

VOTO

PROCESSOS: 48500.006881/2022-21 e 48500.008250/2022-05.

INTERESSADO: Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (EMT).

RELATOR: Diretor Ricardo Lavorato Tili.

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) e Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD).

ASSUNTO: Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 8 de abril 2023, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2024 a 2028, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 62/2022 e na Audiência Pública nº 19/2022.

I – RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição nº 3/1997¹, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (EMT), estabelece a data de 8 de abril de 2023 para a realização da Revisão Tarifária Periódica da concessionária.
2. As metodologias e os procedimentos aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão dispostos nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret², que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.
3. Em 13 de dezembro de 2022, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 062/2022 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária, com período de contribuições de 14 de dezembro de 2022 a 17 de fevereiro de 2023, com realização de Audiência Pública em 9 de fevereiro de 2023.

¹ Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao> >> Contrato nº 003/1997.

² Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

4. Com o fechamento da CP nº 62/2022, a SRD consolidou³ a apuração das perdas na distribuição e recomendou⁴ os valores finais dos limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC.
5. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), por sua vez, consolidou⁵ os valores necessários para a composição da Base de Remuneração, em 17 de março de 2023.
6. Em 30 de março de 2023, a Energisa Mato Grosso encaminhou um complemento às contribuições a CP 62/2022, informando os valores relativos ao impacto financeiro da Micro e Minigeração distribuída ao equilíbrio econômico-financeiro da Distribuidora.
7. Em 3 de abril de 2023, a SGT emitiu⁶ o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 062/2022.
8. A SGT, mediante a Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL⁷, de 3 de abril de 2023, consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da EMT.
9. É o relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

II.1. Resultado da Consulta Pública nº 62/2022

10. A CP nº 62/2022 teve três contribuições no âmbito do item de Revisão Tarifária, sendo elas: conselho de Consumidores de Consumidores de Energia Elétrica da Energisa Mato Grosso – CONCEEL/MT; Energisa MT e Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de consumidores Livre – ABRACE.
11. O detalhamento das contribuições e análise das áreas técnicas estão consolidadas na Nota Técnica nº 59/2023–SGT-SFF- SRD/ANEEL.

³ Nota Técnica nº 25/2023-SRD/ANEEL, SicNet nº 48554.000757/2023-00.

⁴ Nota Técnica nº 31/2023-SRD/ANEEL, SicNet nº 48554.000820/2023-00.

⁵ Memorando nº 55/2023-SFF/ANEEL, SicNet nº 48536.000881/2023-00.

⁶ Nota Técnica nº 59/2023-SGT/ANEEL, SicNet nº 48581.000548/2023-00.

⁷ Documento SicNet nº 48581.000549/2023-00.

12. Entretanto, importa destacar a contribuição feita pela CONCEEL/MT com relação ao custo dos contratos bilaterais: *“que os custos dos contratos Bilaterais sejam arbitrados, visando a modicidade tarifaria e divulgação dos contratos ora considerados para consulta pública”*.

13. A contribuição não foi aceita, uma vez que o cálculo da cobertura tarifária relativa aos contratos bilaterais está disciplinado no item 5.5 do Proret 3.2 item 5.5, o qual determina que o preço a ser considerado deverá ser o preço de repasse dos contratos em R\$/MWh.

14. Ademais, os contratos são homologados pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM, nos quais os montantes e os preços a serem considerados na revisão são informados⁸ à SGT.

15. Quanto às contribuições da Distribuidora, destaco a solicitação do Grupo Energisa referente a um componente financeiro, representado pelo crescimento dos montantes de energia compensada em MWh nos últimos 12 meses, valoradas a tarifa vigente nos componentes tarifários de compra de energia, transporte e Parcela B.

16. Em coerência com a decisão tomada pela Diretoria Colegiada da ANEEL no âmbito do processo tarifário da Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Enel Rio, a contribuição foi aceita, de forma que foi considerado item econômico de parcela B intitulado “Ajuste de Parcela B associado ao SCEE” no valor aproximado de R\$ 123,2 milhões.

17. O ajuste em questão corresponde a compensação pelo grande crescimento de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE durante o período de referência. Ocorre que as unidades participantes do sistema de compensação instaladas em período inferior a 12 meses não produziram pleno efeito de redução do mercado faturado, de forma que, caso não houvesse o ajuste indicado, não haveria a adequada recuperação da receita de parcela B, prevista nesse processo tarifário.

18. Além disso, a Energisa solicitou tratamento das perdas regulatórias em função do forte crescimento da Geração Distribuída e seus efeitos no mercado da distribuidora. Sobre este aspecto, a EMT

⁸ Memorando nº 28/2023-SRM/ANEEL, de 17 de março de 2023

solicitou a consideração da energia medida ao invés da energia faturada no cálculo das perdas, e que fosse aplicada a proposta discutida na Tomada de Subsídios 28/2022, conforme destacado a seguir:

Contribuição da EMT:

Tendo em vista o aumento exponencial das solicitações de acesso observada nos últimos meses em decorrência da “corrida do ouro”, a permanência da homologação das perdas sobre o mercado faturado ensejará queda substancial de receita de perdas regulatória às distribuidoras, principalmente àquelas com forte crescimento de GD. Desse modo o Grupo Energisa se posicionou favoravelmente a proposta da TS 28, que além de trazer simplicidade ao cálculo, retira das perdas regulatórias o impacto causado pela GD.

Reiterando a nossa posição quanto a necessidade de aplicação da proposta de forma tempestiva, a Energisa Mato Grosso do Sul pleiteia que a perda não técnica da revisão em processamento seja homologada sobre o mercado medido e que esse mercado seja incorporado na planilha do processo tarifário e utilizada para a apuração da parcela de perdas da energia requerida.

Ressalta-se ainda, conforme exposto na contribuição da TS 28, que tal proposta não fere o regramento atual de apuração das perdas dispostos nos submódulos 2.6 e 2.6 A e 3.2 e 3.2A do PRORET. Fazem-se necessários apenas ajustes nas planilhas de cálculo, tanto do indicador de perda não técnica quanto da apuração da parcela de perdas da energia requerida, conforme descritas abaixo.

