0,000	0,000			
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	-	0,000	0,000	-	0,000	0,00	-	0,000	0,00			
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 цетров 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	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-	0,00	0,00			
8.1.1.	электрической энергии (мощности)	#ДЕЛ/0!	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00			
8.2.1.	Трёхфазный прямой включения	#ДЕЛ/0!	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00			
9.	Суммарный размер платы за технологическое присоединение заявителей, подавших заявку в целях технологического присоединения энергопринимающих	X	X	445,09	X	X	445,09	6 027,30	331,33	1 997,05			

Экспертное заключение по проведению проверки материалов Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению – СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» по установлению тарифов на передачу электрической энергии на 2025 год

№ п/п	Показатели	Фактические данные за 2023 г			Расчетные (фактические) данные за 2023 г.			Плановые показатели на 2025 г.		
		ставка платы (руб./кВт, руб./км, руб./лпг., 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./лпг., 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./лпг., 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.)
	устройство максимальной мощности, не превышающей 15 кВт включительно, объектов микрогенерации (руб. без НДС)									
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	1 281,56	X	X	1 366,16	X	X	449,11

Расходы, принимаемые в расчет		1 281,56
Установленные выпадающие доходы на 2023 год		0,00
Невозмещённые расходы за 2021 год (превышение фактических затрат по сравнению с полученной компенсацией)		1 281,56
ИПЦ 2021/2022		1,072
ИПЦ 2022/2023		1,058
Выпадающие расходы, принимаемые в расчет, с учетом ИПЦ		1 453,52
Выпадающие доходы планируемые на период регулирования 2023 г.		1 903,12

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 Основ ценообразования расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета регулируемых цен (тарифов) определяются в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета. 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 на уровне, равном сумме отношений стоимости амортизируемых 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 (объектов электросетевого хозяйства и объектов

производственного назначения, в том числе машин и механизмов). Результаты переоценки основных средств и нематериальных активов, осуществленной в порядке, установленном законодательством Российской Федерации о бухгалтерском учете, 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.

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).

Предприятие предлагает учесть в необходимой валовой выручке амортизационные отчисления в доле на сторонних потребителей в размере 91 527,25 тыс. руб. (пояснительная записка стр. 56), в том числе:

- по Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению в размере 75 040,18 тыс. руб.

- по Красноярской дирекции по энергообеспечению в размере 4 192,19 тыс. руб.

При этом, отмечается несоответствие заявленных данных при суммировании.

В соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования при расчете экономически обоснованного размера амортизации на плановый период регулирования срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяется регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. №1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Пункт 27 Основ ценообразования содержит определение, что расчет амортизации производится по активам, принадлежащим регулируемой организации на праве собственности или на ином законном основании, применяемым в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии (объектов электросетевого хозяйства и объектов производственного назначения, в том числе машин и механизмов).

Учитывая вышеизложенное, экспертами выполнен перерасчёт амортизации в части имущества, непосредственно участвующего в регулируемой деятельности, основываясь на пообъектной ведомости основных средств, числящихся на балансе предприятия (Приложения к пояснительной записки тарифного дела в формате Excel). В результате проведенного анализа в необходимую валовую выручку 2025 года предлагается включить расходы на амортизационные отчисления в сумме 24 750,43 тыс. руб., которые также следует рассматривать как источник финансирования инвестиционной программы на 2025 год.

Пообъектный расчёт амортизационных отчислений в соответствии с максимальными сроками полезного использования и первоначальной

стоимостью по подразделениям Кемеровской области-Кузбасса представлен в Приложении к пояснительной записке.

В виду отсутствия данных раздельного учета о выделении амортизационных отчислений 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».

Таблица 28

**Свод амортизационных отчислений по подразделениям Западно-Сибирской
дирекции по энергообеспечению
на 2025 год**

тыс. руб.

№ п/п	Подразделение	Предложение предприятия на 2025 год		расчет эксперта		
		амортизация на 2025г., итого	на прочих потребителей 27,34%	амортизация на 2025 г., итого	Доля в границах КО-Кузбасса	На прочих потребителей 25,05%/27,66%
1	Дирекция Кемеровской области	1 860,10	508,55	993,61	100%	248,90
2	Тайга ЭЧ-7	59 696,38	6 159,49	8 579,81	84,22%	1 998,69
3	Кемерово ЭЧ-16	40 824,03	11 161,29	18 364,38	100%	5 079,58
4	Белово ЭЧ-17	97 160,70	26 543,59	18 916,46	100%	5 232,29
5	Инской ЭЧ-8	6 164,27	1 685,32	12 450,23	11,22%	386,39
6	Новокузнецк ЭЧ-18	68 764,82	18 800,31	36 228,07	100%	9 539,94
	Всего амортизация, тыс. руб	274 470,30	64 858,55	78 694,90		22 485,79

Также проведен перерасчет амортизационных отчислений по Красноярской дирекции по энергообеспечению в соответствии с п. 27 Основ ценообразования № 1178 по максимальным срокам полезного использования, а также с учетом доли на сторонних потребителей в размере 49,01%.

Плановый размер амортизационных отчислений основных средств Красноярской дирекции по энергообеспечению на 2025 год представлен в таблице 18.

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 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.

Ведомость амортизации основных средств по Красноярской дирекции по энергообеспечению на 2025 год

№п/п	Наименование основного средства	Инвентарный №	Амортизационная группа	Дата ввода в эксплуатацию	Срок полезного использования (по акту ввода), мес/ц	Первоначальная стоимость (по акту ввода в эксплуатацию), руб.	Ликвидационная стоимость, руб.	Первоначальная стоимость без учета ликвидационной стоимости, руб.	Остаточная стоимость на начало периода, руб.	Расчетная амортизация на период, руб.	Амортизационная группа по 1178	Срок полезного использования по 1178, год	Амортизация по 1178, руб.	Амортизация по 1178, руб.	Налоговая ставка 2,2%	Налог на имущество, руб.
1	Батарея аккумуляторная стационарная свинцово-кислотная	140000014306	06	11.10.2016	121	985 090,66	155 405,45	829 685,21	-	62 932,70	06	180	55 312,35	27 108,58	2,20%	-
2	Привод ПДМ-Г УХЛ1 60ВТ 220В Двигательный	140000008982	06	16.11.2015	121	25 992,88	3 057,50	22 935,38	-	5 730,00	06	180	1 529,03	749,38	2,20%	-
3	Трансформатор трехфазный трехобмоточный с регулированием	140000009025	07	26.07.2016	181	42 149 448,79	3 200 502,47	38 948 946,32	31 262 070,47	4 029 201,36	07	240	947 447,32	954 443,93	2,20%	-
4	Трансформаторная подстанция ТП-17	120000003172	10	30.09.2003	445	1 612 170,68	-	1 612 170,68	1 356 495,98	85 224,90	10	361	53 590,16	26 264,54	2,20%	14 337,10
5	Трансформаторная подстанция ТП-15	120000003188	10	30.09.2003	287	643 576,58	-	643 576,58	307 797,56	111 926,34	10	361	21 393,13	10 484,77	2,20%	3 203,40
6	Наружные сети электрооснабжения пожарного модуля ВЛ-0,4 КВ ОПЮРА №13 РУ-0,4 КВ ТП-13 ФИДЕР	120000004619	10	28.10.2016	480	402 372,02	-	402 372,02	315 736,88	11 551,38	10	361	13 375,25	6 555,21	2,20%	3 222,77
7	Комплексная трансформаторная подстанция (ТО-2 Марш)	120000005372	6	19.12.2022	121	470 600,02	-	470 600,02	188 051,01	68 038,56	6	180	31 373,33	15 376,07	2,20%	1 797,42
8	Низковольтная линия 0,4 кВ	140000010176	07	08.12.2009	181	123 325,44	26 137,16	97 188,28	2 626,72	31 520,52	07	240	6 166,27	3 022,09	2,20%	-
9	КТП № 1 3773 км	120000004714	8	30.09.2003	180	8 049 422,22	-	8 049 422,22	6 484 256,78	670 785,18	8	300	321 976,89	157 800,87	2,20%	68 178,74
11	Подстанция трансформаторная матовая	140000016524	07	23.12.2008	181	118 118,42	33 958,25	84 160,17	71 536,14	40 396,86	07	240	4 208,01	2 062,34	2,20%	-
12	Подстанция трансформаторная матовая	140000011068	05	20.01.2020	85	49 738,54	-	49 738,54	20 860,00	9 626,82	5	120	4 973,85	2 437,69	2,20%	-
13	Трансформаторная подстанция матовая типа МТП-ОД	140000013591	05	25.11.2020	85	84 104,17	4 920,07	79 184,10	39 013,18	13 197,36	5	120	7 918,41	3 880,81	2,20%	-
14	Трансформаторная подстанция	140000013616	05	25.11.2020	85	84 387,76	4 936,65	79 451,11	39 144,78	13 241,88	5	120	7 945,11	3 893,90	2,20%	-

№п/п	Наименование основного средства	Инвентарный №	Амортизационная группа	Дата ввода в эксплуатацию	Срок полезного использования (по акту ввода), месяц	Первоначальная стоимость (по акту ввода в эксплуатацию), руб.	Ликвидационная стоимость, руб.	Первоначальная стоимость без учета ликвидационной стоимости, руб.	Остаточная стоимость на начало периода, руб.	Расчетная амортизация на период, руб.	Амортизация по 1178, руб.	Амортизация по 1178, руб. в доле 0,474	Налоговая ставка 2,2%	Налог на имущество, руб.
	мачтовая типа МТП-ОЛ													
15	Высоковольтная линия 10 кВ	1200000004806	10	30.09.2003	367	149 456,87	-	149 456,87	135 334,97	14 121,90	4 968,10	2 434,86	2,20%	-
16	Низковольтная линия 0,4кВ фидер №2 "Сулово-вокан"	1200000004808	10	30.09.2003	267	33 261,74	-	33 261,74	18 478,76	14 782,98	1 105,65	541,88	2,20%	-
17	Низковольтная линия 0,4 кВ ф. №1 "Сулово-вокан"	1200000004810	10	30.09.2003	267	78 253,48	-	78 253,48	43 474,12	34 779,36	2 601,22	1 274,86	2,20%	-
18	ПОДСТАНЦИЯ СТП-1/27,5/0,23КВЭ208.00.000	140000013740	05	03.11.2020	85	101 306,16	8 319,83	92 986,33	70 669,63	22 316,70	9 298,63	4 557,26	2,20%	-
19	ПОДСТАНЦИЯ СТП-1/27,5/0,23КВЭ208.00.000	830000013764	05	03.11.2020	85	102 693,58	8 433,77	94 259,81	71 637,47	22 622,34	9 425,98	4 619,67	2,20%	-
20	КТП пост ЭЦ ст. Предметкино	1400000000396/000 0/7821	06	30.12.2003	121	167 830,24	114 106,48	53 723,76	431 854,00	207 289,92	70 248,25	34 428,67	2,20%	4 277,62
21	Подстанция столбовая трансформаторная СТП-1/27,5	8300000002077/000 0	05	17.01.2020	85	112 841,42	-	112 841,42	47 320,52	21 840,30	11 284,14	5 530,36	2,20%	-
22	12.2.КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ 0,4КВ ст.Теба	1200000000094***/7826	10	30.09.2003	434	223 064,30	-	223 064,30	185 886,92	12 392,46	7 414,88	3 634,03	2,20%	1 899,77
23	Воздушная линия электропередачи 0,4кВ от КТП оп.46	8200000000525/000 0	6	29.12.2018	121	639 036,98	-	639 036,98	157 879,73	90 217,02	42 602,47	20 879,47	2,20%	-
24	ТРАНСФОРМАТОР КТП	1400000000403/782 6	10	30.09.2003	374	75 678,77	8 823,00	66 855,77	60 150,89	5 175,96	2 222,35	1 089,17	2,20%	-
25	Подстанции трансформаторные комплекты	1400000000564/782 6	10	30.09.2003	352	102 142,96	12 975,00	89 167,96	65 032,30	8 045,22	2 964,03	1 452,67	2,20%	662,70
26	ТРАНСФОРМАТОР ЗНОМ-35	1400000000668/782 6	10	30.09.2003	352	3 474,00	441,15	3 032,85	2 211,87	273,66	100,81	49,41	2,20%	-
27	ТРАНСФОРМАТОР ЗНОМ-35	1400000000670/782 6	10	30.09.2003	351	3 460,82	441,15	3 019,67	2 196,17	274,50	100,38	49,19	2,20%	-
28	ТРАНСФОРМАТОР	1400000000673/782 6	10	30.09.2003	380	413 379,42	47 229,00	366 150,42	284 278,32	27 290,70	12 171,21	5 965,11	2,20%	-
29	ТРАНСФОРМАТОР КТП	1400000000677/782 6	10	30.09.2003	374	231 544,30	26 988,00	204 556,30	157 046,38	15 836,64	6 799,66	3 332,51	2,20%	-

