

ЭКСПЕРТНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

по делу:

**О КОРРЕКТИРОВКЕ НЕОБХОДИМОЙ ВАЛОВОЙ ВЫРУЧКИ И
УСТАНОВЛЕНИЮ ТАРИФОВ НА УСЛУГИ ПО ПЕРЕДАЧЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПО ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ
«СЕВЕРО – КАВКАЗСКОЙ ДИРЕКЦИИ ПО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЮ» –
СТРУКТУРНОГО ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ ТРАНСЭНЕРГО – ФИЛИАЛА
ОАО «РЖД» В ГРАНИЦАХ КАБАРДИНО – БАЛКАРСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
НА 2025 ГОД**

I. Основные положения

Основания и цели экспертизы: Данное экспертное заключение выполнено на основании Правил государственного регулирования и применения тарифов (цен) на электрическую энергию в Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (далее – Основы ценообразования). Цель проведения экспертизы: анализ представленных материалов регулируемой организации, расчет экономически обоснованного уровня тарифов на передачу электроэнергии на 2025 год.

Нормативно-правовой и нормативно-методической основой проведения данного анализа являются:

- Конституция Российской Федерации;
- Гражданский кодекс Российской Федерации;
- Налоговый кодекс Российской Федерации (в дальнейшем НК РФ);
- Федеральный закон от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 11 июля 2001 года № 526 «О реформировании электроэнергетики»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (далее - постановление Правительства РФ № 442);
- Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке, утвержденные приказом ФСТ РФ от 6 августа 2004 года № 20-э/2;
- 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»;
- Нормативные акты, информационные письма Федеральной антимонопольной службы Российской Федерации;
- Отчетность и расчеты с пояснительными и обосновывающими материалами «Северо-Кавказской дирекции по энергообеспечению» – структурного подразделения Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД» (далее ОАО) за 2022-2024 годы.

Наименование и реквизиты регулируемой организации: Фактический адрес: 344019, Россия, г. Ростов-на-Дону, ул. 14-я Линия, д. 45/61. Начальник дирекции Карпенко Вячеслав Иванович.

Виды деятельности:

- покупка электрической энергии для удовлетворения потребностей ОАО «РЖД»;
- оказание услуг по передаче электрической энергии потребителям;
- обеспечение деятельности ОАО «РЖД».

Сведения об утвержденных инвестиционных и производственных программах:

Инвестиционная программа утверждена Приказом Минпромторг КБР от 19.09.2022 № 157 «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу».

Источником финансирования на 2025 год мероприятий инвестиционной программы за счет средств, полученных от оказания услуг, реализации товаров по регулируемым государством ценам (тарифам), является амортизация, учитываемая в ценах (тарифах) по оказанию услуг по передаче электрической энергии, в размере 1 803,00 тыс. руб. и прибыль, полученная от реализации продукции и оказанных услуг по регулируемым ценам (тарифам) в размере 1 157,00 тыс. руб.

Сведения о показателях, утвержденных государственными органами, имеющих существенное значение при установлении экономически обоснованного уровня цен (тарифов) отсутствуют.

Оценка полноты и достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней: Эксперты рассматривали все представленные в установленные сроки регулируемой организацией документы, а также дополнительно полученные в ходе выполнения экспертизы, обосновывающие материалы, имеющие значение для независимого экспертного заключения. При этом во внимание принимались только надлежащим образом оформленные документы: копии налоговых деклараций с отметкой налогового органа, заверенные копии бухгалтерской, статистической отчетности, копии договоров, оформленные в соответствии с законодательством, прочие обосновывающие материалы, заверенные подписью руководителя организации. Эксперты осуществляют оценку достоверности данных, приведенных в предложениях об установлении тарифов, а также несут ответственность за методическую правомерность и арифметическую точность расчетов, выполненных на основании представленных исходных данных. Эксперты произвели оценку обоснованности расчетов по всем статьям. Экспертами оценивались все факты, которые могут быть использованы при определении экономической обоснованности (необоснованности) затрат при расчете тарифов на электрическую энергию. Выводы экспертов, приведенные в настоящем заключении, основывались исключительно на результатах экспертизы предоставленных расчетных и обосновывающих документов.

Сведения об экспертах, подготовившим экспертное заключение:

начальник отдела ценообразования в электроэнергетике – Гузоев Али Асланович;
консультант отдела ценообразования в электроэнергетике – Таумурзаева Жаннета Исхаковна.

Информация о действующих тарифах:

Единые (котловые) тарифы на услуги по передаче электрической энергии по сетям сетевых организаций на территории Кабардино-Балкарской Республики, поставляемой прочим потребителям на 2024 год:

Тарифные группы потребителей электрической энергии (мощности)	Единица измерения	Диапазоны напряжения				
		Всего	ВН	СН-I	СН-II	НН
Прочие потребители		1 полугодие 2024 года				
- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	х	1 234 209,54	1 454 815,63	1 653 711,86	1 339 558,73
- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	х	179,90	229,88	464,77	678,00
Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	х	2,62613	2,81907	3,40972	4,38136

Прочие потребители		2 полугодие 2024 года				
- ставка за содержание электрических сетей	руб./МВт·мес.	х	1 295 920,01	1 587 203,85	1 804 199,64	1 507 003,57
- ставка на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях	руб./МВт·ч	х	196,27	250,80	507,07	739,70
Однотарифный тариф	руб./кВт·ч	х	2,86511	3,07561	3,72001	4,78007

Метод регулирования тарифов:

При расчете НВВ по отношению к организации применяется метод долгосрочной индексации необходимой валовой выручки. Организация находится в долгосрочном периоде регулирования 2021-2025 гг.

Информация о применяемых при расчете тарифов индексах:

При расчете тарифов применяются индексы инфляции в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов, одобренного Министерством экономического развития РФ от 30.09.2024 г.:

Базовый вариант	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	факт	факт	оценка	прогноз		
Показатели инфляции: потребительские цены (ИПЦ) в среднем за год, %	113,8	105,9	108,0	105,8	104,3	104,0

Сведения о ведении раздельного учета:

Учетная политика ОАО утверждена приказом № 106 от 26.12.2016 (в ред. Приказа ОАО «РЖД» от 29.12.2023 № 90).