19. A contribuição foi parcialmente aceita. O percentual de perdas técnicas é a razão entre a perda técnica estimada por simulação e energia injetada total na rede de distribuição da concessionária, conforme disciplina o Submódulo 7 do Prodist. Na definição desse percentual, feita por parte da SRD, toda a energia injetada medida na rede da concessionária é considerada, incluindo aquela associada às unidades de MMGD. Assim, no processo de reconstituição das perdas técnicas, feito pela SGT a partir do percentual informado por aquela superintendência, é adequado que a energia medida nas unidades de MMGD seja considerada, sendo, de fato, necessária a correção entre energia medida e faturada, nesse processo.

20. Com relação às perdas não-técnicas, o percentual é estimado a partir de procedimento metodológico comparativo entre concessionárias, no qual já estão contemplados ajustes com vistas à correção de diferenças entre mercado medido e faturado. Estes ajustes estão adequados para a metodologia do Submódulo 2.6 e 2.6A do PRORET, discutida pela CP 29/2020, porém, poderiam ser aperfeiçoados diante da grande variação do mercado de MMGD e seus impactos na base de dados de perdas.

21. Esse trabalho de aperfeiçoamento dos dados, e, conseqüentemente, da metodologia de perdas decorrente dos impactos da GD já está em curso pela Aneel, por meio da Tomada de Subsídios 28/2022, ainda em fase de análise das contribuições. Desse modo, concordo com a análise da SGT de que é necessário que haja uma análise mais detalhada por parte da ANEEL. Assim, considero mais adequado que o tema seja discutido com a sociedade e agentes do setor, com mais profundidade em Consulta Pública, momento em que poderá ser avaliado os demais impactos da GD no processo tarifário e nos possíveis aperfeiçoamentos metodológicos.

II.2 Revisão Tarifária Periódica

22. Trata-se da revisão das tarifas da EMT, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **8,81%**, sendo de **7,29%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **9,45%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

23. O detalhamento do efeito médio por nível de tensão é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1. Efeito médio para consumidor	
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	7,29%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	9,45%
Efeito Médio AT+BT	8,81%

Fonte: Nota Técnica nº 147/2022-SGT/ANEEL.

24. O efeito médio de **8,81%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de **2,53%**; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de **1,21%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de **5,06%**.

25. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa, bem como às novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões tarifárias.

26. No Gráfico 1 constam os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

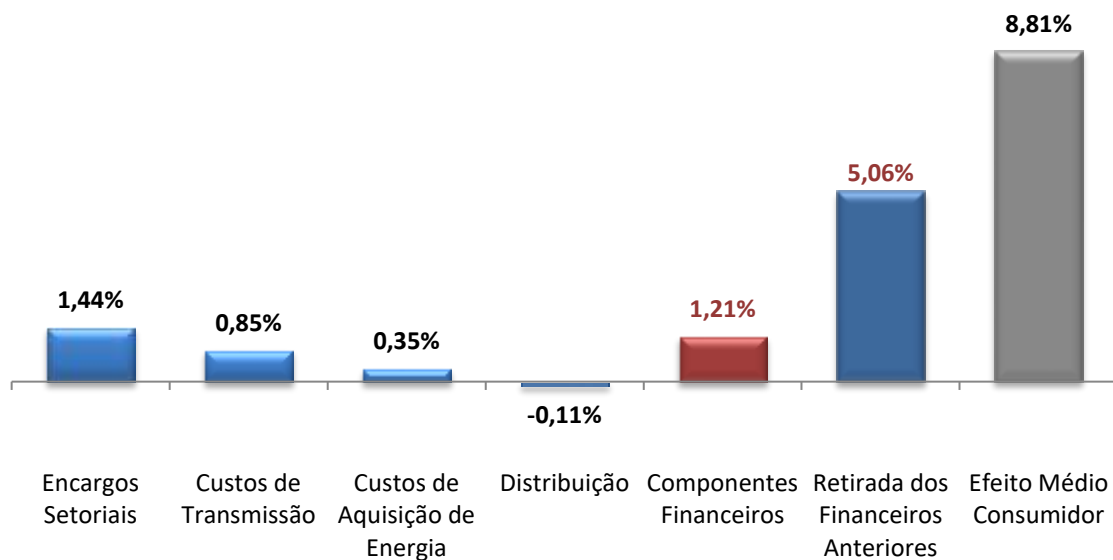


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

27. O reposicionamento tarifário consiste na redefinição das tarifas em nível compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com a remuneração dos investimentos prudentes.

28. Na Tabela 2 constam os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a variação percentual, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado e cada valor na composição da receita da concessionária.

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	4.111.572.463	4.292.110.350	4,4%	2,64%	61,3%
Encargos Setoriais	1.212.086.596	1.310.283.614	8,1%	1,44%	18,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	10.762.436	10.879.098	1,1%	0,00%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	741.092.380	718.570.485	-3,0%	-0,33%	10,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	97.498.667	95.279.832	0,0%	-0,03%	1,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	54.546.007	54.016.078	-1,0%	-0,01%	0,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás		(149.129.614)	0,0%	-2,18%	-2,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		38.036.309	0,0%	0,56%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		202.027.581	0,0%	2,96%	2,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		44.762.871	0,0%	0,66%	0,6%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	118.430.045	124.357.506	5,0%	0,09%	1,8%
PROINFA	134.852.451	111.360.526	-17,4%	-0,34%	1,6%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	54.700.588	59.907.764	9,5%	0,08%	0,9%
ONS	204.022	215.180	5,5%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	472.275.690	530.398.530	12,3%	0,85%	7,6%
Rede Básica	194.234.508	252.329.440	29,9%	0,85%	3,6%
Rede Básica Fronteira	114.847.081	144.347.907	25,7%	0,43%	2,1%
Rede Básica ONS (A2)	4.568.725	2.872.641	-37,1%	-0,02%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	78.849.732	43.295.204	-45,1%	-0,52%	0,6%
MUST Itaipu	28.080.242	28.434.716	1,3%	0,01%	0,4%
Transporte de Itaipu	34.199.456	41.045.323	20,0%	0,10%	0,6%
Conexão	16.037.484	16.327.247	1,8%	0,00%	0,2%
Uso do sistema de distribuição	1.458.463	1.746.051	19,7%	0,00%	0,0%
Custos de Aquisição de Energia	2.427.210.177	2.451.428.206	1,0%	0,35%	35,0%
PARCELA B	2.720.006.551	2.712.612.844	-0,3%	-0,11%	38,7%
Custos Operacionais	1.315.495.754,74	1.277.771.269	-2,9%	-0,55%	18,2%
Anuidades	178.155.464,98	153.009.423	-14,1%	-0,37%	2,2%
Remuneração	860.690.904,96	819.965.192	-4,7%	-0,60%	11,7%
Depreciação	356.225.241,80	331.843.816	-6,8%	-0,36%	4,7%
Receitas Irrecuperáveis	42.066.676,41	46.200.359	9,8%	0,06%	0,7%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(32.627.491,89)	(39.430.123)	20,8%	-0,10%	-0,6%
Ajuste de PB associado ao SCEE		123.252.909	0,0%	1,80%	1,8%