Мел/ п	Наименование основного средства	Инвентарный №	Амортизационная группа	Дата ввода в эксплуатацию	Срок полезного использования (по акту ввода), мес/ц	Первоначальная стоимость (по акту ввода в эксплуатацию), руб.	Ликвидационная стоимость, руб.	Первоначальная стоимость, без учета ликвидационной стоимости, руб.	Остаточная стоимость на начало периода, руб.	Расчетная амортизация на период, руб.	Амортизационная группа по 1178	Срок полезного использования по 1178, год	Амортизация по 1178, руб.	Амортизация по 1178, руб. на сторону х в доле 0,474	Налоговая ставка 2,2%	Налог на имущество, руб.
30	Трансформаторная подстанция комплексная	1400000001210/000 07826	07	31.12.2008	181	341 137,76	98 074,80	243 062,96	-	116 670,24	07	240	-	-	2,20%	-
31	ПОДСТАНЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРСкая ТП 2.5/27.5/0.23 ВС	1400000001262/000 07826	07	31.03.2009	181	29 347,44	7 751,05	21 596,39	-	9 255,60	07	240	-	-	2,20%	-
32	ПОДСТАНЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРСкая ТП 2.5/27.5/0.23 ВС	1400000001263/000 07826	07	31.03.2009	181	29 347,44	7 751,05	21 596,39	-	9 255,60	07	240	-	-	2,20%	-
33	Трансформаторная подстанция СТП-1/27.5/0.23кВ	1400000005955/000 0	07	16.10.2014	181	80 192,61	7 359,85	72 832,76	45 233,00	9 199,92	07	240	3 641,64	1 784,77	2,20%	-
34	Трансформаторная подстанция СТП-1/27.5/0.23кВ	1400000005956/000 0	07	16.10.2014	181	80 192,61	7 359,85	72 832,76	45 233,00	9 199,92	07	240	3 641,64	1 784,77	2,20%	-
35	Трансформаторная подстанция СТП-1/27.5/0.23кВ	1400000005957	07	16.10.2014	181	80 192,61	7 359,85	72 832,76	45 233,00	9 199,92	07	240	3 641,64	1 784,77	2,20%	-
36	Трансформаторная подстанция СТП-1/27.5/0.23кВ	1400000005958	07	16.10.2014	181	80 192,61	7 359,85	72 832,76	45 233,00	9 199,92	07	240	3 641,64	1 784,77	2,20%	-
37	Оборудование электроснабжения шкафов электрообогре	1400000005804	07	29.05.2014	181	881 050,44	85 072,06	795 978,38	477 587,00	106 130,46	07	240	39 798,92	19 505,45	2,20%	-
38	Оборудование электроснабжения шкафов электрообогре	1400000005805/000 0	07	29.05.2014	181	907 858,81	87 660,67	820 198,14	492 118,80	109 359,78	07	240	41 009,91	20 098,96	2,20%	-
39	Трансформатор понижающий 1000 кВА	83000000001655	07	31.12.2019	181	498 566,98	-	498 566,98	384 245,89	38 107,03	07	240	24 928,35	12 217,38	2,20%	-
40	Трансформатор понижающий 1000 кВА	83000000001656	07	31.12.2019	181	499 206,30	-	499 206,30	384 738,61	38 155,90	07	240	24 960,32	12 233,05	2,20%	-
41	ПОДСТАНЦИЯ КТПМ-10/10/0.23КВЭ212.00.000	83000000000815	05	31.10.2019	85	53 199,98	-	53 199,98	4 508,48	10 820,33	05	120	4 508,48	2 209,61	2,20%	-
42	ПОДСТАНЦИЯ КТПМ-10/10/0.23КВЭ212.00.000	83000000000814	05	31.10.2019	85	33 422,75	-	33 422,75	22 582,91	10 839,84	05	120	22 582,91	11 067,88	2,20%	-
43	ВЛ-0.4 КВ ОТ РУ-0.4 КВ ТП-14 Г.МАРИНСК	8200000001163	06	29.12.2020	121	694 412,65	-	694 412,65	465 062,65	76 450,00	06	180	46 294,18	22 688,78	2,20%	-
44	Трансформатор тока ТТ-ФМ-220 600/1	8300000001699	05	23.06.2020	85	690 115,89	43 195,76	646 920,13	245 961,88	115 866,30	05	120	64 692,01	31 705,56	2,20%	-

№п/п	Наименование основного средства	Инвентарный №	Амортизационная группа	Дата ввода в эксплуатацию	Срок полезного использования (по акту ввода), месяц	Первоначальная стоимость (по акту ввода в эксплуатацию), руб.	Ликвидационная стоимость, руб.	Первоначальная стоимость без учета ликвидационной стоимости, руб.	Остаточная стоимость на начало периода, руб.	Расчетная амортизация на период, руб.	Амортизация по 1178, руб.	Амортизация по 1178, руб.	Срок полезного использования по 1178, год	Амортизационная группа по 1178	Налоговая ставка 2,2%	Налог на имущество, руб.
45	Низковольтная линия 0,4 кВ (от ТП-6)	120000000169	10	30.09.2016	301	12 183 509,76	-	12 183 509,76	245 961,88	485 721,30	279 011,67	136 743,62	524	10	2,20%	-
46	Высоковольтный ввод для выключателя ст. Маринск	8300000002236	05	31.05.2021	78	941 150,97	-	941 150,97	506 773,53	144 792,48	94 115,10	46 125,81	120	05	2,20%	-
47	Высоковольтный ввод для выключателя ст. Маринск	8300000002237	05	31.05.2021	78	941 150,97	-	941 150,97	506 773,53	144 792,48	94 115,10	46 125,81	120	05	2,20%	-
48	Высоковольтный ввод для выключателя ст. Маринск	8300000002238	05	31.05.2021	78	941 150,97	-	941 150,97	506 773,53	144 792,48	94 115,10	46 125,81	120	05	2,20%	-
49	Высоковольтный ввод для выключателя ст. Маринск	8300000002239	05	31.05.2021	78	941 150,97	-	941 150,97	506 773,53	144 792,48	94 115,10	46 125,81	120	05	2,20%	-
50	Высоковольтный ввод для выключателя ст. Маринск	8300000002240	05	31.05.2021	78	941 150,97	-	941 150,97	506 773,53	144 792,48	94 115,10	46 125,81	120	05	2,20%	-
51	Трансформаторная подстанция КТПОЛ-1,25/27,5/0,23	8300000001954	05	31.12.2021	120	454 308,54	22 715,43	431 593,11	302 115,15	43 159,32	43 159,31	21 152,38	120	05	2,20%	-
52	Трансформаторная подстанция КТПОЛ-1,25/27,5/0,23	8300000001955	05	31.12.2021	120	454 308,54	22 715,43	431 593,11	302 115,15	43 159,32	43 159,31	21 152,38	120	05	2,20%	-
53	Трансформаторная подстанция СТП-10/27,5/0,23	8200000001957/000	05	31.12.2021	120	066 965,60	53 348,28	013 617,32	709 532,16	101 361,72	101 361,73	49 677,38	120	05	2,20%	-
54	Трансформаторная подстанция КТПЖ-25/27,5/0,4	8200000001958	05	31.12.2021	120	758 449,37	88 422,47	670 026,90	1 166 018,80	168 002,70	167 002,69	81 848,02	120	05	2,20%	-
55	Трансформаторная подстанция СТП-10/27,5/0,23	8200000001959/000	05	31.12.2021	120	186 780,37	59 339,02	127 441,35	789 208,93	112 744,14	112 744,14	55 255,90	120	05	2,20%	-
56	Трансформаторная подстанция СТП-10/27,5/0,23	8200000001960	05	31.12.2021	120	186 780,37	59 339,02	127 441,35	789 208,93	112 744,14	112 744,14	55 255,90	120	05	2,20%	-
57	Трансформаторная подстанция КТПМ-100/27,5/0,4	8200000001961/000	05	31.12.2021	120	988 015,68	99 400,78	888 614,90	1 322 030,34	188 861,52	188 861,49	92 561,02	120	05	2,20%	-
58	Трансформаторная подстанция типа КТП-100/10/0,4	8300000002939	05	30.12.2022	120	879 109,46	43 955,47	835 153,99	725 997,93	167 030,76	83 515,40	40 930,90	120	05	2,20%	-

№п/п	Наименование основного средства	Инвентарный №	Амортизационная группа	Дата ввода в эксплуатацию	Срок полезного использования (по акту ввода), месяц	Первоначальная стоимость (по акту ввода в эксплуатацию), руб.	Ликвидационная стоимость, руб.	Первоначальная стоимость без учета ликвидационной стоимости, руб.	Остаточная стоимость на начало периода, руб.	Расчетная амортизация за период, руб.	Амортизационная группа по 1178	Срок полезного использования по 1178, год	Амортизация по 1178, руб.	Амортизация по 1178, руб. на сторонних в доле 0,474	Налоговая ставка 2,2%	Налог на имущество, руб.
59	Линия электрооборудования пешеходного перехода	820000002252	06	28.12.2022	180	365 049,43	-	365 049,43	1 183 042,79	91 003,32	06	180	91 003,30	-	2,20%	-
60	Трансформаторная подстанция МТПДЖ-10/10/0,23	820000002253	05	28.12.2022	120	786 982,70	39 349,14	747 633,56	598 106,84	74 763,36	05	120	74 763,36	36 641,52	2,20%	-
61	Тяговая подстанция Теба	140000000530/782 6	6	29.09.2023	240	438 395 732,30	-	438 395 732,30	451 737 971,61	210 480,80	04	453	613 131,98	-	0,00%	-
	Итого					529 625 957,07	1 204,76	525 121 752,31	506 883 957,94	851 339,07	-	-	324 892,48	2 264 633,11		97 579,52

Таким образом, общие плановые расходы предприятия на амортизационные отчисления основных средств предприятия на 2025 год сложились в сумме 24 750,43 (22 485,80 + 2 264,63) тыс. руб., которые также являются в полном объеме источником финансирования инвестиционной программы предприятия согласно Постановлению 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 2023 год затраты по статье «Амортизация основных средств» утверждены в сумме 25 335,99 тыс. руб. (Постановление РЭК Кузбасса от 30.11.2022 № 957).

Фактические расходы предприятия по начислению амортизации за 2023 год предлагается принять в сумме 100 415,49 тыс. руб., на сторонних потребителей (26,47%) – 26 579,98 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 2023 года в сумме 26 579,98 тыс. руб.

10. Анализ экономической обоснованности величины прибыли, необходимой для эффективного функционирования на 2025 год

10.1. Подконтрольные расходы из прибыли

В соответствии с п. 19 Основ ценообразования регулируемые предприятия вправе учитывать и заявлять органу регулирования при формировании тарифной заявки, формируемой на первый год долгосрочного периода регулирования расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (относимые на прибыль после налогообложения).

По данной статье учитываются расходы за счет прибыли на:

- прибыль на поощрения;
- материальная помощь;
- компенсации транспортных расходов;
- другие расходы из прибыли.

В пояснительной записке в таблице 25 на стр. 47 представлены следующие фактические расходы на социальные выплаты за 2023 год:

- финансирование объектов социальной сферы на 4 651,79 тыс. руб.;
- гарантии неработающим пенсионерам по коллективному договору в сумме 344,97 руб.;

- расходы на материальную помощь на цели, не предусмотренные коллективным договором, рассматриваемые комиссией ОАО «РЖД» в размере 280,17 тыс. руб.;

- затраты на отдых, развлечения, культурно-просветительские мероприятия в соответствии с п. 5.2.4 Коллективного договора в сумме 189,93 тыс. руб.;

- расходы на проведение спортивных мероприятий в соответствии с п. 5.2.3. Коллективного договора, в т.ч. по мероприятиям организуемым РФСО "Локомотив" в сумме 1 089,04 тыс. руб.

- расходы на списание частичной стоимости путевок в детские оздоровительные лагеря на сумму 4 659,34 тыс. руб.

Всего фактические расходы предприятия на социальные выплаты за 2023 год составили 10 226,95 тыс. руб., в доле на передачу электрической энергии в границах Кемеровской области-Кузбасса - 3 263,95 тыс. руб.

В шаблоне ЕИАС ENERGY.CALC.NVV расходы по статье «Льготы, компенсации и прочие выплаты по коллективному договору, прибыль на социальное развитие» заявлены в размере 1 699,80 тыс. руб.

Рассматриваемые расходы включаются в необходимую валовую выручку регулируемой организации на основании подпункта 4) пункта 19 Основ ценообразования.

Предприятие предлагает учесть по статье расходы в доле на сторонних потребителей в размере 5 340,43 тыс. руб. на уровне фактических затрат на передачу электрической энергии за 2013 год, индексируемых на индексы-дефляторы, а также с учетом расходов Красноярской дирекции по энергообеспечению.

Однако, в томе № 8, в котором представлены все обосновывающие документы по планируемым затратам Красноярской дирекции по энергообеспечению на 2025 год, по данной статье затрат отсутствуют подтверждающие понесенные фактические расходы материалы.

Проанализировав представленную в обоснование выписку из системы бухгалтерского учета в томе 6, экономически обоснованными признаны: материальная помощь в сумме 276,43 тыс. руб., в доле на сторонних потребителей – 73,18 ($276,43 \cdot 26,47\%$) тыс. руб.

Проанализировав представленные документы, с учётом их состава, полноты и экономической обоснованности заявляемых расходов, эксперты предлагают учесть в составе базового уровня подконтрольных расходов на 2025 год 73,18 тыс. руб. на уровне фактических экономически обоснованных расходов на выплату материальной помощи без учета индексов-дефляторов Минэкономразвития, поскольку расходы на социальные выплаты регламентируются положениями Коллективного договора и локальными распорядительными актами предприятия.

10.2. Неподконтрольные расходы из прибыли

Прибыль на кап.вложения

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 41 902,73 тыс. руб., однако заявленная предприятием сумма превышает предельную величину в размере 12%. Соответственно, методом вычисления максимально возможная сумма расходов по прибыли на капвложения возможна к определению в меньшем размере.

Однако, согласно Постановлению 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 2025 год утверждена инвестиционная программа в размере 253 868,00 тыс. руб. с учетом возврата НДС (в том числе, за счёт амортизационных отчислений, признанных обоснованными в соответствии с пунктом 27 Основ ценообразования 24 750,00 тыс. руб., за счет прибыли на капвложения в сумме 0,00, оставшаяся часть финансирования покрывается прочими собственными средствами в сумме 186 806,00 тыс. руб. С учетом этого, в НВВ на 2024 год экспертами не предусмотрены расходы из прибыли на капитальные вложения за счет тарифного источника.

Прочие неподконтрольные расходы

На 2025 год предприятие заявляет прочие неподконтрольные расходы в сумме 3 880,58 тыс. руб. В составе прочих неподконтрольных расходов на 2025 год предприятие отражает следующие расходы:

- на услуги по агентскому договору;
- услуги банка.

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.