ОАО «РЖД» ведет учет доходов в соответствии с классификатором доходов (приложение № 1 к Порядку ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок, утвержденному приказами Минтранса России от 23 октября 2018 г. № 373).

Доходы от обычных видов деятельности ОАО «РЖД» формируются по следующим видам деятельности:

- грузовые перевозки;
- предоставление услуг инфраструктуры;
- предоставление услуг локомотивной тяги;
- пассажирские перевозки в дальнем следовании;
- пассажирские перевозки в пригородном сообщении;
- ремонт подвижного состава;
- строительство объектов инфраструктуры;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- предоставление услуг социальной сферы;
- прочие виды деятельности.

Кроме того, ОАО осуществляет раздельный учет доходов от обычных видов деятельности по регулируемым видам деятельности и субъектам Российской Федерации в сферах электроэнергетики, тепло-, водоснабжения и водоотведения.

При государственном регулировании цен и тарифов на продукцию, работы и услуги доходы от обычных видов деятельности ОАО признаются в сумме равной величине установленных государством цен и тарифов.

ОАО «РЖД» ведет учет расходов в соответствии с классификатором расходов (приложение № 1 к Порядку ведения раздельного учета доходов и расходов субъектами естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок, утвержденному приказом Минтранса России от 23 октября 2018 г. № 373).

Расходы по обычным видам деятельности ОАО формируются по следующим видам деятельности:

- грузовые перевозки;
- предоставление услуг инфраструктуры;
- предоставление услуг локомотивной тяги;
- пассажирские перевозки в дальнем следовании;
- пассажирские перевозки в пригородном сообщении;
- ремонт подвижного состава;
- строительство объектов инфраструктуры;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- предоставление услуг социальной сферы;
- прочие виды деятельности.

Кроме того, ОАО осуществляет отдельный учет расходов по обычным видам деятельности, по регулируемым видам деятельности и субъектам Российской Федерации в сферах электроэнергетики, тепло-, водоснабжения и водоотведения.

Затраты, связанные с передачей электрической энергии по сетям ОАО, подлежащие учету у соответствующего подразделения ОАО, определяются в соответствии с Методикой формирования тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ОАО «РЖД», утвержденной распоряжением ОАО «РЖД» от 31 декабря 2004 г. № 4418р, с учетом требований номенклатуры доходов и расходов субъектов естественных монополий в сфере железнодорожных перевозок.

Величина текущего налога на прибыль (налог на прибыль для целей налогообложения) определяется в целом по ОАО «РЖД» в соответствии с законодательством Российской Федерации о налогах и сборах. Под расходом (доходом) по налогу на прибыль понимается сумма налога на прибыль, признаваемая в отчете о финансовых результатах в качестве величины, уменьшающей (увеличивающей) прибыль (убыток) до налогообложения при расчете чистой прибыли (убытка) за отчетный период. Расход (доход) по налогу на прибыль определяется как сумма текущего налога и отложенного налога на прибыль. При этом отложенный налог на прибыль за отчетный период определяется как суммарное изменение отложенных налоговых активов и отложенных налоговых обязательств за этот период, за исключением результатов операций, не включаемых в бухгалтерскую прибыль (убыток).

Расчет доли транзита электрической энергии ОАО сторонним потребителям на территории Кабардино-Балкарской Республики в 2023 году:

Поступление эл/эн всего (с потерями), тыс.кВтч	Полезный отпуск всего (без потерь), тыс.кВтч	Собственное потребление эл/эн (с собств. потерями), тыс.кВтч	Собственное потребление эл/эн (без собств. потерь), тыс.кВтч	Передано эл/эн на сторону, тыс.кВтч	Полезный отпуск эл/эн на сторону (без потерь), тыс.кВтч	Доля транзита (с потерями), (ст.6/ст.1)
1	2	3	4	5	6	7
26 533,884	24 741,105	17 000,538	15 207,759	10 238,800	9 533,346	35,93 %

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

В соответствии с постановлением Правительства РФ от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям» проведен анализ Общества требованиям Министерства энергетики Российской Федерации к сетевым организациям.

**Критерии отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства
к территориальным сетевым организациям**

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Период регулирования				
			2021	2022	2023	2024	2025
1	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании трансформаторными и иными подстанциями с установленными силовыми трансформаторами (автотрансформаторами), сумма номинальных мощностей которых составляет не менее 30 МВА	МВА	186,72	186,72	186,72	186,67	186,67
2	Владение на праве собственности и (или) на ином законном основании линиями электропередачи, сумма протяженностей которых по трассе составляет не менее 50 км, не менее 2 из следующих проектных номинальных классов напряжения:	ВН					
		СН1	155,8	135,4	135,40	135,40	135,40
		СН2	169,7	79,55	79,55	79,57	79,57
		НН	44,2	144,21	144,21	144,26	144,26
3	Наличие выделенного абонентского номера для обращений потребителей услуг по передаче электрической энергии и (или) технологическому присоединению, с указанием номера телефона	да/нет	Да (863) 259 08 27	Да (863) 259 08 27	Да (863) 259 08 27	Да (863) 259 08 27	Да (863) 259 08 27
4	Наличие официального сайта в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», с указанием ссылки на сайт	да/нет	Да http://www.rzd.ru	Да http://www.rzd.ru	Да http://www.rzd.ru	Да http://www.rzd.ru	Да http://www.rzd.ru

III. Экспертиза технико-экономических показателей

Долгосрочные параметры регулирования тарифов 2021-2025 гг.:

Год	Базовый уровень подконтрольных расходов	Индекс эффективности подконтрольных расходов	Коэффициент эластичности подконтрольных расходов по количеству активов	Величина технологического расхода (потерь) электрической энергии (уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям)	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии (Πsaifi)	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии (Πsaifi)	Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети (Π _{тпр})
	тыс. руб.	%	%	%			
2021	10 176,50	4,0%	75,0%	6,89	0,000	0,000	1
2022	x	4,0%	75,0%	x	0,000	0,000	1
2023	x	4,0%	75,0%	x	0,000	0,000	1
2024	x	4,0%	75,0%	x	0,000	0,000	1
2025	x	4,0%	75,0%	x	0,000	0,000	1

Вместе с тем, в соответствии с пунктом 12 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации пересматривается в случае изменения суммарной величины отпуска

электрической энергии в электрические сети такой организации на 20 и более процентов величины, учтенной при установлении цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии на первый год долгосрочного периода регулирования или на очередной год долгосрочного периода регулирования после пересмотра уровня потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям в соответствии с настоящим абзацем.