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	84.592.490	1,21%
CVA em processamento - Energia	(99.170.159)	-1,42%
CVA em processamento -Transporte	74.569.143	1,07%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(117.094.778)	-1,67%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(2.041.135)	-0,03%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(23.012.700)	-0,33%
Sobrecontratação/exposição de energia	101.652.275	1,45%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	382.621	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	153.355.093	2,19%
Ajuste CUSD	(271.804)	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(565.822)	-0,01%
Conselho de Consumidores	(700.047)	-0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(140.181.434)	-2,00%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Covid	(2.947.751)	-0,04%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(6.536.181)	-0,09%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 2	(1.931.200)	-0,03%
Reversão Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - Energia	65.860.413	0,94%
Reversão Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER	186.317.372	2,66%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(308.165.358)	-4,41%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica	5.778.286	0,08%
Reversão Bônus Itaipu	199.814.493	2,86%
Spread UDER	8.365.242	0,12%
Neutralidade de Crédito Pis Cofins	(24.399.793)	-0,35%
Financeiro de Postergação	30.911.165	0,44%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (REN 37	(15.395.449)	-0,22%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		5,06%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		8,81%

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da EMT.

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

29. O reposicionamento econômico de **2,53%** é derivado das variações de custos da **Parcela A** e da **Parcela B**.

30. Dessa forma, passo a descrever cada uma das parcelas.

Custos da Parcela A

31. A Parcela A compreende os custos não-gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, e às atividades de transmissão e de geração de energia elétrica. Essa Parcela representa 61,3% dos custos da concessionária, variou em **4,4%**, o que representa um impacto tarifário **2,64%**.

32. Os custos com os **encargos setoriais** impactaram a revisão em **1,44%**. Destacam-se a redução da cota de CDE (Uso) de 2023 para a distribuidora, cujo impacto foi de **-0,33%**, a CDE Eletrobrás cujo impacto é de **-2,18%**, o início do pagamento da Conta escassez hídrica pelas distribuidoras provocando o aumento de **3,51%**.

33. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **0,84%**. Destaca-se a aprovação das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e das novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.066/2022 e nº 3.067/2022., ambas de julho de 2022.

34. Os custos com **compra de energia** impactaram a revisão de 0,35%. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados às cotas de CCGF, que impactaram a revisão em **1,54%**. Por outro lado, amenizou o efeito médio a redução custo da energia proveniente de Itaipu, de **-1,78%**, cuja tarifa, estabelecida por meio da REH 3168/2022, USD 16,19 /MWh, é inferior à vigente para o ano de 2022, USD 24,73/MWh.

35. O Gráfico 2 ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia.

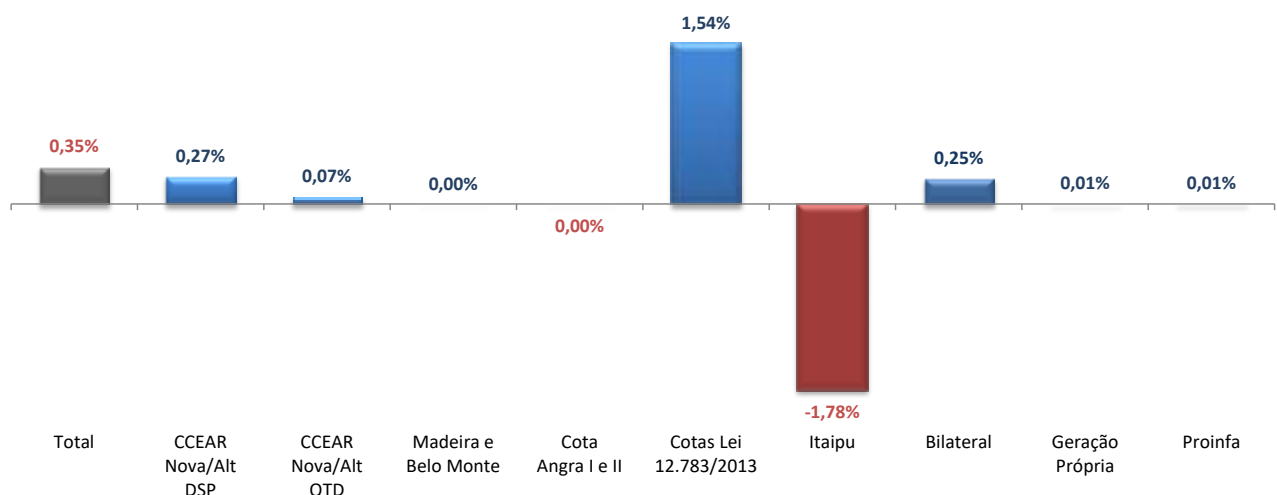


Gráfico 2. Efeito por modalidade de aquisição de energia

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

Perdas Regulatórias

36. As **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas levando em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de **8,6900%** em relação à energia injetada, conforme Nota Técnica nº 048/2022-SRD/ANEEL que manteve os valores da Nota Técnica nº 018/2022-SRD/ANEEL⁹.

⁹ Documento SicNet nº 48554.000757/2023-00.