В обоснование расходов на услуги банка, заявленных предприятием на 2025 год в размере 374,94 тыс. руб. в томе 6 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.

Указанная в пояснительной записке оборотно-сальдовая ведомость по сч. 91 за 2023 год, подтверждающая понесенные фактические затраты на услуги банка в границах Кемеровского области-Кузбасса согласно раздельному учету по регулируемому виду деятельности в соответствии с п. 5 Основ ценообразования № 1178, в тарифном деле не представлена.

Следовательно, экономически обоснованные расходы на услуги банка по регулируемому виду деятельности передача электрической энергии документально не подтверждаются и не подлежат учету в НВВ предприятия на 2025 год.

11. 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:

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.

Таким образом, первый расчет с учетом, положений абзац 14 Основ ценообразования № 1178

Расчёт цены на покупку потерь электрической энергии произведён на основании следующих данных:

1. тариф на услуги коммерческого оператора АО «АТС» на 1 полугодие 2025 года в размере 1,962 руб./МВт.ч., на 2 полугодие 2,076 руб./МВт.ч, с учетом приказа ФАС России от 22.12.2023 № 1038/22.

2. тариф на услуги СО «ЕЭС» на 1 полугодие 2025 года в размере 2,378 руб./МВт.ч. и на 2 полугодие в размере 2,539 руб./МВт.ч., с учетом приказа ФАС России от 22.12.2023 №1039/23.

3. тариф на услуги АО «ЦФР» на 1 полугодие 2025 года в размере 0,471 руб./МВт.ч., на 2 полугодии в размере 0,498 руб./МВт.ч., с учетом протокола от 24.05.2024 г. № 10/2024, заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка», ИПЦ (5,8%).

4. стоимость мощности и электрической энергии определены в соответствии с Прогнозом свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам Российской Федерации на 2025 год и исходными данными для построения прогнозов Ассоциации «НП Совет рынка» (прогноз от 28.11.2024г.):

- цена на мощность за 1 МВт пикового потребления принята для расчета на 1 полугодие в размере 862 623 руб./МВт, на 2 полугодие 824 740 руб./МВт.,
- цена на электрическую энергию на 1 полугодие 2025 года составила 1 677 руб./МВт.ч., на 2 полугодие 2025 года составила 1 892 руб. /МВт.ч.;

5. объёмы электроэнергии и мощности учтены в соответствии утвержденным приказом ФАС России от 31 октября 2023 года № 720/24-ДСП сводного прогнозного баланса составили:

Объем электроэнергии на 2025 год составил, в том числе:

- на 1 полугодие в размере 704,44 тыс. МВт.ч
- на 2 полугодие в размере 729,70 тыс. МВт.ч

Объем мощности на 2025 год составил:

- на 1 полугодие в размере 241,43 МВт.
- на 2 полугодие в размере 248,88 МВт.

В регионе действуют два гарантирующих поставщика: ПАО «Кузбассэнергосбыт» (ИНН 4205109214) и ООО «Металлэнергофинанс» (ИНН 4217039402). Для расчета приняты сбытовые надбавки в соответствии с постановлением РЭК Кузбасса:

- по ООО «Металлэнергофинанс» в размере на 2025 год: 1 полугодие 426,9 руб./МВт.ч., 2 полугодие 426,9 руб./МВт.ч;

- по ПАО «Кузбассэнергосбыт» в размере на 2025 года: 1 полугодие 1 175,10 руб./МВт.ч., 2 полугодие 1 175,10 руб./МВт.ч. Расчет стоимости покупки потерь на 2025 год представлен в таблице 30.

Таблица 30

Расчет стоимости покупки потерь на 2025 год

2025 год	ед.изм.	1 полугодие	2 полугодие	год	Пояснения
тариф на услуги коммерческого оператора АО «АТС»	руб/МВт*ч	1,962	2,076		Приказ ФАС России от 22.12.2023 № 1038/23
тариф на услуги СО «ЕЭС»	руб/МВт*ч	2,378	2,539		Приказ ФАС России от 22.12.2023 № 1039/23
тариф на услуги АО «ЦФР»	руб/МВт*ч	0,471	0,498	* ИПЦ 1,058	(Протокол от 24 мая 2024 года № 10/2024 заседания Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка»).
цена ЭМ	руб/МВт	862 623	824 740		Прогноз свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам Российской Федерации на 2024 год и исходными данными для построения прогнозов Ассоциации «НП Совет рынка» от 28.11.2024
цена ЭЭ	руб/МВт*ч	1 677	1 892		
НП СОВЕТ РЫНКА					
цена ЭМ	руб/МВт	862 623	824 740		на 28.11.2024 на 2023 год НА Совет рынка
цена ЭЭ	руб/МВт*ч	1 677	1 892		на 28.11.2024 на 2023 год НА Совет рынка
сбытовая надбавка	руб/МВт*ч	426,90	426,90	2687,66	установлена РЭК Кузбасса сбытовая надбавка
объем ЭМ (сводный прогнозный баланс)	МВт	241,43	248,88	245,15	
объем ЭЭ (сводный прогнозный баланс)	млн.кМВт*ч тыс.МВт*ч	704,44	729,70	1 434,14	
Стоимость ЭМ	тыс.руб.	1 249 566,81	1 231 544,99	2 481 111,80	
Стоимость ЭЭ	тыс.руб.	1 485 458,20	1 695 832,19	3 181 290,39	
ИТОГО	тыс.руб.	2 735 025,01	2 927 377,18	5 662 402,19	
Тариф потерь расчетный на 2025 год	руб/МВт*ч	3 882,56	4 011,75	3 948,29	расчет произведен в соответствии с абз 14 Основ ценообразования № 1178
Тариф потерь на 2025 год	руб/МВт*ч	3 124,10	3 305,30		расчет произведен в соответствии с абз 19 Основ ценообразования № 1178
Тариф покупки в соответствии с предельными ФАС России	руб/МВт*ч	3 501,49	4 000,72		Приказ ФАС России 766/24 от 24.10.2024 года

Таким образом, стоимость электроэнергии, приобретаемой в целях компенсации потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям с учетом сбытовой надбавки составила:

на 1 полугодие:

$862\,623 \text{ руб./МВт.} * 241,43 \text{ МВт.} * 6 \text{ мес./1000} + 704,44 \text{ тыс. МВт.ч} * (426,90 \text{ руб./МВт.ч} + 1\,677 \text{ руб./МВт.ч} + 0,471 \text{ руб./МВт.ч} + 2,378 \text{ руб./МВт.ч} + 1,962 \text{ руб./МВт.ч}) = 2\,735\,025,01 \text{ тыс. руб.}$

Средняя цена покупки для всех сетевых организаций на 1 полугодие составит:

$2\,735\,025,01 \text{ тыс. руб.} / 704,44 \text{ тыс. МВт.ч} = 3\,882,56 \text{ руб./МВт.ч.}$

Стоимость электроэнергии, приобретаемой в целях компенсации потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям с учетом сбытовой надбавки составила:

на 2 полугодие:

$824\,740 \text{ руб./МВт.} * 248,88 \text{ МВт.} * 6 \text{ мес./1000} + 729,70 \text{ тыс. МВт.ч} * (426,90 \text{ руб./МВт.ч} + 1\,892 \text{ руб./МВт.ч} + 0,498 \text{ руб./МВт.ч} + 2,539 \text{ руб./МВт.ч} + 2,076 \text{ руб./МВт.ч}) = 2\,927\,377,18 \text{ тыс. руб.}$

Средняя цена покупки для всех сетевых организаций на 2 полугодие составит:

$2\,927\,377,18 \text{ тыс. руб.} / 729,70 \text{ тыс. МВт.ч} = 4\,011,75 \text{ руб./МВт.ч.}$

В соответствии с абзацем 14 пункта 81 Основ ценообразования № 1178 Расчет расходов на оплату покупки потерь составит (таблица 31).

Таблица 31

Расчет расходов на оплату покупки потерь на 2025 год, в соответствии с абзацем 14 пункта 81 Основ ценообразования № 1178

№ п/п	Наименование	2025 1 полугодие	2025 2 полугодие	2025	цена покупки абзац 14 пункт 81 Основ ценообразования № 1178		1 полугодие	2 полугодие	год
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч	руб/МВт*ч	руб/МВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	58,266	64,231	122,498	3882,56	4011,75	226 222,67	257 679,43	483 902,09
2	ООО «ЕвразЭнергоТранс» (ИНН 4217084532)	19,328	19,645	38,972	4630,76	4759,95	89 500,97	93 508,84	183 009,81
3	ОАО «КузбассЭлектро» (ИНН 4202002174)	6,542	6,837	13,379	3882,56	4011,75	25 398,53	27 427,57	52 826,09
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	102,374	99,989	202,363	3882,56	4011,75	397 473,36	401 131,75	798 605,11
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	331,017	329,301	660,318	3882,56	4011,75	1 285 191,34	1 321 075,27	2 606 266,61

№ п/п	Наименование	2025 1 полугодие	2025 2 полугодие	2025	цена покупки абзац 14 пункт 81 Основ ценообразования № 1178		1 полугодие	2 полугодие	год
		тыс.МВт*ч	тыс.МВт*ч		руб/мВт*ч	руб/мВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
6	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	0,865	0,787	1,651	3882,56	4011,75	3 356,86	3 155,65	6 512,51
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	7,127	6,900	14,027	3882,56	4011,75	27 670,21	27 679,90	55 350,12
8	ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению- СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	9,883	9,417	19,299	3882,56	4011,75	38 370,15	37 777,49	76 147,65
9	ООО ХК «СДС- Энерго» (ИНН 4250003450)	11,513	10,745	22,258	3882,56	4011,75	44 699,11	43 105,50	87 804,61
10	ОАО «Северо- Кузбасская энергетическая компания» (ИНН 4205153492)	113,776	138,681	252,458	3882,56	4011,75	441 743,06	556 355,77	998 098,84
11	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	26,807	26,100	52,907	3882,56	4011,75	104 078,19	104 707,29	208 785,47
12	ООО «ЭнергоПаритет» (ИНН 4205262491)	16,943	17,068	34,010	3882,56	4011,75	65 781,40	68 471,03	134 252,43
ВСЕГО		704,44	729,70	1 434,14			2 749 485,85	2 942 075,49	5 691 561,34

Также регулирующим органом произведен анализ фактической цены покупки потерь, в соответствии с абзацем 19 Основ ценообразования № 1178.

Данные взяты с сайта гарантирующего поставщика ПАО «Кузбассэнерго» (таблица 32), (рисунок 1,2,3)
(<https://kuzesc.ru/tariffs-and-prices/nereguliruemye-czenyi>),

Рисунок 1

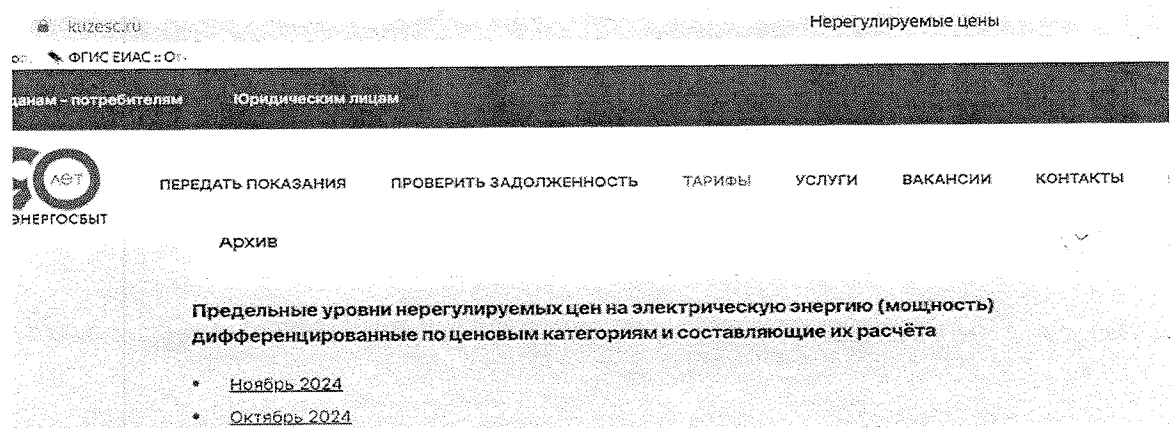


Рисунок 2

Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую потребителям (покупателям) ПАО "Кузбассэнергосбыт" в октябре 2024 года				
I. Первая ценовая категория (для объемов покупки электрической энергии (мощности), учет которых осуществляется в целом за расчетный период)				
1. Предельный уровень нерегулируемых цен				
1. Предельный уровень нерегулируемых цен (рублей/МВт*ч без НДС)				
Группа потребителей	Уровень напряжения			
	ВН	СН I	СН II	НН
максимальная мощность менее 670 кВт	5 581,74	6 019,68	6 349,47	8 015,96
максимальная мощность от 670 кВт до 10 МВт	5 167,14	5 605,08	5 934,87	7 601,36
максимальная мощность не менее 10 МВт	5 143,24	5 581,18	5 910,97	7 577,46
Потери сетевых организаций в пределах баланса	3 425,01			
Потери сетевых организаций сверх баланса	3 171,91			

Рисунок 3

Составляющие расчета средневзвешенных нерегулируемых цен, используемых для
расчета предельного уровня нерегулируемых цен первой ценовой категории
ПАО «Кузбассэнергосбыт» в октябре 2024 года

$$K_{оп.М} = \frac{V_{мГП} + V_{мРР} - V_{м2-6} - V_{мНАС}}{V_{э/эГП} + V_{э/эРР} - V_{э/э2-6} - V_{э/эНАС}} = \frac{1123486 + 0 - 255942 - 417860}{708151192 + 0 - 189613275 - 243750000} = 0,00163647661$$