На первый год долгосрочного периода регулирования суммарная величина отпуска электрической энергии в электрические сети ОАО учтена Комитетом в размере 5,84 млн. кВт.ч., отпуск электрической энергии в электрические сети ОАО на 2025 год планируется на уровне 18,08 млн. кВт.ч.

Таким образом, на основании пункта 12 Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям организации подлежит пересмотру.

В соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальной сетевой организации в процентах от величины суммарного отпуска электрической энергии в сеть определяется по формуле:

$$N = \frac{\sum (W_{oci} \times n_i)}{W_{oc\text{сумм}}} \times 100$$

В случае пересмотра уровня потерь электрической энергии в результате изменения суммарной величины отпуска электрической энергии на 20 и более процентов величины W_{oci} , $W_{oc\text{сумм}}$, ΔW_i , $\Delta W_{\text{нпз.грj}}$ определяются исходя из фактических данных за период регулирования, в котором был осуществлен переход прав на объекты электросетевого хозяйства, по всей совокупности объектов электросетевого хозяйства, которыми владеет территориальная сетевая организация (при отсутствии фактических данных за годовой период регулирования используются фактические данные за период регулирования, предшествующий периоду регулирования, в котором был осуществлен переход прав на объекты электросетевого хозяйства).

Расчет уровня потерь электрической энергии на 2025 год представлен в таблице:

Наименование показателя	Ед. измерения	В том числе по уровню напряжения			
		ВН	СН1	СН2	НН
1	2	4	5	6	7
Отпуск электроэнергии в сеть за 2023 год	тыс. кВт ч	10 190,51	1 990,98	3 059,21	2 774,75
Фактические потери электроэнергии по форме 46 за 2023 год	тыс. кВт ч	91,38	101,79	188,10	324,19
	%	0,90	5,11	6,15	11,68
Норматив потерь электроэнергии по приказу Минэнерго России от 18.10.2017 № 887	%	5,02	5,77	8,49	13,49
Плановый отпуск электроэнергии в сеть на 2025 год	тыс. кВт ч	17 996,03	3 515,99	5 402,43	4 900,10
Минимальный уровень потерь электроэнергии	%	0,90	5,11	6,15	11,68
Величина потерь электроэнергии на 2025 год	тыс. кВт ч	161,37	179,76	332,17	572,50

Суммарные потери ОАО на 2025 год составили 1 245,80 тыс. кВт.ч, что составляет 6,89 % от планового отпуска электроэнергии в сеть на 2025 год в размере 18 081,30 тыс. кВт.ч.

Таким образом, уровень потерь организации остается на утвержденном уровне.

Параметры объема услуг (натуральные показатели: производство, отпуск, потери, собственные нужды и иные показатели) на 2025 год:

Показатель	Единица измерения	Факт 2021	Факт 2022	Факт 2023	Отклонение факт 2023/2022	План 2024	Предложение ОАО на 2025	План 2025
Поступление в сеть электроэнергетики	млн.кВт.ч.	6,50	6,74	10,24	3,50	6,90	34,82	18,08
Потери электроэнергии	млн.кВт.ч.	0,59	0,46	0,71	0,25	0,47	2,15	1,25
Удельные потери электроэнергии	%	9,1%	6,89%	6,89%	0,0 %	6,89%	6,16%	6,89%
Полезный отпуск потребителям	млн.кВт.ч.	5,90	6,28	9,53	3,25	6,42	32,68	16,83

В соответствии с пунктом 23 Правил государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике проводится анализ основных технико-экономических показателей за 2 предшествующих года, текущий год и расчетный период регулирования.

Увеличение поступления в сеть электроэнергии на 2025 год относительно плана 2024 года обусловлено возобновлением деятельности крупного промышленного предприятия, динамика подтверждается фактическими данными ОАО за 2023 год.

Объем потерь ОАО предлагает в размере 2,15 млн. кВт.ч. или 6,16%. Уровень потерь рассчитан Комитетом в соответствии с пунктом 40 Основ ценообразования и Приказом Минэнерго России от 26.09.2017 № 887 «Об утверждении нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций».

Сравнительный анализ динамики показателей финансово-хозяйственной деятельности ОАО, тыс. руб.:

Показатель	Факт по данным организации 2022г.	Экономически обоснованный факт по данным Комитета 2022г.	Факт по данным организации 2023г.	Экономически обоснованный факт по данным Комитета 2023г.
Выручка от передачи электрической энергии	9 825,62	9 944,19	33 260,95	33 260,95
Расходы на оказание услуг по передаче в т.ч.:	14 394,07	9 944,19	21 994,56	16 581,82
- расходы на содержание сетей	13 414,57	8 964,48	20 424,00	15 011,26
- расходы на покупку потерь	979,50	979,50	1 570,56	1 570,56
- расходы на передачу вышестоящей сетевой компании	-	-	-	-
Финансовый результат	- 4 568,45	0,00	11 266,39	16 679,13

Фактические расходы ОАО по статьям затрат представлены в таблице

Наименование показателя	Утверждено на 2023 год	Факт 2023 (ОАО)	Факт 2023 (Комитет)	Примечание
Подконтрольные расходы	11 043,33	14 882,20	9 830,83	