37. Já as **perdas não técnicas**, abordagem adotada se baseia na comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessão comparáveis. O ponto de partida da trajetória de perdas é estabelecido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 3 anos civis alcançada pela distribuidora. O ponto de chegada da trajetória é estabelecido comparando o desempenho da distribuidora com outras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista de combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. No caso da EMT, conforme regra definida no Proret, o ponto de partida foi estabelecido em **6,8933%** sobre o mercado de baixa tensão faturado, porém sem trajetória de redução.

Custos da Parcela B

38. A **Parcela B**, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa parcela trata dos custos com a atividade de distribuição e compreende os custos de administração, operação e manutenção, ou seja, os custos operacionais eficientes e o custo anual dos ativos, que reflete os investimentos prudentes realizados pela distribuidora. A Parcela B representa 38,7% dos custos da concessionária e variou em **-0,3%**, o que representa um impacto tarifário de **-0,11%**

39. A metodologia de definição dos **custos operacionais** eficientes estabelece o método de comparação entre concessionárias para a definição do nível desses custos que serão reconhecidos nas tarifas. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos eficientes que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

40. Os **custos operacionais** variaram em **-2,9%** contribuindo para uma redução tarifária de **-0,55%**, a aplicação da metodologia indicou redução dos custos regulatórios ao longo do ciclo. Assim, considerando-se também o índice de produtividade, agregado ao mecanismo de incentivo à qualidade e o desconto das Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos fizeram com que os custos operacionais ficassem menores daquele existente nas tarifas atuais.

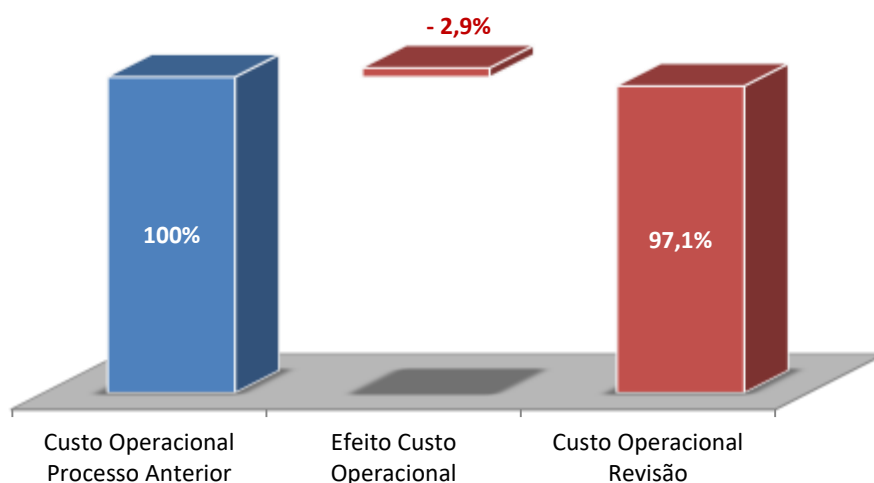


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração.

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

41. O **custo anual dos ativos** é formado pela Remuneração do Capital, pela Quota de Reintegração Regulatória e pelas Anuidades. A primeira corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela Concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Líquida e do Custo de Capital. A segunda é formada pela depreciação e pela amortização dos investimentos realizados e visa recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da vida útil e está relacionada à Base de Remuneração Bruta e à Taxa de Depreciação. A última refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em *hardware*, *software*, veículos e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo e depende basicamente dos Ativos Imobilizados em Serviço.

42. A **remuneração do capital** sofreu variação de **-4,7%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de **-0,60%**. Ocorre que o aumento da base líquida, em decorrência dos investimentos realizados pela EMT desde sua última revisão tarifária, se mostrou inferior à variação da Parcela B presente nas tarifas, a qual, conforme previsto em contrato, tem sido atualizada pelo IGP-M, indicador inflacionário que apresentou forte variação nos últimos anos. Já as taxas de remuneração diminuíram quando comparadas com as taxas previstas na revisão tarifária de 2018 da distribuidora. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

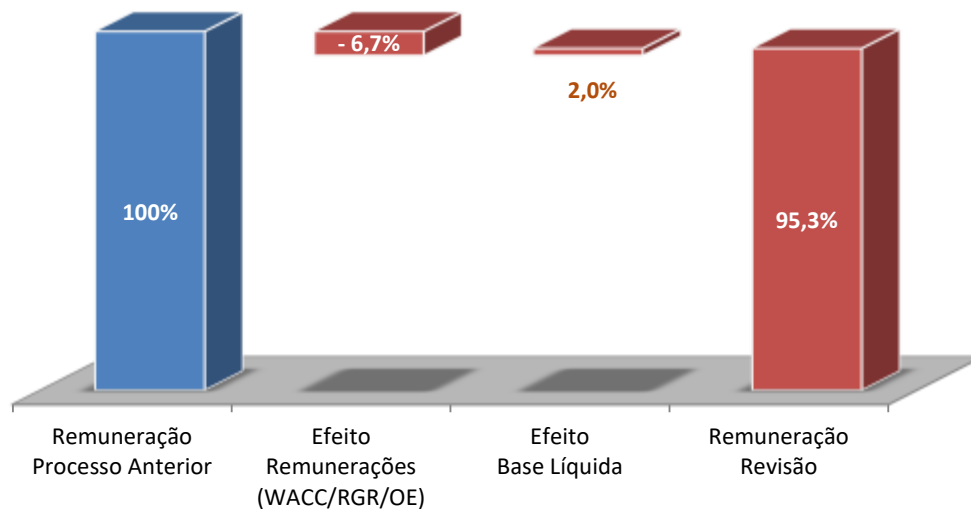


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre remuneração do capital.

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

43. A **quota de reintegração regulatória** variou **-6,8%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **-0,36%**. apesar dos investimentos incrementais realizados pela empresa ao longo do ciclo, a redução da remuneração de quota de reintegração regulatória se deve principalmente em função da diferença entre o índice utilizado na correção da Parcela B presente nas tarifas, IGP-M, que sofreu forte variação nos últimos anos.