+

$K_{оп.М}$	Коэффициент оплаты мощности
$V_{мГП}$	объем фактического пикового потребления мощности гарантирующего поставщика, купленный на оптовом рынке, кВт
$V_{мРР}$	величина мощности, соответствующей покупке э/э у производителей розничного рынка, в том числе у собственников и иных законных владельцев объектов микрогенерации, кВт
$V_{м2-6}$	объем мощности, потребленной потребителями, рассчитываемыми по 2-6 ценовым категориям, кВт
$V_{мНАС}$	объем мощности населения и приравненных к населению потребителей (по балансу), кВт
$V_{э/эГП}$	фактический объем покупки электрической энергии гарантирующего поставщика, купленный на оптовом рынке, кВт/ч
$V_{э/эРР}$	объем покупки э/э у производителей розничного рынка, в том числе у собственников и иных законных владельцев объектов микрогенерации, кВт/ч
$V_{э/э2-6}$	объем э/э, потребленной потребителями, рассчитываемыми по 2-6 ценовым категориям, кВт/ч
$V_{э/эНАС}$	объем э/э населения и приравненных к населению потребителей (по балансу), кВт/ч

Расчет фактической цены покупки потерь за 12 месяцев

месяцев	фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком на оптовом рынке, тыс. кВтч	Потери сетевых организаций в пределах баланса руб/МВт.ч	Итого, руб. /МВт.ч
ноябрь 2023	716 599,40	3 105,35	2 225 291 949,90
декабрь 2023	833 968,46	2 946,96	2 457 671 692,88
январь 2024	802 056,75	3 150,51	2 526 887 820,89
февраль 2024	765 029,37	3 245,47	2 482 879 872,70
март 2024	741 262,27	3 038,19	2 252 095 622,17
апрель 2024	668 975,02	3 027,69	2 025 448 969,22
май 2024	633 770,86	2 825,77	1 790 890 683,06
июнь 2024	572 754,04	2 809,54	1 609 175 374,30
июль 2024	591 219,71	3 046,85	1 801 357 764,27
август 2024	586 918,02	3 211,43	1 884 846 140,18
сентябрь 2024	648 795,13	3 626,37	2 352 771 184,70
октябрь 2024	708 151,19	3 425,01	2 425 424 914,11
ИТОГО	8 269 500,22	3 124,09956	25 834 741 988,39

Таким образом, цена покупки потерь составит:

1 полугодие: $3\,124,10 \text{ руб/МВт.ч} = \frac{25\,834\,741\,988,39 \text{ руб. /МВт.ч}}{8\,269\,500,22 \text{ тыс. кВтч.}}$

2 полугодие: $3\,305,30 \text{ руб/МВт.ч} = 3\,124,10 * 1,058 \text{ (ИПЦ);}$

В соответствии с абзацем 19 пункта 81 Основ ценообразования № 1178 Расчет расходов на оплату покупки потерь составит (таблица 33)

Таблица 33

Расчет расходов на оплату покупки потерь на 2025 год, в соответствии с абзацем 19 пункта 81 Основ ценообразования № 1178

№ п/п	Наименование	2025 1 полугод ие	2025 2 полугод ие	2025	цена покупки абзац 14 пункт 81 Основ ценообразования № 1178		1 полугод ие	2 полугод ие	год	Доля	
		тыс.МВ т*ч	тыс.МВ т*ч	тыс.МВ т*ч	руб/мВ т*ч	руб/мВ т*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	1 полуго дие	2 полуго дие
1	ООО «Горэлектросет ь» (ИНН 4217127144)	58,266	64,231	122,498	3124,10	3305,30	182030,0 4	212302,8 8	394332,9 2	0,083	0,088
2	ООО «ЕвразЭнергоТ ранс» (ИНН 4217084532)	19,328	19,645	38,972	2955,85	3127,29	57129,29	61435,39	118564,6 7	0,026	0,026

№ п/ п	Наименование	2025 1 полугод ие	2025 2 полугод ие	2025	цена покупки абзац 14 пункт 81 Основ ценообразования № 1178		1 полугод ие	2 полугод ие	год	Доля	
		тыс.МВ т*ч	тыс.МВ т*ч	тыс.МВ т*ч	руб/МВ т*ч	руб/МВ т*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.	1 полуго дие	2 полуго дие
3	ОАО «КузбассЭлект ро» (ИНН 4202002174)	6,542	6,837	13,379	3124,10	3305,30	20 436,92	22 597,66	43 034,58	0,009	0,009
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	102,374	99,989	202,363	3124,10	3305,30	319 826,88	330 493,71	650 320,59	0,146	0,137
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	331,017	329,301	660,318	3124,10	3305,30	1 034 129,02	1 088 438,05	2 122 567,07	0,471	0,452
6	АО «Оборонэнерго » (филиал «Забайкальский » АО «Оборонэнерго ») (ИНН 7704726225)	0,865	0,787	1,651	3124,10	3305,30	2 701,10	2 599,95	5 301,04	0,001	0,001
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	7,127	6,900	14,027	3124,10	3305,30	22 264,83	22 805,56	45 070,39	0,010	0,009
8	ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспе чению- СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	9,883	9,417	19,299	3124,10	3305,30	30874,54	31124,99	61999,53	0,014	0,013
9	ООО ХК «СДС-Энерго» (ИНН 4250003450)	11,513	10,745	22,258	3124,10	3305,30	35967,13	35514,76	71481,89	0,016	0,015
10	ОАО «Северо- Кузбасская энергетическая компания» (ИНН 4205153492)	113,776	138,681	252,458	3124,10	3305,30	355448,4 9	458383,2 6	813831,7 5	0,162	0,190
11	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	26,807	26,100	52,907	3124,10	3305,30	83746,50	86268,66	170015,1 6	0,038	0,036
12	ООО «ЭнергоПарите т» (ИНН 4205262491)	16,943	17,068	34,010	3124,10	3305,30	52 930,99	56 413,49	109344,4 9	0,024	0,023
ВСЕГО		704,44	729,70	1 434,14	3 119,4 8	3 300,5 1	2197485, 73	2408 378 ,36	4605864, 08	1	1

Расчет тарифа на покупку потерь с учетом предельных ФАС России составит:

Расчет ставки на оплату потерь произведен согласно п.50 Методических указаний 20-э/2.

Ставки на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии $T_{\text{вн}}^{\text{пот}}$, $T_{\text{сн1}}^{\text{пот}}$, $T_{\text{сн2}}^{\text{сод}}$ и $T_{\text{вн}}^{\text{сод}}$ на соответствующем уровне напряжения определяются следующим образом:

Высокое напряжение 110 кВ и выше

$$T_{\text{вн}}^{\text{пот}} = \frac{\sum Z_{\text{вн}}^{\text{пот}}}{\sum (\mathcal{E}_{\text{вн}}^{\text{по}} + \mathcal{E}_{\text{вн}}^{\text{сн1}} + \mathcal{E}_{\text{вн}}^{\text{сн2}})}, \text{руб./МВт} \cdot \text{ч} \quad (15.8)$$

Среднее напряжение первого уровня 35 кВ

$$T_{\text{сн1}}^{\text{пот}} = \frac{\sum Z_{\text{сн1}}^{\text{пот}}}{\sum (\mathcal{E}_{\text{сн1}}^{\text{по}} + \mathcal{E}_{\text{сн1}}^{\text{сн2}} + \mathcal{E}_{\text{сн1}}^{\text{нн}})}, \text{руб./МВт} \cdot \text{ч} \quad (15.10)$$

$$Z_{\text{сн1}}^{\text{пот}} = (T^{\text{эс}} \times \mathcal{E}_{\text{сн1}}^{\text{пот}}) + \Delta Z_{\text{вн}}^{\text{сн1}}, \text{тыс. руб.} \quad (15.11)$$

$$\Delta Z_{\text{вн}}^{\text{сн1}} = T_{\text{вн}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{вн}}^{\text{сн1}}, \text{тыс. руб.} \quad (15.12)$$

Среднее напряжение второго уровня 20 - 1 кВ

$$T_{\text{сн2}}^{\text{пот}} = \frac{\sum Z_{\text{сн2}}^{\text{пот}}}{\sum (\mathcal{E}_{\text{сн2}}^{\text{по}} + \mathcal{E}_{\text{сн2}}^{\text{нн}})}, \text{руб./МВт} \cdot \text{ч} \quad (15.13)$$

$$Z_{\text{сн2}}^{\text{пот}} = (T^{\text{эс}} \times \mathcal{E}_{\text{сн2}}^{\text{пот}}) + \Delta Z_{\text{вн}}^{\text{сн2}} + \Delta Z_{\text{сн1}}^{\text{сн2}}, \text{тыс. руб.} \quad (15.14)$$

$$\Delta Z_{\text{вн}}^{\text{сн2}} = T_{\text{вн}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{вн}}^{\text{сн2}}, \text{тыс. руб.} \quad (15.15)$$

$$\Delta Z_{\text{сн1}}^{\text{сн2}} = T_{\text{сн1}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{сн1}}^{\text{сн2}}, \text{тыс. руб.} \quad (15.16)$$

Низкое напряжение 0,4 кВ и ниже

$$T_{\text{нн}}^{\text{пот}} = \frac{\sum Z_{\text{нн}}^{\text{пот}}}{\sum \mathcal{E}_{\text{нн}}^{\text{по}}}, \text{руб./МВт} \cdot \text{ч} \quad (15.17)$$

$$Z_{\text{нн}}^{\text{пот}} = (T^{\text{эс}} \times \mathcal{E}_{\text{нн}}^{\text{пот}}) + \Delta Z_{\text{сн1}}^{\text{нн}} + \Delta Z_{\text{сн2}}^{\text{нн}}, \text{тыс. руб.} \quad (15.18)$$

$$\Delta Z_{\text{сн1}}^{\text{нн}} = T_{\text{сн1}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{сн1}}^{\text{нн}}, \text{тыс. руб.} \quad (15.19)$$

$$\Delta Z_{\text{сн2}}^{\text{нн}} = T_{\text{сн2}}^{\text{пот}} \times \mathcal{E}_{\text{сн2}}^{\text{нн}}, \text{тыс. руб.}, \quad (15.20)$$

где:

$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{по}}, \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{по}}, \mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{по}}$ и $\mathcal{E}_{\text{НН}}^{\text{по}}$ - плановый отпуск из сети электроэнергетики потребителям на ВН, СН1, СН2 и НН, млн. кВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}, \mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН2}}, \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{СН2}}, \mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{НН}}$ и $\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{НН}}$ - плановая трансформация электроэнергии из сети более высокого уровня напряжения (нижний индекс) в смежную сеть более низкого уровня напряжения (верхний индекс), МВт;

$\mathcal{Z}_{\text{ВН}}^{\text{пот}}, \mathcal{Z}_{\text{СН1}}^{\text{пот}}, \mathcal{Z}_{\text{СН2}}^{\text{пот}}$ и $\mathcal{Z}_{\text{НН}}^{\text{пот}}$ - расходы на оплату потерь в сетях соответствующего уровня напряжения, ВН, СН1, СН2 и НН, тыс. руб.;

Для расчета использованы данные о расходах сетевых организаций на оплату потерь, определенные в соответствии с п.81 Основ ценообразования (отражены в шаблоне PEREDACHA.M2024, лист Расчет котловых тарифов), и балансовые показатели в соответствии с балансом электрической энергии и мощности, утвержденным ФАС, отражены в шаблоне PEREDACHA.M2024, лист 4. Баланс ээ, а также лист Расчет котловых тарифов.

1 полугодие

Расходы на оплату потерь	Сумма, тыс.руб.
$\mathcal{Z}_{\text{ВН}}^{\text{пот}}$	824 784,24
$\mathcal{Z}_{\text{СН2}}^{\text{пот}}$	162 863,51
$\mathcal{Z}_{\text{СН2}}^{\text{пот}}$	599 464,73
$\mathcal{Z}_{\text{НН}}^{\text{пот}}$	879 476,68

Плановый отпуск из сети, с учетом населения	млн.кВт*ч
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{по}}$	3521,00
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{по}}$	990,43
$\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{по}}$	1406,185
$\mathcal{E}_{\text{НН}}^{\text{по}}$	1926,74

Плановая трансформация	МВт
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН1}}$	2357,20
$\mathcal{E}_{\text{ВН}}^{\text{СН2}}$	1830,53
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{СН2}}$	1594,48
$\mathcal{E}_{\text{СН1}}^{\text{НН}}$	2,42
$\mathcal{E}_{\text{СН2}}^{\text{НН}}$	2118,52

Подставляя значение показателей в формулы, получаем:

$$T_{\text{ВН}}^{\text{пот}} = \frac{824\,784,24}{(3521,00 + 2357,20 + 1830,53)} = 106,99 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{СН1}}^{\text{пот}} = \frac{162\,863,51 + 1357,20 * 106,99}{(990,43 + 1594,48 + 2,42)} = 160,42 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{СН2}}^{\text{пот}} = \frac{599\,464,73 + 1830,53 * 106,99 + 1594,48 * 160,42}{(1406,18 + 2118,52)} = 298,21 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{\text{НН}}^{\text{пот}} = \frac{879\,476,68 + 2,42 * 160,42 + 2118,52 * 298,21}{1926,74} = 961,86 \text{ (руб./МВтч)}$$

2 полугодие

Расходы на оплату потерь	Сумма, тыс.руб.
$З_{ВН}^{пот}$	974 018,03
$З_{СН2}^{пот}$	190 762,31
$З_{СН2}^{пот}$	710 792,78
$З_{НН}^{пот}$	1 043 755,31

Плановый отпуск из сети, с учетом населения	млн.кВт*ч
$Э_{ВН}^{по}$	3 486,87
$Э_{СН1}^{по}$	989,96
$Э_{СН2}^{по}$	1330,77
$Э_{НН}^{по}$	1868,33

Плановая трансформация	МВт
$Э_{ВН}^{СН1}$	2248,01
$Э_{ВН}^{СН2}$	1813,90
$Э_{СН1}^{СН2}$	1484,90
$Э_{СН1}^{НН}$	2,20
$Э_{СН2}^{НН}$	2086,56