Отчисления на социальные нужды	1 403,96	2 181,00	1 403,96	Принимаются на уровне 30,4% от фонда оплаты труда на 2023 год
Амортизация основных средств	1 803,27	3 062,00	2 379,62	Исключены экономически необоснованные расходы
Налог на имущество	20,87	167,00	166,73	В соответствии с Налоговым кодексом РФ и представленными налоговыми декларациями
Налог на землю	12,31	18,00	17,62	
Прочие налоги и сборы	0,00	0,00	0,00	
Налог на прибыль	0,00	113,80	0,00	Отсутствует расшифровка налоговой декларации по дирекции
Неподконтрольные расходы из прибыли (инвестиции)	1 156,53	0,00	0,00	В соответствии с отчетом о фактической реализации ИПР
Технологическое присоединение до 15 кВт	88,81	0,00	0,00	В соответствии с приказом 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»
Технологическое присоединение от 15 до 150 кВт				
Итого неподконтрольных расходов	4 485,74	5 541,80	3 967,93	

IV. Расчет необходимой валовой выручки ОАО на 2025 год

В соответствии пунктом 11 приказа ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей на i -й год долгосрочного периода регулирования (тыс. руб.) определяется по формуле 2:

$$HVB_i^{ood} = PP_i + NP_i + B_i + Y_i + d_i \times \Delta \Pi_i + HVB_{i-2}^{ood} \times KHK_i$$

Подконтрольные расходы

индекс роста потребительских цен

2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2026г.
113,8 %	105,9 %	108,0 %	105,8 %	104,3 %

Индекс эффективности операционных расходов – 4%;

Среднегодовое (среднее за 12 месяцев) количество условных единиц, регулируемой организации:

Количество активов	у.е.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.
		1 568,78	1 706,46	1 708,51	1 712,01	1 712,01

Коэффициент эластичности расходов по количеству активов – 75%;

коэффициент индексации:

2022г.	2023г.	2024г.	2025г.
1,0933	1,0176	1,0384	1,0157

Подконтрольные расходы на 2025 год равны (тыс. руб.):

$$ПР_{2025} = 10\,176,50 \times 1,0933 \times 1,0176 \times 1,0384 \times 1,0157 = 11\,941,11 \text{ тыс. руб.}$$

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования операционные расходы (базовый уровень операционных расходов), учитываемые при государственном регулировании цен (тарифов) в электроэнергетике, не должны превышать уровень таких расходов, определенный при соблюдении условия непревышения удельной величины операционных расходов (базового уровня операционных расходов) в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности, над удельной величиной операционных (подконтрольных) расходов (базового уровня операционных (подконтрольных) расходов) территориальной сетевой организации, которая соответствует на очередной период регулирования критериям отнесения территориальной сетевой организации к крупнейшей территориальной сетевой организации в административных границах субъекта Российской Федерации, в расчете на единицу количества активов, необходимых для осуществления регулируемой деятельности в очередном периоде регулирования.

Крупнейшей территориальной сетевой организацией на территории Кабардино-Балкарской Республики на 2025 год является филиал ПАО «Россети Северный Кавказ»-«Каббалкэнерго», уровень операционных расходов которой в расчете на единицу количества активов на 2025 год составляет 33,54. Уровень операционных расходов ОАО в расчете на единицу количества активов на 2025 год сложился в размере 6,97, таким образом, условие непревышения удельной величины операционных расходов (базового уровня операционных расходов) в расчете на единицу количества активов ОАО над уровнем удельной величины операционных расходов в расчете на единицу количества активов крупнейшей территориальной сетевой организации соблюдено.

Неподконтрольные расходы

Отчисления от заработной платы

Основанием включения данной статьи в расчет тарифов является статья 255 Налогового кодекса РФ, Федеральный закон от 24 июля 1998 года № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний», Федеральный закон от 24 июля 2009 года № 212 «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования».

Расходы приняты на уровне 30,4% от фонда оплаты труда на 2025 год:

$$4\,993,73 \text{ тыс. руб.} \times 30,4\% = 1\,518,09 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизация основных средств

В соответствии с пунктом 27(1) Основ ценообразования расходы на амортизацию основных средств и нематериальных активов для расчета тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или на ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяются

в соответствии с нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета, на уровне, равном сумме отношений стоимости амортизируемых основных средств и нематериальных активов регулируемой организации к сроку полезного использования таких активов, принадлежащих ей на праве собственности или на ином законном основании, применяемых в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии. При этом не учитываются обесценение основных средств, затраты на ремонт, техническое обслуживание и технический осмотр, а также амортизация прав пользования активами, отраженными в составе основных средств, которые предусмотрены нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета.

При расчете размера амортизации основных средств и нематериальных активов:

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

в отношении объектов основных средств, введенных в эксплуатацию до 1 января 2025 г., срок полезного использования активов и отнесение этих активов к соответствующей амортизационной группе определяются регулирующими органами в соответствии с максимальными сроками полезного использования, установленными Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы»;

в отношении объектов основных средств, введенных в эксплуатацию с 1 января 2025 г., срок полезного использования активов принимается на основании данных бухгалтерского учета территориальной сетевой организации, но не ниже минимального срока полезного использования, предусмотренного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», в отношении соответствующей амортизационной группы.

Предложение организации по данной статье расход на 2025 год составило 4 247,17 тыс. руб.

Экспертами Комитета проведен пообъектный анализ основных средств организации. Из предложения организации исключены объекты с первоначальной стоимостью меньше 40 тыс. руб., исключена амортизация объектов с плановым вводом, исключена амортизация объекта находящегося не на территории Кабардино-Балкарской Республики (г. Новопавловск), также скорректированы максимальные сроки полезного использования в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 г. № 1 «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

В виду того, что доля передачи электроэнергии сторонним потребителям на 2023 год составила 35,93 %, амортизация принята на уровне 2 342,55 тыс. руб.