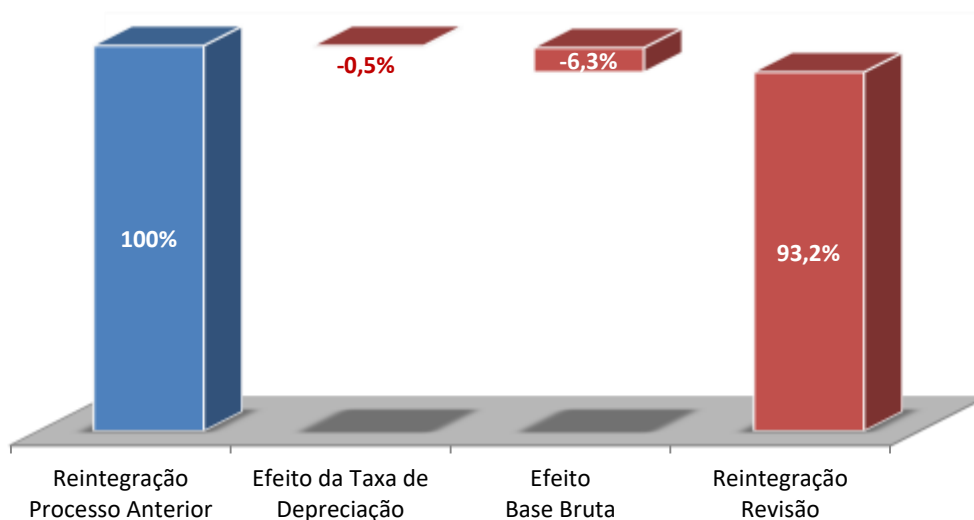


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

44. A cobertura para **anuidades** variou **-14,1%** em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **-0,37%** no efeito médio. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

45. As **receitas irrecuperáveis** variaram **9,8%** em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de **0,06%** nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a EMT e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.

46. Quanto às **outras receitas (OR)**, referem-se a receitas de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, mas não decorrentes da aplicação das tarifas. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis; e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

47. A Resolução Normativa nº 1.000, de 2021, estabelece a obrigatoriedade da cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “**Ultrapassagem de Demanda**” (UD), e de montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “**Excedente de Reativos**” (ER).

48. Os valores arrecadados de Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), são subtraídos da Parcela B, implicando em impacto nas tarifas de **-0,10%**.

Componentes Financeiros

49. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos nesta revisão da EMT.

Tabela 3. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(99.170.159)	-1,42%
CVA em processamento -Transporte	74.569.143	1,07%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(117.094.778)	-1,67%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(2.041.135)	-0,03%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(23.012.700)	-0,33%
Sobrecontratação/exposição de energia	101.652.275	1,45%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	382.621	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	153.355.093	2,19%
Ajuste CUSD	(271.804)	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(565.822)	-0,01%
Conselho de Consumidores	(700.047)	-0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(140.181.434)	-2,00%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Covid	(2.947.751)	-0,04%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(6.536.181)	-0,09%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circul	(1.931.200)	-0,03%
Reversão Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - Energia	65.860.413	0,94%
Reversão Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER	186.317.372	2,66%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(308.165.358)	-4,41%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica	5.778.286	0,08%
Reversão Bônus Itaipu	199.814.493	2,86%
Spread UDER	8.365.242	0,12%
Neutralidade de Crédito Pis Cofins	(24.399.793)	-0,35%
Financeiro de Postergação	30.911.165	0,44%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (REN	(15.395.449)	-0,22%
Total	84.592.490	1,21%

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

50. Os **componentes financeiros** apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **1,21%** na atual revisão da EMT.

51. Destacam-se positivamente as reversões do Bônus Itaipu e da conta escassez hídrica ambos os valores utilizados no passado para amenizar os efeitos tarifário da pandemia da covid 19.

52. Quanto os financeiros negativos, destacam-se: i) os CVA energia, ii) a CVA Encargos e iii) os créditos de PIS COFINS.

53. O efeito negativo da CVA Energia, de -1,42%, para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, da cobertura tarifária superior ao custo dos CCEAR-D, dado o reduzido despacho do parque termelétrico no período apurado.

54. Em relação a CVA encargos, o efeito negativo de -1,67% decorre principalmente do efeito da CVA ESS/ERR que em razão da alocação de receitas de bandeiras tarifárias sofre uma redução de 2,44%.

55. Os créditos de PIS/COFINS acerca de ações judiciais que questionam a incidência sobre ICMS ainda será matéria de regulamentação específica pela ANEEL, estando o tema em Consulta Pública nº 05/2021. No entanto, o Despacho nº 361/2021 em situações excepcionais autoriza o uso antecipado à conclusão da referida Consulta Pública, limitando em 20% do valor total de potencial crédito associado à respectiva ação judicial.

56. Porém, em 27 de junho de 2022, foi sancionada a **Lei n. 14.385/2022**, que disciplina devolução aos consumidores de energia elétrica, dos valores relacionados as ações judiciais que versam sobre a **retirada do ICMS da base do PIS/COFINS**. A Lei estabelece os critérios para devolução da integralidade dos valores requeridos a Receita Federal (RFB) até o próximo processo tarifário.

57. No caso específico da EMT, a ação imposta está habilitada com trânsito em julgado; portanto, considerando o valor dos créditos já obtidos junto à Receita Federal até junho de 2022, assim como o aproveitamento mensal previsto pela distribuidora para os próximos 12 meses, foi incluído neste processo componente financeiro no valor atualizado de **R\$ 308,1 milhões**, e reduziram o efeito ao consumidor em **-4,41%**.

58. Nos termos do Decreto nº 10.939/2022, da Resolução nº 2/2021 da CREG e da Medida Provisória nº 1.078/2021, foi contratada operação financeira com o objetivo de custear medidas de combate à escassez hídrica vivenciada no 2º semestre de 2021. Tal operação foi aprovada a partir da **Resolução Normativa nº 1.008/2022**, de 15 de março de 2022.

59. O Despacho nº 1.177/2022, de 3 de maio de 2022, indicou a data de 9 de maio para fixar os valores dos recursos da **Conta Escassez Hídrica** a serem repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, referentes aos montantes de recursos solicitados nos Termos de Aceitação às disposições do Decreto nº 10.939/2022. À EMT foram repassados as parcelas associadas: à Importação julho-agosto/21, e ao Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo, que somam R\$ 240 milhões, com efeito combinado de **3,61%**.