Подставляя значение показателей в формулы, получаем:

$$T_{ВН}^{пот} = \frac{974\,018,03}{(3\,486,87 + 2248,01 + 1813,90)} = 129,03 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{СН1}^{пот} = \frac{190\,762,31 + 2248,01 * 129,03}{(989,96 + 1484,90 + 2,20)} = 194,11 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{СН2}^{пот} = \frac{710\,792,78 + 1813,90 * 129,03 + 1484,90 * 194,11}{(1330,77 + 2086,56)} = 360,83 \text{ (руб./МВтч)}$$

$$T_{НН}^{пот} = \frac{1\,043\,755,31 + 2,20 * 129,03 + 2086,56 * 194,11}{1868,33} = 961,86 \text{ (руб./МВтч)}$$

Таким образом, необходимая сумма денежных средств по минимальным предельным утвержденным приказом ФАС России от 24.10.2024 года №766/24 составит 5 385 917,63 тыс. руб. (таблица 34)

Таблица 14

Необходимая валовая выручка на потери 2025 года

1 полугодие				
Итого	ВН	СН	СН1	НН
2 466 589,17	824 784,24	162 863,21	599 464,73	879 476,68
2 полугодие				
2 919 328,46	971 018,03	190 762,34	710 792,78	1 043 755,81
2025 год				
5 385 917,63	1 798 802,28	353 625,85	1 310 257,61	1 923 231,99

Таким образом, расчет покупки потерь, в соответствии с приказом ФАС России от 24.10.2024 года №766/24, для всех сетевых организаций составит:

Расчет расходов на оплату покупки потерь на 2025 год, в соответствии с приказом ФАС России от 24.10.2024 года №766/24

№ п/п	Наименование	2025	2025	2025	цена покупки Приказ ФАС России 766/24 от 24.10.2024 года		1 полугодие	2 полугодие	год
		1 полугодие тыс.МВт*ч	2 полугодие тыс.МВт*ч		руб/мВт*ч	руб/мВт*ч	тыс. руб.	тыс. руб.	тыс. руб.
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	58,266	64,231	122,498	3 501,49	4 000,72	204 019,48	256 970,95	460 990,43
2	ООО «ЕвразЭнергоТранс» (ИНН 4217084532)	19,328	19,645	38,972	3 501,49	4 000,72	67 675,13	78 593,84	146 268,97
3	ОАО «КузбассЭлектро» (ИНН 4202002174)	6,542	6,837	13,379	3 501,49	4 000,72	22 905,73	27 352,15	50 257,88
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	102,374	99,989	202,363	3 501,49	4 000,72	358 462,35	400 028,86	758 491,20
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	331,017	329,301	660,318	3 501,49	4 000,72	1 159 053,03	1 317 443,03	2 476 496,06
6	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	0,865	0,787	1,651	3 501,49	4 000,72	3 027,39	3 146,97	6 174,36
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	7,127	6,900	14,027	3 501,49	4 000,72	24 954,45	27 603,80	52 558,25
8	ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению- СП Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	9,883	9,417	19,299	3 501,49	4 000,72	34 604,22	37 673,62	72 277,84
9	ООО ХК «СДС-Энерго» (ИНН 4250003450)	11,513	10,745	22,258	3 501,49	4 000,72	40 312,01	42 986,99	83 298,99
10	ОАО «Северо-Кузбасская энергетическая компания» (ИНН 4205153492)	113,776	138,681	252,458	3 501,49	4 000,72	398 387,09	554 826,09	953 213,18
11	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	26,807	26,100	52,907	3 501,49	4 000,72	93 863,17	104 419,40	198 282,57
12	ООО «ЭнергоПаритет» (ИНН 4205262491)	16,943	17,068	34,010	3 501,49	4 000,72	59 325,12	68 282,77	127 607,89
ВСЕГО		704,44	729,70	1 434,14	3 501,49	4 000,72	2 466 589,17	2 919 328,46	5 385 917,63

С учетом формулы 11 Методических указаний № 98-э расходы на экономию потерь могут быть учтены при расчете расходов на оплату покупки потерь.

Таким образом, экономия покупки потерь составила (таблица 36)

Таблица 36

Экономия покупки потерь на 2025 год, тыс. руб.

№ п/п	Наименование	1 полугодие	2 полугодие	год
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	5 736	5 736	11 472
2	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	6 828,86	6 828,86	13 657,71
3	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	255 488,95	255 488,95	510 977,90
4	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго») (ИНН 7704726225)	810,57	810,57	1 621,13
5	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	231,88	231,88	463,76
6	ООО ХК «СДС-Энерго» (ИНН 4250003450)	37 465,89	37 465,89	74 931,77
7	АО «Электросеть» (ИНН 7714734225)	437,82	437,82	875,64
	Итого	306 999,96	306 999,96	613 999,21

Таким образом, расчет расходов на оплату потерь составят:

5 385 917,63 тыс. руб. – 613 999,21 тыс. руб. = 4 771 917,72 тыс. руб.

С учетом распределения доли, указанной в таблице 33, расчет расходов на оплату покупки потерь составит:

Таблица 37

Расчет расходов на покупку потерь на 2025 год

№ п/п	Наименование	2025	2025	2025	Доля (с учетом цены, рассчитанной в соответствии с абз 19 п 81 Основ)			Расходы на покупку потерь на 2025 год			цена покупки потерь, руб/МВт*ч			Экономия потерь, тыс. руб.			Всего покупка потерь, тыс. руб.		
		1 пол-е	2 пол-е	тыс.МВТ*ч	тыс.МВТ*ч	тыс.МВТ*ч	1	2	1 полугодие	2 полугодие	2025	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	2025	1 пол	2 пол	2025
1	ООО «Горэлектросеть» (ИНН 4217127144)	58,266	64,231		122,498		0,083	0,088	178 882,09	230 270,38	409 152,47	3070,07	3585,03	5736,00	5736,00	11472,00	184618,09	236006,38	420 624,4
2	ООО «Евразэнерго Транс» (ИНН 4217084532)	19,328	19,645		38,972		0,026	0,026	56 247,18	66 760,40	123 007,58	2910,21	3398,36	-	-	-	56247,18	66760,40	123 007,5
3	ОАО «Кузбассэнерго» (ИНН 4202002174)	6,542	6,837		13,379		0,009	0,009	20 083,49	24 510,13	44 593,62	3070,07	3585,03	-	-	-	20083,49	24510,13	44 593,6
4	ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ИНН 4205109750)	102,374	99,989		202,363		0,146	0,137	314 295,93	358 463,86	672 759,79	3070,07	3585,03	6828,86	6 828,86	13657,72	321124,79	365292,72	686 417,5
5	ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго - РЭС» (ИНН 2460069527)	331,017	329,301		660,318		0,471	0,452	1 016 245,24	1 180 554,12	2 196 799,35	3070,07	3585,03	255488,95	255488,95	510977,90	1271734,19	1 436 043,07	2 707 772,2

№ п/п	Наименование	2025 1 пол-е	2025 2 пол-е	2025	Доля (с учетом цены, рассчитанной с абз 19 п 81 Основ)		Расходы на покупку потерь на 2025 год			цена покупки потерь, руб/мВт*ч		Экономия потерь, тыс. руб.			Всего покупка потерь, тыс. руб.		
		тыс.М Вт*ч	тыс.МВ т*ч	тыс.МВ т*ч	1 полуго дие	2 полуго дие	1 полугодие	2 полугодие	2025	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	2025	1 пол	2 пол	2025
6	АО «Оборонэнерго» (филиал «Забайкальский» АО «Оборонэнерго» (ИНН 7704726225))	0,865	0,787	1,651	0,001	0,001	2 654,38	2 819,98	5 474,37	3070,07	3585,03	810,57	810,57	1 621,13	3 464,95	3 630,55	7 095,51
7	ООО «ОЭСК» (ИНН 4223052779)	7,127	6,900	14,027	0,010	0,009	21 879,79	24 735,63	46 615,42	3070,07	3585,03	231,88	231,88	463,76	2211,68	24967,51	47 079,19
8	ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергоснабжению-СП Трансэнергос-филиала ОАО «РЖД») (ИНН 7708503727)	9,883	9,417	19,299	0,014	0,013	30 340,61	33 759,15	64 099,75	3070,07	3585,03	-	-	-	30340,61	33759,15	64 099,75
9	ООО ХК «СДС-Энерго» (ИНН 4250003450)	11,513	10,745	22,258	0,016	0,015	35 345,13	38 520,42	73 865,56	3070,07	3585,03	37465,89	37 465,89	74931,77	72811,02	75986,31	148 797,33
10	ОАО «Северо-Кузбасская энергетика»	113,776	138,681	252,458	0,162	0,190	349 301,51	497 176,89	846 478,41	3070,07	3585,03	-	-	-	349 301,51	497 176,89	846 478,41

№ п/п	Наименование	2025 1 пол-е	2025 2 пол-е	2025 тыс.МВ т*ч	Доля (с учетом цены, рассчитанной в соответствии с абз 19 п 81 Основ)		Расходы на покупку потерь на 2025 год		цена покупки потерь, руб/МВт*ч		Экономия потерь, тыс. руб.			Всего покупка потерь, тыс. руб.		
		тыс.М Вт*ч	тыс.МВ т*ч	тыс.МВ т*ч	1 полугодие	2 полугодие	1 полугодие	2 полугодие	1 пол	2 пол	1 пол	2 пол	2025	1 пол	2 пол	2025
	ска компания» (ИНН 420515349 2)															
11	АО «Электрос еть» (ИНН 771473422 5)	26,807	26,100	52,907	0,038	0,036	82 298,22	93 569,70	3070,07	3585,03	-	-	-	82298,22	93569,70	175 867,9
12	ООО «ЭнергоПа риет» (ИНН 420526249 1)	16,943	17,068	34,010	0,024	0,023					437,82	437,82	875,64	52453,45	61625,67	114 079,1
	ВСЕГО	704,44	729,70	1 434,14	1	1	2 159 589,21	2612328,51	3070,07	3585,03	306999,9 6	306999,96	613999,9 2	2 466 589,17	2 919 328,47	5 385 917,64

Таким образом, на основании пункта 81 Основ ценообразования цена покупку потерь на 2025 год, исходя из стоимости для всех сетевых организаций на 2025 год, составит:

- на 1 полугодие: 3 070,07 руб./МВт.ч;
- на 2 полугодие: 3 585,03 руб./МВт.ч.

Сумма затрат сетевых организаций, рассчитанная на основании цены покупки потерь и объема нормативных технологических потерь по утвержденному ФАС России балансу электроэнергетики и мощности, используется для определения ставки на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в составе двухставочных единых (котловых) тарифов по уровням напряжений в соответствии с пунктом 50 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 (далее – Методические указания 20-э/2).

Согласно пункту 50 Методических указаний 20-э/2, единая ставка на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в процессе ее передачи потребителям по сетям соответствующего уровня напряжения, определяется исходя из сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации, рассчитанного с учетом нормативных технологических потерь, утверждаемых Министерством энергетики Российской Федерации.

В свою очередь предельный максимальный и минимальный размер вышеуказанной ставки на оплату технологического расхода (потерь) электроэнергии в процессе ее передачи потребителям по сетям соответствующего уровня напряжения устанавливается ФАС России (на 2025 год утверждены приказом ФАС России от 24.10.2024 года №766/24).

Следовательно, стоимость покупки потерь для предприятий, определена в рамках роста ставки на покупку потерь. Расчет в соответствии с абзацем 19 пунктом 81 Основ ценообразования № 1178 приведен в таблице 37.

Соответственно, величина расходов (НВВ) в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД», рассчитанная на основании баланса на 2025 год и тарифов на покупку потерь электрической энергии составит:

на 1 полугодие

3 070,07 руб./МВт.ч. * 9,882 тыс.МВт*ч. = 30 339,52(тыс. руб.)

где 9,883 тыс. МВт*ч - прогнозный объём технологического расхода (потерь)электрической энергии в сетях предприятия на 1 полугодие 2025 года;

на 2 полугодие

3 585,03 руб./МВт.ч. * 9,417 тыс.МВт*ч. = 33 760,23(тыс. руб.)

где 9,417 тыс. МВт*ч - прогнозный объём технологического расхода (потерь)электрической энергии в сетях предприятия на 2 полугодие 2025 года;

Общая сумма затрат по 2025 году составит: 30 339,52 + 33 760,23 = 64 099,75 (тыс. руб.).

Годовой объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях предприятия составит 19,3 тыс. МВт*ч.

Расчет плановых показателей надежности и качества оказываемых услуг Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на долгосрочный период регулирования 2025-2029 годы

На тарифное регулирование Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» заявило следующие плановые значения показателей надежности и качества услуг на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования 2025-2029 годы.

Таблица 38

№	Наименование сетевой организации Кемеровской области-Кузбасса	Год	Показатель средней продолжительности и прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час				Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, шт.				Показатель уровня качества оказываемых услуг
			ВН	СН1	СН2	НН	ВН	СН1	СН2	НН	
1	Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	2025	0,00000	0,00000	0,01915	0,00791	0,00000	0,00000	0,02884	0,01476	1,000000
		2026	0,00000	0,00000	0,01886	0,00779	0,00000	0,00000	0,02841	0,01454	1,000000
		2027	0,00000	0,00000	0,01858	0,00768	0,00000	0,00000	0,02798	0,01432	1,000000
		2028	0,00000	0,00000	0,01830	0,00756	0,00000	0,00000	0,02756	0,01410	1,000000
		2029	0,00000	0,00000	0,01803	0,00745	0,00000	0,00000	0,02715	0,01389	1,000000

Эксперты, рассмотрев подтверждающие документы считают, что расчет предприятия не соответствует требованиям 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, утвержденных приказом Минэнерго России от 29.11.2016 № 1256 (далее – Методические указания).

Таким образом, эксперты предлагают утвердить следующие плановые показатели надежности и качества оказываемых услуг по Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на долгосрочный период регулирования 2025-2029 годы, расчет приведен в нижеследующих таблицах.