Вместе с тем, согласно пункту 27(1) Основ ценообразования в отношении территориальных сетевых организаций, необходимая валовая выручка которых с учетом расходов на оплату потерь и оплату услуг других территориальных сетевых организаций за 3 последних периода регулирования не превысила 10 процентов суммарной необходимой валовой выручки территориальных сетевых организаций, учтенной при установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии, при расчете на плановый период регулирования расходы на амортизацию основных средств и

нематериальных активов учитываются в размере амортизационных отчислений, предусмотренных источником финансирования утвержденной (скорректированной) в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике инвестиционной программы на очередной период регулирования или проекта инвестиционной программы на очередной период регулирования, который в текущем периоде регулирования проходит рассмотрение (утверждение) в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ.

Приказом Министерства промышленности, энергетики и торговли Кабардино-Балкарской Республики от 31.10.2023 № 574 «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу» в инвестиционную программу ОАО внесены изменения.

Согласно скорректированной инвестиционной программе, размер амортизационных отчислений, предусмотренных источником финансирования на 2025 год, составил 1 803,00 тыс. руб. Учитывая, что за 3 последних периода регулирования НВВ ОАО не превысила 10 процентов суммарной НВВ территориальных сетевых организаций, размер амортизации основных средств на 2025 год Комитетом принимается в сумме 1 803,00 тыс. руб.

Налоги

Налоги рассчитаны в соответствии с Налоговым кодексом РФ и представленными налоговыми декларациями.

В соответствии с главой 30 НК РФ объектами налогообложения по налогу на имущество для российских организаций признается недвижимое имущество.

В соответствии с налоговой декларацией за 2023 год налогооблагаемое недвижимое имущество ОАО, участвующее в передаче электроэнергии сторонним потребителям, представлено в таблице:

Основное средство	Название основного средства	Остаточная стоимость на 31.12.2023	Ставка налога	Сумма налога 2023 год, руб.
110000001604	Здание трансформаторной подстанции Прохладная	17 487,49	2,20	392,60
110000001605	Здание трансформаторной подстанции №11	122 274,16	2,20	2 711,96
110000001611	Здание трансформаторной подстанции №4	112 868,55	2,20	2 503,35
110000001612	Здание трансформаторной подстанции Нальчик	61 189,17	2,20	1 368,05
110000001613	Здание трансформаторной подстанции Нальчик	107 544,81	2,20	2 404,46
110000001614	Здание тяговой подстанции Прохладная	395 601,53	2,20	8 842,49
110000001616	Здание тяговой подстанции Нальчик	2 967 974,59	2,20	65 987,62
110000001617	Здание распределительного устройства Муртазово	420 392,95	2,20	9 360,98
110000001618	Здание тяговой подстанции Муртазово	1 697 709,31	2,20	37 813,58
110000001619	Здание пункт питания Эльхотово	101 531,55	2,20	2 275,45
110000001634	Здание трансформаторной подстанции - Гр	344 656,99	2,20	7 662,41
120000007210	Забор из металлической сетки	0,00	2,20	19,82
120000007213	Ограждение тяговой подстанции Нальчик	0,00	2,20	152,54
120000007222	Ограждение тяговой подстанции Муртазово	0,00	2,20	32,90
120000007283	Забор железобетонный	324 311,64	2,20	7 317,02
120000009421	Энергоснабжение дома связи Прохладная	0,00	2,20	27 225,92
120000009993	Линия электропередач 0,4 кв грузового двора	405 084,67	2,20	11 139,83
120000010001	Энергоснабжение 10 кв ст. Прохладная	652 646,00	2,20	17 947,77
110000001615	Здание административное ст. Прохладная	22 019 306,18	2,00	440 386,12
120000009915	Двухцепная линия ПЭ ДЦ Прохладная	320 732,17	1,60	5 317,20
Итого				650 862,07

Итого сумма налога на недвижимое имущество, участвующее в передаче электроэнергии сторонним потребителям на 2023 год, составила 650 862,07 руб., что подтверждается налоговыми декларациями ОАО за 2023 год.

С учетом доли по техническим единицам (71%) и доли на передачу сторонним потребителям (35,93 %) налог на имущество, по заявлению организации, на 2023 год составил 166 733,10 руб.

Предложение организации по налогу на имущество на 2025 год составило 167,00 тыс. руб., Комитетом предлагается к учету на 2025 год налог на имущество на уровне фактически сложившегося налога за 2023 год в размере 166,73 тыс. руб.

Налог на землю учтен Комитетом в соответствии с представленной налоговой декларацией за 2023 год, кадастровой стоимостью земельных участков и налоговой ставки. Расходы на оказание услуг по передаче электроэнергии равны:

Название основного средства	Кадастровый номер	кадастровая стоимость на 01.01.2023г., руб.	ставка налога в 2023г., %	сумма налога за 2023г., руб.	доля по тех. единицам	сумма налога (на содержание сети), руб.	доля на передачу сторонним	сумма налога (на передачу сторонним), руб.
Земельный участок Прохладный	07:00:0000000:661	197,74	1,5	3	71%	2,14	35,93%	0,77
Земельный участок Прохладный	07:00:0000000:662	15 784,53	1,5	217	71%	154,72	35,93%	55,59
Земельный участок г. Терек	07:06:1800024:11	1 917 860,00	1,5	28 768	71%	20 511,53	35,93%	7 369,58
Земельный участок ТП Нальчик	07:09:0101014:17	2 634 351,69	1,5	39 515	71%	28 174,12	35,93%	10 122,66
Земельный участок Прохладный	07:10:0302001:266	5 887,73	1,5	88	71%	62,74	35,93%	22,54
Земельный участок Прохладный	07:10:0302001:261	11 448,36	1,5	172	71%	122,64	35,93%	44,06
Итого				68 763	71%	49 027,88	35,93%	17 615,20

Таким образом, налог на землю учтен Комитетом на 2025 год в размере 17,62 тыс. руб.

Валовая прибыль

В обоснование данной статьи организация представила пояснительную записку, агентский договор.

Необходимость и обоснованность агентского вознаграждения не обосновано организацией, орган регулирования исключает указанную статью расходов в целях соблюдения принципа тарифного регулирования - недопущение необоснованного роста тарифов для потребителей.