60. O **Financeiro de Recomposição** à conta de comercialização de Itaipu, refere - se a metade da reversão do diferimento negativo, considerado no processo tarifário de 2021, associado ao repasse realizado pela conta de comercialização de Itaipu conforme Decretos 10.665/2021. O cálculo do financeiro

em tela, estimado em aproximadamente, **R\$ 194 milhões**, foi realizado conforme previsto na NT 247/2021¹⁰. No próximo processo tarifário deverá ser considerado montante residual.

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

61. O **Fator X** é índice fixado pela ANEEL e utilizado nos reajustes subsequentes. O objetivo é compartilhar com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

62. Esse índice é constituído por 3 componentes, sendo 2 deles definidos na revisão tarifária, o que trata dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd e o de Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

63. O **Componente Pd** objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é de **0,904%**.

64. O **Componente T** tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios, quando a análise de custos operacionais eficientes indicar a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da EMT é de **1,762%**.

65. O outro integrante do **Fator X** é o **Componente Q**, fixado anualmente nos processos tarifários. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q é denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade e foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2021 e 2022, resultando em **-1,33%**. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investir na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas.

¹⁰ Documento SIC nº 48581.001708/2021-00

66. Assim, o valor do **Fator X** a ser considerado nos reajustes da EMT, até a próxima revisão tarifária, será de **2,67%**, acrescido do **Componente Q** que deve ser atualizado em cada processo de reajuste.

67. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora é mostrado nos Gráfico 6.

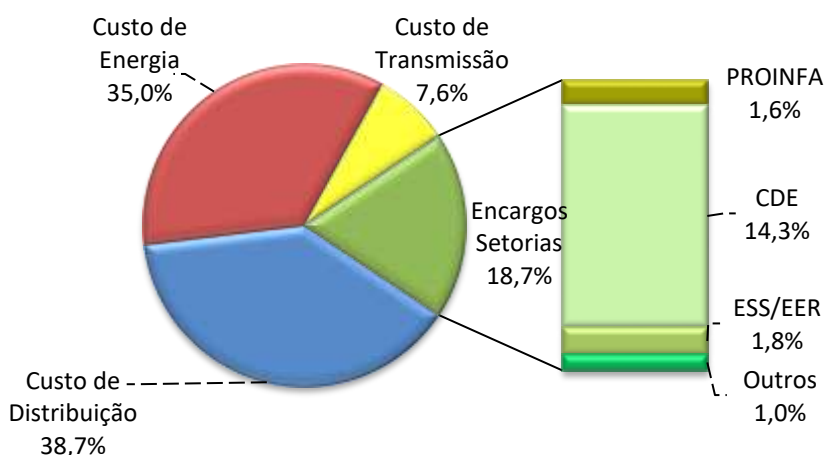


Gráfico 6. Composição da receita sem tributos
Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

Comparação entre a proposta de consulta pública e o resultado da revisão

68. A Tabela 4 ilustra a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária.

69. Os custos de energia variaram em razão da redução da tarifa de Itaipu, que na ocasião da abertura da CP ainda não estava definida. Já os custos de Parcela B variaram devido a inclusão da Bolha econômica para considerar os impactos da Micro e Minigeração distribuída no mercado da distribuidora.

70. Em relação aos encargos setoriais houve uma redução de -1,65%, isso ocorreu devido a inclusão da cota de CDE eletrobrás para 2022, que na fase de CP foi considerada como componente financeiro.

71. Já entre os componentes financeiros, destacam-se as reduções da CVA energia e da CVA encargos, valores estes -0,43% e -0,86% menores que os propostos na Consulta Pública.

Tabela 4. Comparação da Proposta da CP 062/2022 e o resultado da revisão.

Descrição	Varição Receita Requerida Final/CP	CP 003/21 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Varição Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	-5,56%	5,95%	2,64%	-3,30%
Encargos Setoriais	-8,40%	3,09%	1,44%	-1,65%
Custo de Aquisição de Energia	-5,29%	2,03%	0,35%	-1,68%
PARCELA B	9,08%	-3,56%	-0,11%	3,45%
Reposicionamento Tarifário	-0,38%	2,39%	2,53%	0,14%
Componentes Financeiros do Processo Atual		1,03%	1,21%	0,18%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		5,94%	5,06%	-0,88%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		9,36%	8,81%	-0,56%

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

II.3 Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

72. O cálculo dos limites para os indicadores de qualidade dos conjuntos da Concessionária foi obtido pela aplicação da metodologia de análise comparativa aprovada pela ANEEL em dezembro de 2014, após a realização da Audiência Pública nº 29/2014, regulamentada no item 5.10 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST¹¹.

73. Nos Gráficos 7 e 8 são apresentados o histórico de apuração e os limites globais de **DEC** e **FEC** propostos pela ANEEL. Em relação aos limites globais propostos para o período 2023 a 2025, a redução média anual é **3,44%** no DEC e de **6,92%** no FEC.

¹¹ “5.10 Limites de continuidade do serviço.

5.10.1 Para o estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade, as distribuidoras devem enviar à ANEEL suas BDGD conforme estabelecido no Módulo 6, das quais serão extraídos os atributos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras.

5.10.2 No estabelecimento dos limites de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicado o seguinte procedimento:

a) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
b) aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;
c) cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos; e
d) análise por parte da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.”