Таблица 39

Расчет уровня качества оказываемых услуг Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»

Данные/показатели	Формула	Период	Фактические значения
1	2	3	4
Количество заявок на технологическое присоединения, по которым в отчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения	Nзаяв_тпр	2021 г.	68
		2022 г.	102
		2023 г.	74
Число заявок на технологическое присоединение, по которым сетевой организацией в отчетный период направлен проект договора об осуществлении технологического присоединения с нарушением установленных сроков, шт	Nисзаяв_тпр	2021 г.	0
		2022 г.	0
		2023 г.	1
Количество договоров об осуществлении технологического присоединения, исполненных в отчетном периоде	Nсд_тпр	2021 г.	67
		2022 г.	68
		2023 г.	74
Количество договоров об осуществлении технологического присоединения, исполненных в отчетном периоде, по которым имеется подписанный со стороны сетевой организации акт ТП, по которым произошло нарушение установленных сроков технологического присоединения. При этом не учитываются договоры, сроки по которым нарушены в связи с неисполнением в срок обязательств по договору со стороны заявителей, при этом со стороны сетевой организации мероприятия по техническим условиям исполнены в срок и направлено соответствующее уведомление заявителю	Nнссд_тпр	2021 г.	20
		2022 г.	10
		2023 г.	1
Показатель качества выполнения заявок на технологическое присоединение	$P_{заяв_тпр} = N_{заяв_тпр} / \max(1, N_{заяв_тпр} - N_{исзаяв_тпр})$	2021 г.	1
		2022 г.	1
		2023 г.	1,013699
Показатель выполнения сроков технологического присоединения заявителей к электрическим сетям сетевой организации	$P_{сд_тпр} = N_{сд_тпр} / \max(1, N_{сд_тпр} - N_{нссд_тпр})$	2021 г.	1,425532
		2022 г.	1,172414
		2023 г.	1,013699
Показатель уровня качества услуг по технологическому присоединению	$P_{тпр_факт} = 0,5 * P_{заяв_тпр} + 0,5 * P_{сд_тпр}$	2021 г.	1,212766
		2022 г.	1,086207
		2023 г.	1,013699
Расчетные плановые значения		Среднее значение	1,104224
		2025	1,104224
		2026	1,087660
		2027	1,071346
		2028	1,055275
		2029	1,039446

Приказом Минэнерго РФ от 18.10.2017 №976 утверждены базовые значения 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.

Отнесение к группам территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом характеристики и (или) условия деятельности, сформированные по показателю средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saidi}):

Таблица 40

№ п/п	Наименование территориальной сетевой организации	Номер группы ТСО показатель P_{saidi}
1	Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	6

Отнесение к группам территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом характеристики и (или) условия деятельности, сформированные по показателю средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P_{saifi}):

Таблица 41

№ п/п	Наименование территориальной сетевой организации	Номер группы ТСО показатель Psaidi
1	Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	3

Для вышеуказанных групп, установлены следующие базовые значения показателей надежности услуг.

Таблица 42

№ п/п	Наименование территориальной сетевой организации	показатель Psaidi	показатель Psaiifi
1	Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	4,505460	1,788160

Плановое значение показателей *Psaidi* и *Psaiifi* для Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД», рассчитанное для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования меньше значения показателей уровня надежности оказываемых услуг для вышеуказанных групп территориальных сетевых организаций, к которой относится данная территориальная сетевая организация, таким образом согласно п. 4.2.4 Методических указаний темп улучшения показателей уровня надежности оказываемых услуг ($r_{m,i}$) равняется 0,015. Также согласно Методическим указаниям в случае если у сетевой организации расчетное значение показателей надежности, на одном из уровней напряжения равно нулю, то плановые значения для первого расчетного периода регулирования в долгосрочном периоде регулирования, на который устанавливаются плановые значения, приравниваются к значениям показателя средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и показателя средней частоты прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации соответствующего уровня напряжения для группы территориальных сетевых организаций, к которой принадлежит такая организация, рассчитанным на соответствующий год в соответствии с пунктом 4.2.5 Методических указаний. Расчет представлен в нижеследующей таблице 43.

Таблица 43

Расчет плановых значений показателей *Psaidi* и *Psaiifi* Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»

Psaidi											
Номер группы ТСО 6	Psaidi 2023	Psaidi (сред. 2021- 2023)	Ппл,1,i Psaidi (min)	См,i,б базовое Psaidi	r_m	Rm	2025 (Ппл,t,i)	2026	2027	2028	2029
ВН	0,000000	0,000000	0,000000	4,505460	0,015000	0,283620	4,505460	4,437878	4,371310	4,305740	4,241154
СН1	0,000000	0,006486	0,000000	4,505460	0,015000	0,283620	4,505460	4,437878	4,371310	4,305740	4,241154
СН2	0,009746	0,010494	0,009746	4,505460	0,015000	0,283620	0,009746	0,009599	0,009455	0,009314	0,009174
НН	0,008332	0,008133	0,008133	4,505460	0,015000	0,283620	0,008133	0,008011	0,007891	0,007772	0,007656
Psaiifi											
Номер группы ТСО 3	Psaidi 2023	Psaidi (сред. 2021- 2023)	Ппл,1,i Psaidi (min)	См,i,б базовое Psaidi	r_m	Rm	2025 (Ппл,t,i)	2026	2027	2028	2029
ВН	0,000000	0,000000	0,000000	1,788160	0,015000	0,145530	1,788160	1,761338	1,734918	1,708894	1,683260

CH1	0,000000	0,013889	0,000000	1,788160	0,015000	0,145530	1,788160	1,761338	1,734918	1,708894	1,683260
CH2	0,022321	0,023302	0,022321	1,788160	0,015000	0,145530	0,022321	0,021987	0,021657	0,021332	0,021012
HH	0,014134	0,012256	0,012256	1,788160	0,015000	0,145530	0,012256	0,012072	0,011891	0,011712	0,011537

Таблица 44

Плановые показатели надежности и качества оказываемых услуг Западно-Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на долгосрочный период регулирования 2025-2029 годы

№ п/п	Наименование сетевой организации Кемеровской области-Кузбасса	Год	Показатель средней продолжительно сти прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, час				Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки, шт.				Показатель уровня качества оказываемых услуг
			ВН	CH1	CH2	HH	ВН	CH1	CH2	HH	
1	ОАО «РЖД» - СП «Трансэнерго» - Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению (Кемеровская область)	2025	4,505460	4,505460	0,009746	0,008133	1,788160	1,788160	0,022321	0,012256	1,000000
		2026	4,437878	4,437878	0,009599	0,008011	1,761338	1,761338	0,021987	0,012072	1,000000
		2027	4,371310	4,371310	0,009455	0,007891	1,734918	1,734918	0,021657	0,011891	1,000000
		2028	4,305740	4,305740	0,009314	0,007772	1,708894	1,708894	0,021332	0,011712	1,000000
		2029	4,241154	4,241154	0,009174	0,007656	1,683260	1,683260	0,021012	0,011537	1,000000

12. 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 2023 году в Пояснительной записке и шаблоне ЕИАС ENERGY.CALC.NVV. Экспертами проведён анализ расходов с целью определения их экономической обоснованности и исполнения требований, предусмотренных пунктом 7 Основ ценообразования. Расчет расходов 2023 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:

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

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:

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

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;

$\Delta НР_i$ - корректировка неподконтрольных расходов (таблица 27) исходя из фактических значений указанного параметра;

$\Delta У_i$ - 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:

$$\Delta У_i = У_{i-2}^{факт} - У_{i-2},$$

где

$У_{i-2}, У_{i-2}^{факт}$ - 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";

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

$ПО_i$ - 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 45

Корректировка НВВ по итогам предыдущих периодов регулирования

Показатели		тыс. руб.
корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов	ΔPP_i	-39,34
корректировка неподконтрольных расходов исходя из фактических значений указанного параметра	ΔNP_i	-8 701,53
корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска электрической энергии и цен на электрическую энергию	PO_i	-3 845,79
корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	$\Delta НВВ_i^{сод}$	40 152,25
Итого выпадающие	$B_i^{инд}$	27 565,58
корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год	$B_i^{коррИП}$	0,00
Выпадающие расходы с предыдущего периода (экспертное заключение на 2020г)	$B_i^{распред}$	0,00
Корректировка в связи с исполнением предписания ФАС		0,00
ИПЦ 2024 г		7,2%
ИПЦ 2025 г		5,8%
Итого выпадающие с учетом ИПЦ		31 264,22
ИТОГО по формуле 3 МУ 98-Э	B_i	31 264,22

Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов определяется по формуле 9.6 Методических указаний 98-э (с учетом изменений по Приказу ФАС России от 20.07.2023 № 485/23):

$$\Delta PP_i = PP_{i-3} \times (K_{индi-2}^{\phi} - K_{индi-2})$$

где:

PP_{i-3} - величина подконтрольных расходов, учтенная при корректировке НВВ на год i-3;

$K_{индi-2}^{\phi}$ - коэффициент индексации подконтрольных расходов, определяемый в соответствии с фактическими значениями индекса потребительских цен и объема условных единиц;

$K_{индi-2}$ - коэффициент индексации, учтенный при установлении тарифов на год i-2, определенный в соответствии с формулой (9.4) Методических указаний;

$$K_{индi-2}^{\phi} = (1 - X_{i-2}) \times (1 + I_{i-2}^{\phi}) \times (1 + ИКА_{i-2}^{\phi})$$

$$ИКА_{i-2}^{\phi} = K_{эл} \times \frac{уеф_{i-2} - уеф_{i-3}}{уеф_{i-3}}$$

где:

$УЕ_{i-2}^{\phi}$, $УЕ_{i-3}^{\phi}$ - фактическое среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, относящихся к регулируемой организации соответственно в (i-2)-м и (i-3)-м годах 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 i-3 является первым (базовым) годом долгосрочного периода регулирования, или годом, в котором осуществлен пересмотр базового уровня подконтрольных расходов, то в качестве показателя используется количество условных единиц, учтенных при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии соответственно на первый (базовый) год или год, в котором осуществлен пересмотр базового уровня подконтрольных расходов;

I_{i-2}^{ϕ} - фактические значения индекса потребительских цен в году i-2;

$ИКА_{i-2}^{\phi}$ - фактический индекс изменения количества активов в году i-2 в процентах.

Корректировка подконтрольных расходов предприятия за 2022 год, рассчитанная по формуле 9.3, определена в сумме -39,34 тыс. руб. Показатели, учтенные в расчете, представлены в таблице ниже:

$$43\,715,55 * (0,9531 - 0,9540) = -39,34 \text{ тыс. руб.}$$

Анализ неподконтрольных расходов за 2023 год

Неподконтрольные расходы на 2023 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 99 363,39 тыс. руб., фактические неподконтрольные расходы за 2022 год составили по отчёту предприятия 117 890,17 тыс. руб., из них экономически обоснованные по мнению экспертной группы 105 868,08 тыс. руб.

Корректировка неподконтрольных расходов осуществляется по формуле 7 Методических указаний 98-э, которая не претерпела изменений:

$$\Delta HP_i = HP_{i-2}^{\text{расх.факт}} - HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$$

где $HP_{i-2}^{\text{расх.факт}}$, $HP_{i-2}^{\text{расх.план}}$ - фактическая и плановая величина неподконтрольных расходов.

Таблица 46

Анализ неподконтрольных расходов за 2023 год

Статьи затрат	утверждено на 2023 г.	фактические расходы за 2023 г.	расчет корректировки (ΔHP)
Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	16 907,94	7 714,25	-9 193,69
Электроэнергия на хоз. нужды	0,00	511,97	511,97
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	4 274,96	2 816,34	-1 458,62
Прочие налоги и сборы	0,00	0,00	0,00
Отчисления на социальные нужды	9 304,23	11 160,53	1 856,30
Прочие неподконтрольные расходы	0,00	0,00	0,00
Налог на прибыль	0,00	0,00	0,00
Амортизация (не используемая как источник по ИП)	0,00	0,00	0,00
Услуги ТСО	40 069,07	39 651,58	-417,49
Итого по неподконтрольным расходам	70 556,20	61 854,67	-8 701,53

$$61\,854,67 - 70\,556,20 = -8\,701,53 \text{ тыс. руб.}$$

Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации 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.

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

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:

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

где:

$\mathcal{E}_{i-2}^{опт.пл}$ $\mathcal{E}_{i-2}^{опт.ф.}$ - соответственно плановый и фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими 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;

$\mathcal{C}_{i-2}$ - 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;

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

P_{i-2}^{Φ} - величина фактических потерь электрической энергии в сетях в году $i-2$.

Так как Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» на 2022 год экономия расходов на оплату потерь не утверждалось, 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 47.