В соответствии с пунктом 20 Основ ценообразования при установлении регулируемых цен (тарифов) учитывается величина исчисленного за налоговый период (год) налога на прибыль организаций, которая относится к регулируемым видам деятельности.

Приказом Министерства промышленности, энергетики и торговли Кабардино-Балкарской Республики от 31.10.2023 № 574 «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу» в инвестиционную программу ОАО внесены изменения.

Согласно скорректированной инвестиционной программе, прибыль на капитальные вложения на 2025 год учтена в размере 1 157,00 тыс. руб. Вместе с тем, организация не

заявила данные расходы в составе НВВ на 2025 год, учитывая заявительный характер формирования НВВ сетевых организаций, прибыль на капитальные вложения на 2025 год Комитетом принимается в размере 0,0 руб.

тыс. руб.

Показатели	Утверждено на 2023 год	Факт 2023 года по данным организации	Экономически обоснованный, подтвержденный документально факт 2023 года	Предложение организации на 2025 год	Предложение Комитета на 2025 год
Валовая прибыль	1 156,53	113,80	0,0	12,98	0,0
Налог на прибыль	0,0	113,80	0,0	0,0	0,0
Прибыль на капитальные вложения	1 156,53	0,0	0,0	0,0	0,0
Агентский договор	0,0	0,0	0,0	12,98	0,0

Расходы по технологическому присоединению

Расчет выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям (расходы сетевой организации, связанные с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, не включаемые в состав платы за технологическое присоединение), которые подлежат компенсации за счет тарифов на услуги по передаче электрической энергии, осуществлен в соответствии с Методическими указаниями по определению выпадающих доходов, связанных с осуществлением технологического присоединения к электрическим сетям, утвержденных приказом ФСТ России от 11 сентября 2014 № 215-э/1.

Предложение организации по данной статье расходов на 2025 год 16,88 тыс. руб.

Выпадающие доходы ОАО на 2023 год учтены в объеме 31,39 тыс. руб. Фактические данные за 2023 год организации составили 0,00 тыс. руб. Плановые расходы организации на 2025 год предлагается включить в размере 7,165 тыс. руб. Таким образом выпадающие доходы организации сложились на уровне: $7,165 - 31,39 * \text{ИПЦ } 2024(1,080) * \text{ИПЦ } 2025(1,058) = \text{«минус» } 28,70 \text{ тыс. руб.}$

Всего неподконтрольные расходы включены в НВВ ОАО в размере 3 476,74 тыс. руб.

Корректировка необходимой валовой выручки

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, определяются в соответствии с формулой (4) Приказа ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э:

$$B_i^{\text{нд}} = \Delta \text{ПР}_i + \Delta \text{НР}_i + \Delta \text{У}_i + \Delta \text{НВВ}_i + \text{ПО}_i \quad (4)$$

Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности

В 2023 году в плане предусмотрена доходы от оказания услуг по передаче на уровне 18 981,90 тыс. руб. Фактически оказано услуг по передаче электрической энергии на сумму 33 260,95 тыс. руб.

тыс. руб.

№ п/п	Наименование показателя	Утверждено	Факт
1	Доходы от оказания услуг по передаче электроэнергии	18 981,90	33 260,95
2	Расходы на оплату потерь	857,55	1 570,56

3	Расходы на передачу ССК	0,00	0,00
4	Недополученная выручки в связи с изменением структуры полезного отпуска	- 14 279,05	

ΔHBB_i - корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности определяется по формуле:

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

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.

$$HBB_{2023}^{\Phi} = 33\,260,95 \text{ тыс. руб.}$$

Утвержденная необходимая валовая выручка на 2023 год составляет 18 981,90 тыс. руб.

Объем недополученной (излишне полученной) выручки в связи с изменением структуры полезного отпуска составляет:

$$\Delta HBB_{2025} = 18\,981,90 - 33\,260,95 = -14\,279,05 \text{ тыс. руб.}$$

Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов

Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов производится по формуле 5 Приказа ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э:

$$\Delta PR_i = PR_{i-3} \times (K_{инд i-2}^{\Phi} - K_{инд i-2})$$

$$PR_{2022}^{уст} = 10\,852,33$$

$$K_{2023}^{\Phi} = 1,0176$$

$$K_{2023} = 1,0176$$

$$\Delta PR_{2025} = 0,0$$

Анализ неподконтрольных расходов

Ежегодно в течение долгосрочного периода регулирования регулирующими органами производится корректировка величины неподконтрольных расходов с учетом отклонения фактического уровня неподконтрольных расходов от установленного уровня в соответствии с методическими указаниями, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э по формуле 7:

$$\Delta NP_i = NP_{i-2}^{расх.факт} - NP_{i-2}^{расх.план}$$

Плановый уровень неподконтрольных расходов на 2023 год, составляет 1 437,14 тыс. руб., фактические обоснованные расходы – 1 588,31 тыс. руб. Отклонение от плановых показателей составляет «плюс» 151,17 тыс. руб. Отклонение неподконтрольных расходов:

Неподконтрольные расходы	План 2023 г., тыс. руб.	Экономически обоснованный факт 2023 г., тыс. руб.	Отклонение, тыс. руб.
Отчисления на социальные нужды	1 403,96	1 403,96	0,00

Налог на имущество	20,87	166,73	145,86
Налог на землю	12,31	17,62	5,30
Итого неподконтрольные расходы	1 437,14	1 588,31	151,17

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

В соответствии с методическими указаниями, утвержденными приказом ФСТ России от 17.02.2012 № 98-э, корректировку по потерям нужно производить в соответствии с формулой:

$$ПО_i = \min(P_{\phi i-2}; N_{i-2}^{уст} \times \mathcal{E}_{i-2}^{отп. \phi}) \times ЦП_{i-2}^{\phi} - \mathcal{E}_{i-2}^{отп. пл} \times N_{i-2}^{уст} \times ЦП_{i-2} \quad (9.9.)$$