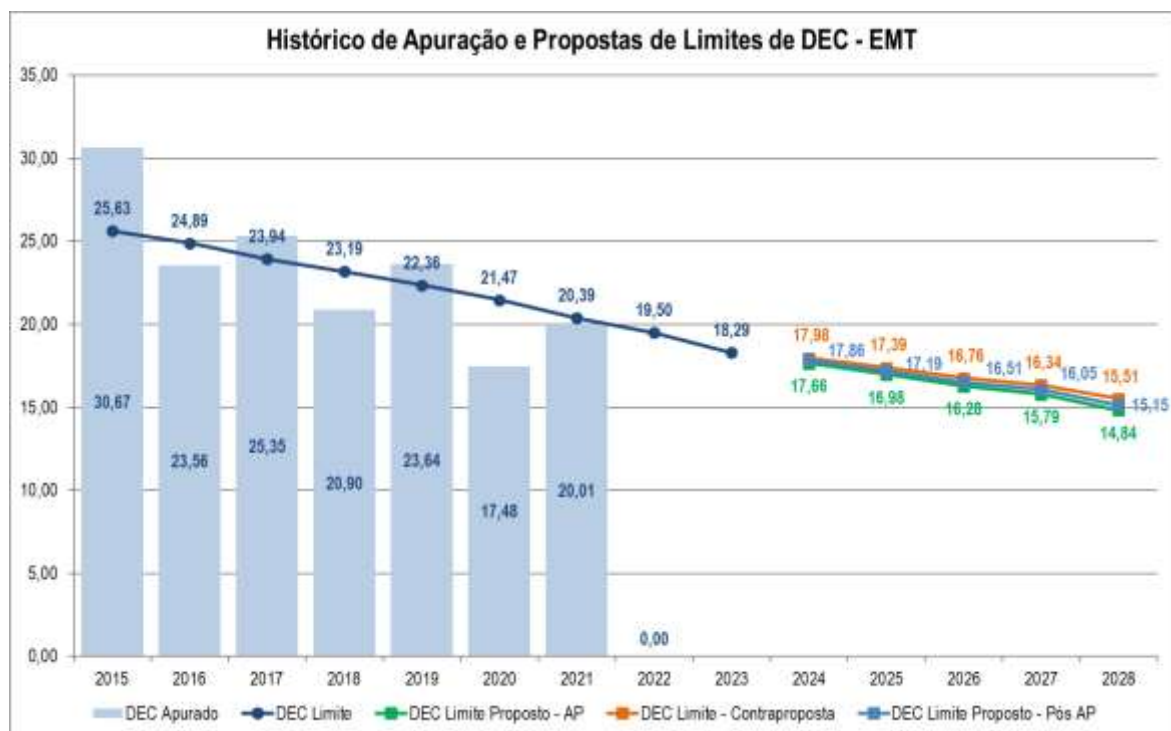


Gráfico 7. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da EMT.

Fonte: Nota Técnica nº 030/2023-SRD/ANEEL.

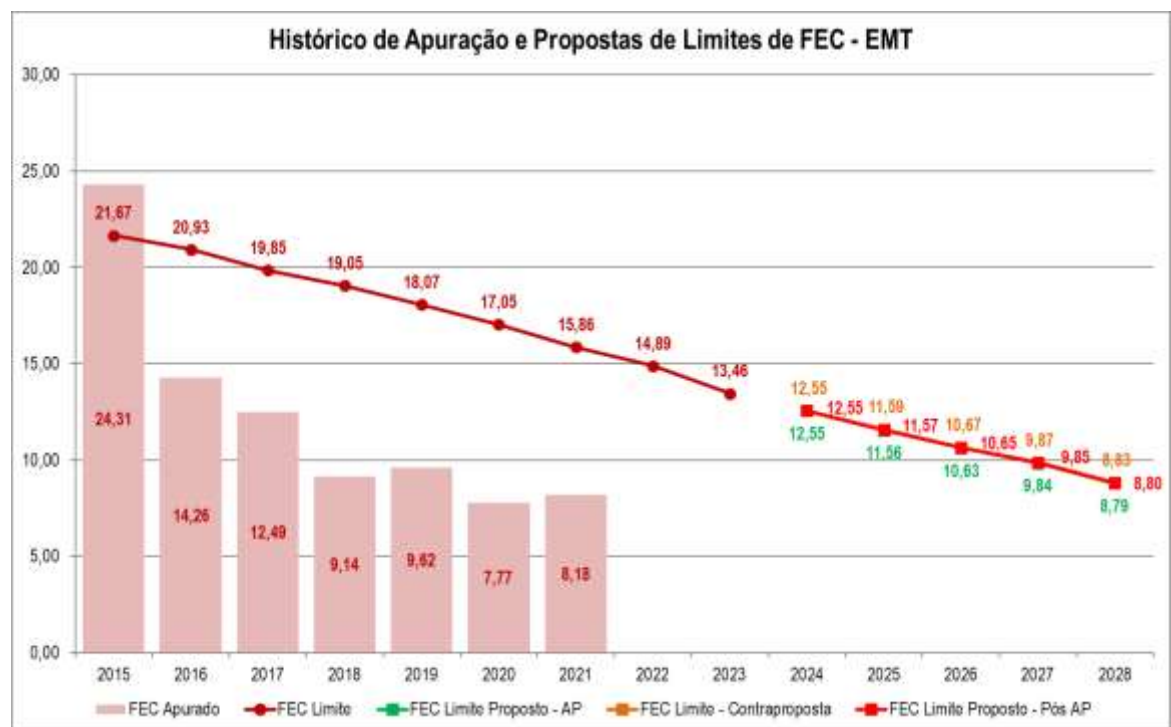


Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da EMT.

Fonte: Nota Técnica nº 030/2023-SRD/ANEEL.

74. Para avaliar a consistência dos limites globais da EMT, apresenta-se, nos Gráficos 9 e 10, uma comparação com os limites das distribuidoras de grande porte da região Centro-oeste. Observa-se que os **limites de DEC e FEC** da EMT estão aderentes à realidade da região.