Таблица 47

Корректировка полезного отпуска

Наименование, 2023 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	P_{i-2}^{Φ}	тыс. кВтч	15 250,14
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%
фактический объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в ($i-2$)-том году долгосрочного периода регулирования;	$\mathcal{E}_{i-2}^{опт.ф.}$	тыс.кВтч	1 775 138,70

Наименование, 2023 год	Показатели	Ед. изм	Сумма
плановый объем отпуска электрической энергии в сеть территориальной сетевой организации, определяемый регулирующими органами в (i-2)-том году долгосрочного периода регулирования;	$\Xi_{\text{опт.пл.}}^{i-2}$	тыс.кВтч	1 831 140,50
средневзвешенная фактическая цена покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i-2;	ЦП_{i-2}^{Φ}	руб./тыс.кВт.ч.	2 999,25
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}	руб./тыс.кВт.ч.	3 174,85
Корректировка по потерям		тыс. руб.	-3 845,79

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

$$\text{ПО}_i = \min\{15\,250,14; 0,786 * 1\,775\,138,70\} \times \frac{2\,999,25}{1000} - 1\,831\,140,50 \times 0,786\% \times \frac{3\,174,85}{1000} = -3\,845,79 \text{ (тыс.руб.)}$$

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности ΔHBB_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}^{Φ} - 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 48

Корректировка необходимой валовой выручки

Показатель	Ед. изм.	Сумма, тыс. руб.
необходимая валовая выручка электрических сетей, установленная на год i-2;	тыс. руб.	196 472,94
фактический объем выручки за услуги по передаче электрической энергии за год i-2	тыс. руб.	156 320,70
корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	тыс. руб.	40 152,25

Таблица 49

**Фактической выручки от передачи электрической энергии Западно-Сибирской
дирекции по энергообеспечению-Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»
за 2023 год**

№ п/п	Наименование покупателя	Сумма выручка от передачи электрической энергии согласно первичной документации, тыс. руб.
1	ПАО «Кузбассэнергосбыт»	109 203,90
2	ООО «ЭСКК»	20 853,56
3	ООО «Промэнергосбыт»	24 972,75
4	ООО «КЭнК»	1 055,58
5	ОАО «СКЭК»	208,332
6	ООО «ОЭСК»	3,803
7	КЭС	15,481
8	ТСО Сибирь	1,046
9	ООО «ЭнергоПаритет»	6,246
		156 320,70

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

$$-39,34 (\Delta ПР) + (-8\,701,53) (\Delta НР) + 40\,152,25 (\Delta НВВ) + (-3\,845,79) (ПО) = 27\,565,58 \text{ тыс. руб.}$$

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ РЭК Кузбасса
по результатам анализа документальной обоснованности проектов
инвестиционной программы, включенных в отчет о выполнении
инвестиционной программы ОАО «РЖД» (ЗападноСибирская дирекция по
энергообеспечению –структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО
«РЖД») за 2023 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 31.10.2019 № 391(в редакции постановлений Региональной энергетической комиссии Кузбасса от 30.10.2020 № 305, от 29.10.2021 № 479, от 30.12.2021 № 960, от 31.10.2022 № 332, от 28.12.2023 № 763) утверждена инвестиционная программа ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению –структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») на период 2020 - 2024 годы.

Предусмотренная вышеуказанной программой стоимость капитальных вложений на 2023 год составляет 172,430 млн. руб. без НДС.

Источниками финансирования утвержденной на 2023 год инвестиционной программы являются: прибыль от передачи электрической энергии в объеме 13,500 млн. руб., амортизационные отчисления в объеме 25,336 млн. руб., прочие собственные средства в объеме 133,594 млн. руб.

В таблице 50 представлены инвестиционные проекты, входящие в состав утвержденной инвестиционной программы ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению –структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») на 2023 год:

Таблица 50

Инвестиционные проекты, входящие в состав утвержденной программы

п/п	Наименование объекта	Объем финансирования без НДС, млн. руб.
	ВСЕГО по инвестиционной программе, в том числе:	172,430
	Техническое перевооружение тяговой подстанции Белово	172,430

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 отчетах 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 2023 год, на предмет их документальной обоснованности.

Согласно представленному компанией отчету о выполнении инвестиционной программы, за 2023 год произведены капитальные вложения в сумме 810,872 млн. руб. без НДС, источниками финансирования которых являются: прибыль от передачи электрической энергии в размере – 13,500 млн. руб., амортизационные отчисления в размере – 25,336 млн. руб., прочие собственные средства – 772,036 млн. руб. Степень выполнения, утвержденного РЭК объема финансирования инвестиционной программы за 2023 год, исходя из отчетных данных предприятия, составляет 100,00%.

Для обоснования целесообразности и стоимости инвестиционных проектов ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») за 2023 год, представлены следующие документы.

1. Отчет о выполнении инвестиционной программы за 2023 год;
2. Реестр актов приемки по инвестиционной программе за 2023 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;

Основания принятия затрат по вышеперечисленным инвестиционным проектам документальной и экономической обоснованности приведены в приложении № 1.

В соответствии с формулой 9 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:

$$B_i^{\text{коррИП}} = \sum_{i=1}^2 HP_{i-2}^{\text{ИП}} \cdot \left(\frac{ИП_{i-2}^{\text{факт}}}{ИП_{i-2}^{\text{заяв}}} - 1 \right) - B_{i-2, \text{мес}}^{\text{коррИП}}$$

$$B^{\text{коррИП}2023} = 38,836 * (38,836 / 38,836 - 1) - 0 = 0,00 \text{ млн. руб.}$$

Согласно заключению РЭК Кузбасса, размер корректировки НВВ, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы за 2022 год, составляет:

$$B^{\text{коррИП}2022} = 28,434 * (28,434 / 28,434 - 1) - 0 = 0,00 \text{ млн. руб.}$$

В связи с тем, что согласно п.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, при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии на 2025 год рассчитывается исходя из суммарных плановых ($ИП_{i-2}^{\text{заяв}}$) и фактических ($ИП_{i-2}^{\text{факт}}$) показателей финансирования мероприятий инвестиционных программ на 2022 - 2023 год, эксперты считают обоснованным сложение показателей двух вышеуказанных формул для определения размера корректировки НВВ 2025 года в связи с неисполнением инвестиционной программы за 2022 и 2023 годы:

$$B^{\text{коррИП}2022-2023} = (28,434 + 38,836) * ((28,434 + 38,836) / (28,434 + 38,836) - 1) - 0 = 0,000 \text{ млн. руб.}$$

4. Выводы:

1. Следует считать документально обоснованными, отчетные данные о реализации инвестиционной программы за 2023 год в размере 38 836,00 тыс. руб. без НДС по инвестиционному проекту, утвержденному РЭК. Исходя из представленной предприятием документации, степень освоения, утвержденного РЭК на 2023 год объема финансирования инвестиционной программы, по мнению экспертов, составляет 100,00%.

2. Размер корректировки НВВ предприятия на 2025 год $B^{\text{коррИП}2022-2023}$, осуществляемой в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, составляет – 0,000 млн. руб.

Таблица 51

Анализ отчета и реестра актов приемки ОАО «РЖД» (Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению –структурное подразделение Трансэнерго - филиал ОАО «РЖД») о выполнении инвестиционной программы за 2023 год

№ п/п	Направления инвестиций (объекты)	Объем финансирования за 2023год								Документы, подтверждающие размер фактических капитальных вложений			Примечания	Параметры реализации инвестиционной программы			
		Всего		В том числе													
				План	Факт	Из амортизации, учтенной в ценах (тарифах), млн. руб.		Из прибыли за счет оказания услуг по передаче электрической энергии, млн. руб.		За счет иных источников финансирования, млн. руб.		Номер и дата		Стоимость по акту без НДС, млн. руб.		Стоимость, по мнению эксперта, тыс. руб.	Экономия (-) / перерасход (+) средств, тыс. руб.
План	Факт	План	Факт			План	Факт	План	Факт	Всего	в т.ч. стоимость материалов						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	26	
	ИТОГО по компании	172,43	810,872	25,336	25,336	13,5	13,5	133,594	772,04					38 836	0,00	100,00%	
1	Техническое перевооружение тяговой подстанции Белово	172,43	810,872	25,336	25,336	13,5	13,5	133,59	772,04				переходящий на 2024 год объект				
										№ 307 от 31.05.2023	27,433	27,433					
										№ 356 от 26.06.2023	2,297	2,297					
										№ 375 от 27.06.2023	1,154	1,154					
										№ 626 от 24.07.2023	5,519	5,519					
										№ 644 от 25.07.2023	4,659	4,659					
										№ 743 от 17.08.2023	125,849	125,849					
										№ 874 от 29.09.2023	13,874	13,874					
										№ 883 от 28.09.2023	43,433	43,433					
										№ 884 от 29.09.2023	21,846	21,846					
										№ 956 от 12.10.2023	9,868	9,868					
										№ 969 от 26.10.2023	4,961	4,961					
										№ 992 от 31.10.2023	349,861	349,861					
										№ 1150 от 29.11.2023	157,703	157,703					
										№ 12 от 31.12.2023	42,416	42,416					

Таким образом, корректировка необходимой валовой выручки V_i рассчитывается по формуле 3 Методических указаний 98-э на 2025 год по итогам 2023 года по формуле 3 Методических указаний 98-э

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

В необходимой валовой выручке 2025 года предприятию следует учесть расходы, связанные с компенсацией незапланированного дохода или полученного избытка, рассчитанного по формуле 3 Методических указаний 98-э.

$$(27\,565,58 + 0) \cdot 1,072 \cdot 1,058 + 0 = 31\,264,22 \text{ тыс. руб.}$$

В соответствии с изменениями, внесенными Постановлением Правительства РФ от 19.11.2024 № 1583 в п. 7 Основ ценообразования величина распределяемых корректировок НВВ ТСО, проводимых по итогам года, предшествующего текущему периоду регулирования, не может превышать 12 % от величины НВВ на очередной период регулирования, рассчитанной в соответствии с методическими указаниями, предусмотренными п. 38, без учета расходов на оплату нормативных потерь при ее передаче по электрическим сетям, расходов на финансирование капитальных вложений из прибыли, расходов на оплату услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети и по сетям территориальных сетевых организаций, возврата заемных средств, направляемых на финансирование капитальных вложений, расходов, связанных с арендой объектов электросетевого хозяйства, используемых для осуществления регулируемой деятельности, в том числе по договорам финансовой аренды (лизинга), а также без учета распределенной величины, включенной в необходимую валовую выручку на очередной период регулирования в соответствии с абзацем пятнадцатым настоящего пункта (но не выше суммарной величины корректировок необходимой валовой выручки).

В соответствии с положениями п. 7 Основ ценообразования размер корректировок, подлежащий включению в НВВ предприятия, составляет 16 935,02 тыс. руб. Отклонения по итогам расчета по Методическим указаниям 98-э и результатом отражения в НВВ предприятия в размере 14 329,20 тыс. руб. переносится на последующие периоды регулирования в качестве показателя $V_i^{\text{распред}}$.

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 надежности 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 надежности и качества оказываемых услуг в году i , используемый при осуществлении корректировки цен (тарифов), установленных на долгосрочный период регулирования, связанной с отклонением фактических значений показателей надежности и качества оказываемых услуг от плановых (далее - обобщенный показатель), который определяется в соответствии с Методическими указаниями по расчету уровня надежности 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:

для 2011 года: $П_{кор2011} = 0,5\%$;

для 2012 года: $П_{кор2012} = 1\%$;

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

Расчет понижающего (повышающего) коэффициента производится по формуле:

$КНК = K_{об} \times П_{кор}$, 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 2023 год в отношении Западно - Сибирской дирекции по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» рассчитывается по формулам в размере 0,006.

Таблица 52

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

Показатель	Значение	Основание
α_1	0,3	п 5.1.4 Приказ Минэнерго России от 29.11.2016 N 1256 (ред. от 21.06.2017)
α_2	0,3	"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)
β_1	0,3	
β_2	0,1	
$К_{над1}$	0	достигнуто
$К_{над2}$	0	достигнуто

Показатель	Значение	Основание
К _{кач1}	0	достигнуто
К _{кач3}	0	достигнуто
Плановое значение Psaidi	0,009287	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 Psaifi	0,023228	
Плановое значение Птпр	1,010867	Постановление РЭК Кузбасса от 04.06.2024 № 103 «О фактических значениях показателей надежности и качества ТСО Кемеровской области-Кузбасса за 2023 год»
Фактическое значение Psaidi	0,011068	
Фактическое значение Psaifi	0,019157	
Фактическое значение Птпр	1,082936	
Коэффициент допустимого отклонения	30%	Приказ Минэнерго России от 18.10.2017 N 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"
Коэффициент допустимого отклонения для показателя качества Птпр	25%	
К _{об}	0	п 5.1.4 Приказ Минэнерго России от 29.11.2016 N 1256 (ред. от 21.06.2017)
К _{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 N 18951)
КНК	0,000	

Корректировка НВВ в соответствии с параметрами надёжности и качества за 2023 год не проводится, так как коэффициент надежности и качества равен 0.

13. 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 2025 год на основе долгосрочных параметров регулирования.

14. Заключение

Необходимая валовая выручка ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области-Кузбассу, предлагаемая к утверждению на 2025 год составит 222 159,96 тыс. руб., в том числе:

- 1) подконтрольные расходы в сумме 87 657,63 тыс. руб.;
- 2) неподконтрольные расходы в сумме 53 467,55 тыс. руб., в том числе затраты на оплату услуг ПАО «ФСК ЕЭС» 0,00 тыс. руб.;

3) выпадающие доходы (экономия средств) за исключением выпадающих доходов, учтенных в соответствии с п.87 Основ ценообразования за предыдущие периоды в сумме 16 935,02 тыс. руб.;

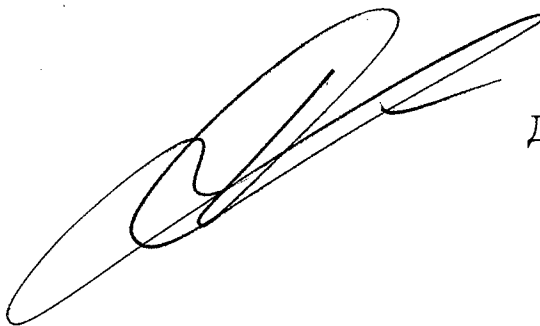
4) корректировка НВВ в соответствии с параметрами надёжности и качества в сумме в размере 0,00 тыс. руб.

5) затраты на оплату потерь электрической энергии при её передаче по электрическим сетям в сумме 64 099,75 тыс. руб.

Приложения:

1. Расчет необходимой валовой выручки ОАО «РЖД» (Западно - Сибирская дирекция по энергообеспечению - СП Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД») по Кемеровской области на 2025 год на основе долгосрочных параметров регулирования.