Анализ расходов на покупку потерь за 2023 год

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Утверждено на 2023 год	Факт 2023 года
1	Отпуск в сеть	млн.кВт.ч.	5,843	10,239
2	Объемы потерь	млн.кВт.ч.	0,403	0,706
3	Тариф на покупку потерь	руб./тыс.кВт.ч.	2 130,02	2 226,17
4	Расходы на компенсацию потерь	тыс.руб.	857,55	1 570,56

Корректировка равна:

$P_{\phi i-2}$	0,706
$N_{i-2} * \mathcal{E}_{i-2}^{отп. \phi}$	0,706
$ПО_i$	712,91

$$ПО_i = 0,706 * 2 226,17 - 5,843 * 2 130,02 * 6,89\% = 712,91 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, корректировка на 2025 год, связанная с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам 2023 года равна:

$$В_{инд}^{2025} = - 14 279,05 + 151,17 + 712,91 = - 13 414,96 \text{ тыс. руб.}$$

Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы

Корректировка необходимой валовой выручки на i-тый год долгосрочного периода регулирования, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы на (i-1)-й год осуществляется в соответствии с формулой 9 Методических указаний № 98-э:

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

Корректировка в связи с невыполнением инвестиционной программы организации, (тыс. руб.)

Показатель	Показатели 2023 года
Плановый размер финансирования инвестиционной программы	2 959,80
Объем фактического финансирования инвестиционной программы	0,00
Сумма корректировки, учтенная органом регулирования в НВВ	- 2 959,80

Вместе с тем, в соответствии с пунктом 11 Методики № 98-э при установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии в 2022 и 2023 годах за неисполнение инвестиционной программы в 2022 году корректировка необходимой валовой выручки, осуществляемая в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы, не применяется, с последующим учетом такой корректировки на 2025 год. Корректировка в связи с невыполнением инвестиционной программы организации за 2022 год составила 0,0 руб.

тыс. руб.				
№ п/п	Наименование статьи	Предложение Комитета	Предложение Комитета с учетом ИПЦ	Обозначения
	ИПЦ 2024	1,080		$1+I_{i-1}$
	ИПЦ 2025	1,058		$1+I_i$
1	Корректировка необходимой валовой выручки по доходам от осуществления регулируемой деятельности	-14 279,05	-16 315,81	ΔHVB_i
2	Корректировка неподконтрольных расходов	62,36	172,73	ΔHPr_i
3	Корректировка необходимой валовой выручки регулируемой организации с учетом изменения полезного отпуска и цен на электрическую энергию	712,91	814,60	PO_i
4	Корректировка подконтрольных расходов в связи с изменением планируемых параметров расчета тарифов	0,00	0,00	ΔPPr_i
5	Итого расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов	- 13 414,96	- 15 328,47	$B_i^{инд}$
6	Корректировка необходимой валовой выручки в связи с изменением (неисполнением) инвестиционной программы	- 2 959,80	- 3 381,99	$B_i^{корр.ИП}$
7	Выпадающие в целях сглаживания тарифов	0	0	$B_i^{распред}$
8	Всего расходы, связанные с компенсацией незапланированных расходов	- 16 374,76	- 18 710,46	B_i

Показатели надежности и качества

В соответствии с пунктом 8 Основ ценообразования регулирующие органы ежегодно корректируют необходимую валовую выручку организации, осуществляющей регулируемую деятельность, в соответствии с методическими указаниями по применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов организации, осуществляющей регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров (услуг), утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой.

В соответствии с приказом Минэнерго России от 29.11.2016 г. № 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» (далее – Приказ № 1256) плановое значение показателя надежности и качества услуг считается достигнутым, если фактическое значение показателя за соответствующий расчетный период регулирования соответствует плановому значению этого показателя с коэффициентом $1 + K$. K – коэффициент допустимого отклонения, равен 25%.

На основании представленной организацией информации наблюдается незначительное улучшение показателей надежности и качества электроснабжения, повышающий коэффициент КНК равен 0%.

Расчет расходов на содержание ОАО на 2025 год

В соответствии с пунктом 11 приказа ФСТ России от 17.02.2012г. № 98-э «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» необходимая валовая выручка в части содержания электрических сетей на i -й год долгосрочного периода регулирования HBB_i^{cod} определяется по формуле:

$$HBB_i^{cod} = PP_i + HP_i + B_i + Y_i + d_i \times \Delta \text{ЭП}_i + HBB_{i-2}^{cod} \times KHK_i$$

При этом в соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования предельные минимальные уровни тарифов на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые потребителям, за исключением населения и приравненных к нему категорий потребителей, на территориях отдельных частей ценовых зон оптового рынка, для которых устанавливаются особенности функционирования оптового и розничных рынков, указанных в приложении № 3 к Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, за исключением территорий Республики Бурятия и Республики Карелия, с 1 июля 2018 г. по 31 декабря 2030 г. устанавливаются на уровне не ниже параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Суммарный размер необходимой валовой выручки регулируемых организаций в 2024 году не обеспечивал рост тарифов на передачу с учетом индексов инфляции 2024 года в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов, одобренного Министерством экономического развития РФ от 22.09.2023. В целях доведения уровня необходимой валовой выручки до уровня, обеспечивающего необходимый рост тарифов на передачу электрической энергии, в необходимую валовую выручку ОАО были включены расходы на сумму 19 928,89 тыс. руб.

В целях соблюдения баланса интересов потребителей и поставщиков электроэнергии, а также принципа недопущения необоснованного роста тарифов на электроэнергию указанные расходы подлежат исключению из необходимой валовой выручки ОАО на 2025 год, с учетом ИПЦ 105,8 %, в размере 21 084,76 тыс. руб.

Необходимая валовая выручка (без учета покупки потерь) на 2025 год равна:

тыс. руб.			
№ п/п	Наименование статьи	Обозначение	Сумма
1	Подконтрольные расходы	PP	11 941,11
2	Неподконтрольные расходы	HP _i	3 476,74
3	Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии	$\Delta \text{ЭП}_i$	0
4	Корректировка по итогам последнего истекшего года	B _i	-18 710,46
5	Показатели надежности и качества	$HBB_i * KHK_i$	0
6	Доведение НВВ по пункту 81 Основ ценообразования	За 2024 год	- 21 084,76
8	Необходимая валовая выручка на 2025 год	HBB_i^{cod}	0,001

Таким образом, необходимая валовая выручка ОАО на 2025 год устанавливается в размере 1 руб. Расходы в размере – 24 377,369 тыс. руб. подлежат к исключению в последующие периоды регулирования.