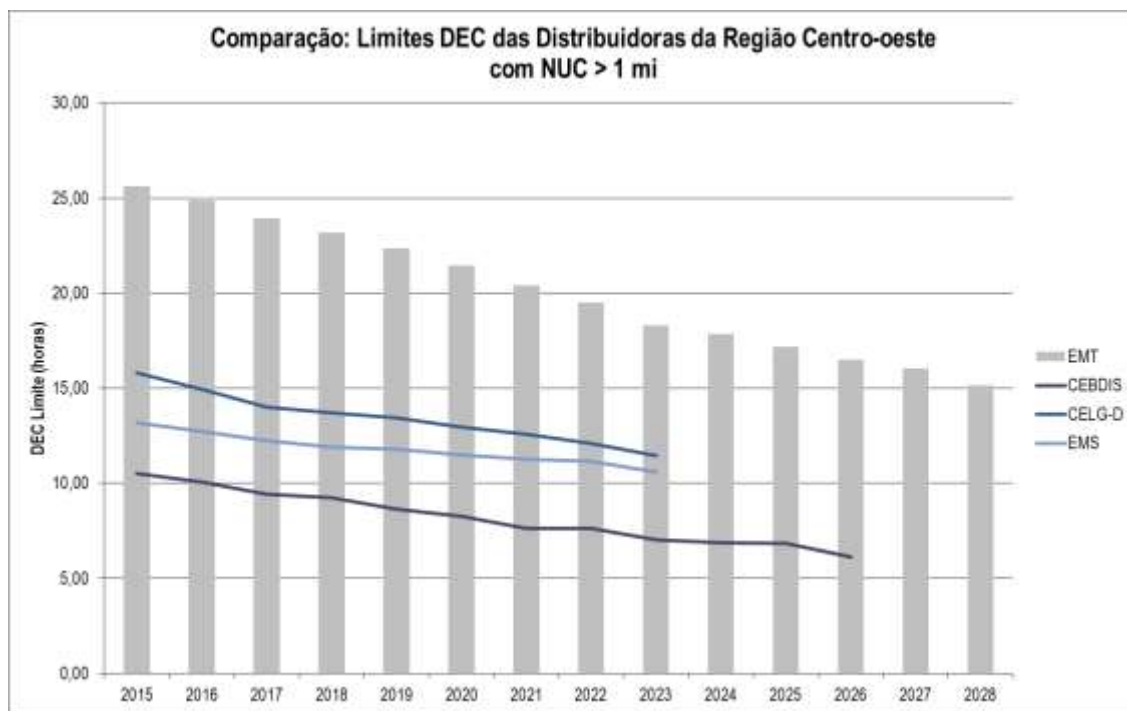


Gráfico 9. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Centro-Oeste.

Fonte: Nota Técnica nº 030/2023-SRD/ANEEL.

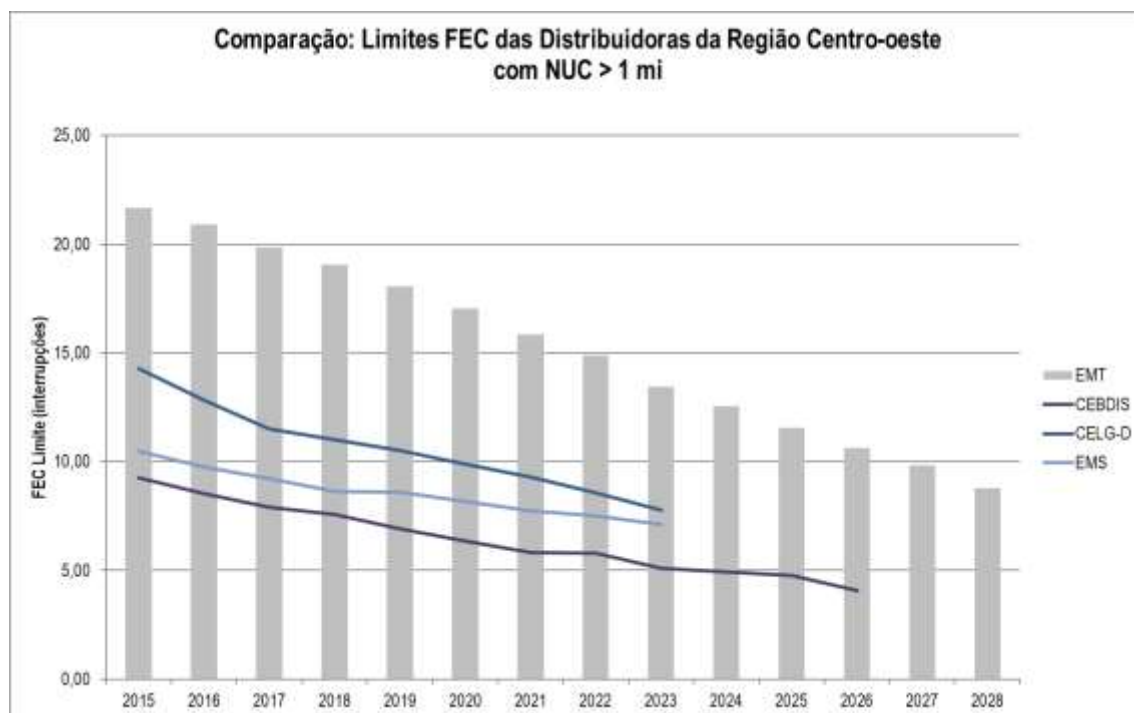


Gráfico 10. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Centro-Oeste.

Fonte: Nota Técnica nº 030/2023-SRD/ANEEL.

75. A violação aos limites dos indicadores individuais (**DIC, FIC, DMIC e DICRI**) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 5 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela EMT entre 2018 e 2021:

Tabela 5. Compensações efetuadas pela EMT

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2018	1.304.540	15.703.080,77
2019	2.149.220	33.429.500,51
2020	1.573.477	23.694.457,63
2021	1.964.690	42.003.725,66

Fonte: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.

III – DIREITO

76. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;
- Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;

- e) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;
- f) Módulos 7 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist; e
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 3/1997.

IV – DISPOSITIVO

77. Diante do exposto e do que consta nos processos nº 48500.006881/2022-21 e nº 48500.008250/2022-05, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. (EMT), na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da quinta revisão tarifária periódica da EMT, a vigorar a partir de 8 de abril de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **8,81%**, sendo de **7,29%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **9,45%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) **estabelecer** o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo;
- d) **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à EMT, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** os componentes T e Pd do Fator X em 1,762% e 0,904%, respectivamente;
- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028 a serem observados pela EMT; e
- h) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2024 a 2027, conforme tabela abaixo:

	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	8,6900%	8,6900%	8,6900%	8,6900%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	6,66%	6,44%	6,26	6,09%

Brasília, 4 de abril de 2023.

(assinado digitalmente)
RICARDO LAVORATO TILLI
Diretor