Председатель



Д.В. Малюта

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



М. Г. Саврасов

И. о. начальника отдела ценообразования в электроэнергетике



О. В. Маркова

Приложение 1

Расчёт необходимой валовой выручки Западно-Сибирская дирекция по энергообеспечению СП Трансэнерго филиала ОАО "РЖД" методом долгосрочной индексации (на 2025 год)

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2023 год				2024 год				2025 год			
			Утвержденно РЭК КО	Факт	Факт по эксперту	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Отклонение	Утвержденно РЭК КО	Предложение предприятия	Предложение экспертов	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Корректировка	Рост	
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	
Расчет коэффициента индексации														
1	ИПЦ	%	6,00%	0,00%	5,90%		0,00	7,20%	4,00%	5,80%		0,02	45,00 %	
2	Индекс эффективности операционных расходов	%	10,0%	0,0%	10,0%		0,00	10,0%	1,0%	1,0%		0,00	90,00 %	
3	Количество активов	у.е.	21 109,85	921,15	21 109,85		0,00	21 109,85	23 434,39	21 664,67		-1 769,72	2,63% #ДЕЛ/0!	
4	Индекс изменения количества активов	%	0,00%	1,14%	0,00%		0,00	0,00%	8,17%	2,63%		-0,06	0!	
5	Коэффициент эластичности затрат по росту активов		0,75	0,75	0,75		0,00	0,75	0,75	0,75		0,00	0,00%	
6	Итого коэффициент индексации		0,9540	1,0085	0,9531		0,00	0,9648	1,0616	1,0681		0,01	10,70 %	
1.1.	Материальные затраты	тыс.руб.	7 125,43	479,68	6 264,42		-861,01	7 010,13	62 467,84	6 711,43		-55 756,41	-4,26%	
1.1.1.	Сырье, материалы, запасные части, инструмент, топливо	тыс.руб.	0,00	6 499,00	421,69	Основная часть материалов используется в ремонтах, принято в доле					На основании фактических расходов в доле	-17 111,80	#ДЕЛ/0!	
	Работы и услуги производственного характера (в т.ч. услуги сторонних организаций по содержанию сетей и распределительных устройств)	тыс.руб.	7 125,43	23 980,68	5 842,73	АИИСКУЭ, метрология и сертификация	421,69	0,00	17 795,00	683,20	На основании фактических расходов в доле. Вырубка лесов для железнодорожных трасс (др. вид деятельности)	-38 644,61	14,01 %	
1.1.2.							-1 282,70	7 010,13	44 672,84	6 028,23				
1.2.	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	30 606,03	104 487,41	36 712,27	С учетом фактической численности	6 106,24	30 110,77	147 583,85	77 753,54	В соответствии с п. 26 Основ ценнообразования	-69 830,30	158,23 %	
	Среднесписочная численность	чел.	86,00	92,74	75,40	Раздельный учет не	-10,60	86,00	134,00	88,00	В соответствии с статистической отчетностью в доле	-46,00	2,33%	

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2023 год				2024 год				2025 год				Рост
			Утвержд ено РЭК КО	Факт	Факт эксперт ные	Комментари и, примечания и выводы экспертов	Отклоне ние	Утвержд ено РЭК КО	Предложе ние предприя тия	Предложе ние экспертов	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Корректир овка			
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15		
						представлен, учтено									
		руб./чел. в мес.		93 889,20	40 575,01	СЭП по утвержденно й на ИПЦ за 4 года	10 918,01	29 177,10	91 781,00	73 630,25		-18 150,75	152,36 %		
1.3.	Прочие расходы, всего, в том числе:	тыс.руб.	4 073,51	18 863,66	4 380,97		307,46	4 007,59	21 793,06	3 119,48		-18 673,58	22,16 %		
1.3.1.	Ремонт основных фондов	тыс.руб.	4 073,51	15 222,49	4 073,51	Пока по утвержденно му, предприятие - по шаблону	0,00	4 007,59	16 729,28	2 231,29	Заключение технического отдела	-14 497,99	44,32 %		
1.3.2.	Оплата работ и услуг сторонних организаций	тыс.руб.	0,00	559,20	182,22	Обосновано в большем объеме, по предложению предприятия	182,22	0,00	2 110,40	694,31		-1 416,09	#ДЕЛ/ 01		
1.3.2.1.	Услуги связи	тыс.руб.	0,00	17,47	17,47		17,47	0,00	23,84	23,84	На основании фактических расходов в доле	0,00	#ДЕЛ/ 01		
1.3.2.2.	Расходы на услуги вневедомственной охраны и коммунального хозяйства	тыс.руб.	0,00	132,89	0,00	Охрана здания в Новосибирск е, вне границ региона	0,00	0,00	248,94	43,61	Стоимость по договору на 2025 год (КРРЖД)	-205,33	#ДЕЛ/ 01		
		тыс.руб.	0,00	5,64	0,00	Информация в ИД "Гудок", не относится к регулируемо й деятельности	0,00	0,00	6,29	0,00		-6,29	#ДЕЛ/ 01		
1.3.2.3.	Расходы на юридические и информационные услуги	тыс.руб.	0,00	127,28	0,00		0,00	0,00	142,17	0,00	Обоснований не представлено	-142,17	#ДЕЛ/ 01		
1.3.2.4.	Расходы на аудиторские и консультационные услуги	тыс.руб.	0,00	164,75	164,75	В п. 6 договор автотранспор тных услуг	164,75	0,00	303,27	186,86	На основании фактических расходов в доле с учетом ИПЦ	-116,41	#ДЕЛ/ 01		
1.3.2.5.	Транспортные услуги	тыс.руб.	0,00	111,18	0,00		0,00	0,00	1 385,88	440,00	На основании	-945,88	#ДЕЛ/ 01		
1.3.2.6.	Прочие услуги сторонних организаций	тыс.руб.	0,00	932,53	0,00	Файлы не открываются, по допросу документы	0,00	0,00	1 087,53	0,00		-1 087,53	#ДЕЛ/ 01		
1.3.3.	Расходы на командировки и представительские	тыс.руб.	0,00				0,00	0,00			0,00		#ДЕЛ/ 01		

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2023 год				2024 год				2025 год				Рост
			Утвержд ено РЭК КО	Факт	Факт эксперт изе	Комментарии и, примечания и выводы экспертов	Отклоне ние	Утвержд ено РЭК КО	Предложе ние предприя тия	Предложе ние экспертов	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Корректир овка			
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15		
						по сслкам без ЭПП									
						Не представлены цели обучения									
1.3.4.	Расходы на подготовку кадров	тыс.руб.	0,00	024,20	0,00	Представлен ы реестры медицинских осмотров	0,00	0,00	1 144,03	0,00	0,00	-1 144,03	#ДЕЛ/ 01		
1.3.5.	Расходы на обеспечение нормальных условий труда и мер по технике безопасности	тыс.руб.	0,00	61,83	61,83		61,83	0,00	72,66	70,65	На основании фактических расходов в доле с учетом ИПЦ	-2,01	#ДЕЛ/ 01		
1.3.6.	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
1.3.7.	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00	Представлен ы договоры страхования	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
1.3.8.	Расходы на страхование	тыс.руб.	0,00	63,41	63,41		63,41	0,00	123,23	123,23	На основании фактических расходов в доле с учетом ИПЦ	0,00	#ДЕЛ/ 01		
1.3.9.	Другие прочие расходы	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	525,92	0,00		-525,92	#ДЕЛ/ 01		
1.4.	Подконтрольные расходы из прибыли	тыс.руб.	0,00	892,20	73,18	Принято в доле по выплатам мат. помощи	73,18	0,00	1 699,30	73,18	На основании фактических расходов в доле на сторонних	-1 626,12	#ДЕЛ/ 01		
	ИТОГО подконтрольные расходы	тыс.руб.	41 804,97	722,95	430,84		5 625,87	41 128,48	233 544,04	87 657,63		-145 886,41	113,13 %		
		тыс.руб.				Подтверждае тся первичными документами, тарифы утверждены	-9 193,69	19 925,22	4 918,19	0,00	Расчеты производит СТСО	-4 918,19			
2.1.	Оплата услуг ОАО "ФСК ЕЭС"	тыс.руб.	16 907,94	714,25	7 714,25	Обоснована ющие док-ты не представлены	511,97	588,82	21 118,56	585,00	В тарифном деле обосновывающие документы представлены	-20 533,56	-0,65% #ДЕЛ/ 01		
2.2.	Электроэнергия на хоз. нужды	тыс.руб.	0,00	519,24	511,97		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	#ДЕЛ/ 01		
2.3.	Теплоэнергия	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00			
2.4.	Плата за аренду имущества и лизинг	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00			
		тыс.руб.	4 274,96	408,93	2 940,74		-1 334,22	5 208,59	12 669,08	2 591,92		-10 077,16	50,24 %		
2.5.1.	Налоги - всего, в том числе: Плата за землю	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00			
		тыс.руб.	4 274,96	271,47	2 816,34	В доле от ОС по зданиям и линиям электроперед ач	-1 458,62	5 208,59	12 495,01	2 467,52	Принято в части недвижимого имущества, учтенного при расчете амортизации	-10 027,49	52,63 %		
2.5.2.	Налог на имущество	тыс.руб.	4 274,96	271,47	2 816,34										

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2023 год				2024 год				2025 год				Рост
			Утвержд ено РЭК КО	Факт	Факт по эксперт изе	Комментарии и, примечания и выводы экспертов	Отклоне ние	Утвержд ено РЭК КО	Предложе ние предприя тия	Предложе ние экспертов	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Корректир овка			
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15		
2.5.3.		тыс.руб.				Том 6 Налоговые декларации	124,40	0,00	174,07	124,40	В пояснительной обосновывающий расчет не представлен, принято по НДС	-49,67			
	2.6.	тыс.руб.	9 304,23	985,81	11 160,53	По действующие м ставкам	1 856,30	9 153,67	44 413,87	23 637,08	В соответствии с утвержденными ставками	-20 776,79	158,23 %		
2.7.	Прочие неподконтрольные расходы	тыс.руб.	6 366,62	895,70	0,00		-6 366,62	4 196,24	3 047,44	0,00	Документально не подтверждены	-3 047,44			
2.8.	Налог на прибыль	тыс.руб.	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	#ДЕЛ/ 01		
2.9.	Выпадающие доходы по п.87 Основ ценообразования	тыс.руб.	151,42	980,62	151,42		0,00	7 352,27	6 235,81	1 903,12	ВД по ТП рассмотрено	-4 332,69	74,12 %		
2.10.	Амортизация ОС	тыс.руб.	25 335,99	257,57	58 579,98	Представлена проблемная ведомость ОС	1 243,99	28 726,77	91 527,25	24 750,43	П. 27 Основ ценообразования.	-66 776,82	13,84 %		
2.11.	Прибыль на капитальные вложения	тыс.руб.	13 500,00	0,00	12 256,01		-1 243,99	0,00	41 902,73	0,00	Заключение не представлено, пока обнулено	-41 902,73	#ДЕЛ/ 01		
Проверка прибыли на капитальные вложения (не более 12% от НВВ на содержание сетей)			11,59%	0,00%	10,46%		-0,01	0,00%	7,72%	0,00%		-0,08	#ДЕЛ/ 01		
ИТОГО неподконтрольных расходов			75 841,16	762,13	61 314,90		-14 526,26	75 151,58	225 832,93	53 467,55		-172 365,39	28,85 %		
3.	Приборы учета	тыс.руб.	859,38		859,38			0,00	0,00	0,00		0,00			
4.	Экономия потерь	тыс.руб.						0,00	0,00	0,00		0,00			
5.	Корректировка НВВ по итогам предыдущих периодов регулирования	тыс.руб.	28 368,41	1 260,24	28 368,41		0,00	66 247,61	130 163,70	16 935,02		-113 228,68			
6.1.	Коэффициент надёжности и качества		0,000	0,0000	0,0000		0,00	0,01	0,000	0,000		0,00	100,00 %		
6.2.	НВВ 2021 года	тыс.руб.	104 731,05	0,00	731,05		0,00	87 511,42	104 731,05	104 731,05		0,00	19,68 %		
Корректировка НВВ в соответствии с параметрами надёжности и качества			0,00	0,00	0,00		0,00	525,07	0,00	0,00		0,00	100,00 %		
7.	Итого НВВ на содержание	тыс.руб.	146 873,92	253 745,32	137 114,15		-9 759,77	183 052,74	589 540,68	158 060,20		-431 480,48	13,65 %		
8.	Итого НВВ на содержание без платы ФОСК	тыс.руб.	129 965,98	246 031,07	129 399,90		-566,08	163 127,52	584 622,49	158 060,20		-426 562,29	3,11% 22,87 %		
9.1.	Объём потерь	млн. кВт.ч.	14,70	15,53	15,25		0,55	15,71	84,39	19,30		-65,09			
9.2.	Тариф потерь.	руб./тыс.к Вт.ч.	3 309,75	188,69	2 999,25		-310,50	3 594,11	3 594,11	3 321,33	113,54	-272,78	-7,59%		

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2023 год				Комментарии, примечания и выводы экспертов	2025 год					
			Утверждено РЭК КО	Факт	Факт по эксперту	Отклонение		Предложение предприятия	Предложение экспертов	Комментарии, примечания и выводы экспертов	Корректировка	Рост	
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15
9.3.	Итого расходов на оплату потерь	тыс.руб.	48 640,06	529,66	49 738,50		-2 901,56	56 455,07	303 318,08	64 099,75		-239 218,33	13,54 %
10.	Расчетная предпринимательская прибыль												
11.1.	Услуги ТСО	тыс. руб.	40 069,07	39 651,58	39 651,58	том 2 тарифного дела (первичные документы)	-417,49	2 836,70					
11.2.	Итого расходов на оплату услуг территориальных сетевых организаций	тыс.руб.	40 069,07	39 651,58	39 651,58		-417,49	2 836,70	0,00	0,00		0,00	
12.	Итого НВВ	тыс.руб.	235 583,05	342 926,56	222 504,23		-13 078,82	242 344,51	892 858,76	222 159,96		-670 698,81	8,33%
13.	Итого НВВ без платы ФСК	тыс.руб.	218 675,11	335 212,31	214 789,98		-3 885,13	419,29	887 940,57	222 159,96		-665 780,62	0,12%