V. Расчет необходимой валовой выручки на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии

В соответствии с пунктом 38 Основ ценообразования величина потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям территориальных сетевых организаций определяется в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования. Уровень потерь электрической энергии территориальной сетевой организации устанавливается на каждый последующий год долгосрочного периода регулирования равным уровню потерь, установленному на первый год долгосрочного периода регулирования.

Приказом Комитета от 29.12.2020 № 98 уровень потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям, являющийся долгосрочным параметром регулирования, установлен для ОАО на первый год долгосрочного периода регулирования 2021-2025 годов в размере 6,89 %.

В соответствии с пунктом 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 субъектов Российской Федерации, расположенных в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, - на основании индикативных цен на электрическую энергию (мощность) для потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, установленных Федеральной антимонопольной службой для соответствующего субъекта Российской Федерации, а также с учетом доли, указанной в пункте 8 статьи 36 Федерального закона «Об электроэнергетике», по прогнозным рыночным ценам на электрическую энергию (мощность), продаваемую на оптовом рынке, определяемым по субъектам Российской Федерации исходя из официально опубликованных советом рынка данных о прогнозных свободных (нерегулируемых) ценах на электрическую энергию, цен на электрическую энергию (мощность), а также регулируемых цен (тарифов), установленных для квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

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.

В соответствии с пунктом 8 статьи 36 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» с 1 января 2015 года субъектами оптового рынка - покупателями электрической энергии (мощности), функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, электрическая энергия (мощность) для обеспечения потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, покупается в следующих долях от указанного в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России на год, в котором осуществляются поставки электрической энергии (мощности), объема потребления электрической энергии каждым из таких покупателей электрической энергии (мощности), уменьшенного на объем потребления электрической энергии (мощности) населением и (или) приравненными к нему категориями потребителей, указанный в сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России на год, в котором осуществляются поставки электрической энергии (мощности):

с 1 января 2025 года по 31 декабря 2025 года - 90 процентов.

Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии в i -м году долгосрочного периода регулирования определяется по формуле 11 Методических указаний:

$$НВВ_i^{\text{пот}} = ЦП_i \times П_i^{\text{пл}} + (1 - d_i) \times \Delta ЭП_i$$

где $ЦП_i$ – прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии в сетях (с учетом мощности) в году i (2025 год), учитываемая при установлении тарифа на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, определяемая в соответствии с пунктом 81 Основ ценообразования;

$П_i^{\text{пл}}$ – объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в сетях территориальной сетевой организации, определенный на i -й год (2025 год) долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 40(1) Основ ценообразования;

$\Delta ЭП_i$ – экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов, определяемая в соответствии с пунктом 34(2) или 34(3) Основ ценообразования;

d_i – доля $\Delta ЭП_i$, которая учитывается в составе необходимой валовой выручки в части содержания электрических сетей, определяемая регулирующим органом в диапазоне от 0 до 1.

Исходные данные для расчета необходимой валовой выручки в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год

Показатель	Единица измерения	1 полугодие 2025	2 полугодие 2025
прогнозная цена (тариф) покупки потерь электрической энергии (без НДС)	руб/кВт.ч	3,05524	3,66300
сбытовая надбавка	руб/кВт.ч	0,81846	1,11937
платы за услуги, оказание которых неразрывно связано с процессом снабжения потребителей электрической энергией	руб/кВт.ч	0,00481	0,00511
индикативная цена на электрическую энергию (мощность)	руб/кВт.ч	2,23197	2,53852
объем технологического расхода (потерь) электрической энергии в соответствии со сводным прогнозным балансом на 2025 год	млн.кВт.ч	0,6798	0,5660
необходимая валовая выручка в части оплаты потерь	тыс. руб.	2 076,95	2 073,26

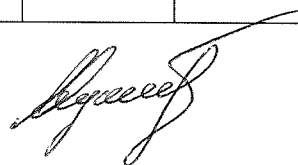
Экономия расходов на оплату потерь электрической энергии, полученная сетевой организацией при осуществлении деятельности по передаче электрической энергии в результате проведения мероприятий по сокращению объема используемых энергетических ресурсов $\Delta ЭП_i$, и доля $\Delta ЭП_i$ (d_i) принимаются Комитетом в размере 0 тыс. руб.

Таким образом, необходимая валовая выручка организации в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии в 2025 году, определенная по формуле 11 Методических указаний № 98-э, составит 4 150,21 тыс. руб.

VI. Индивидуальные тарифы на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Кабардино-Балкарской Республики (тарифы указываются без НДС) на 2025 год

Наименование сетевых организаций ¹	1 полугодие			2 полугодие		
	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф	Двухставочный тариф		Одноставочный тариф
	ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)		ставка за содержание электрических сетей	ставка на оплату технологического расхода (потерь)	
	руб./МВт·мес	руб./МВт·ч		руб./МВт·мес.	руб./МВт·ч	
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «Россети Северный Кавказ» - «Каббалкэнерго» - ОАО «Российские железные дороги» на территории Кабардино-Балкарской Республики	0,00	252,094	0,25209	0,00	241,170	0,24117

Заместитель председателя



А.С. Гукепшев

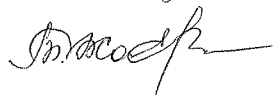
Штатные эксперты:

Начальник отдела ценообразования
в электроэнергетике



А.А. Гузоев

Консультант отдела ценообразования
в электроэнергетике



Ж.И. Таумурзаева

¹ Первой указывается территориальная сетевая организация, оплачивающая услуги по передаче электрической энергии по сетям указываемой второй территориальной сетевой организации.