

VOTO

PROCESSOS: 48500.006880/2022-37 e 48500.007673/2022-08

INTERESSADO: Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A.

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 do Sul - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 8 de abril de 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, após conclusão da fase da Consulta Pública nº 61/2022.

I. RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição nº 1/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. - EMS, estabelece 8 de abril como a data da realização da Revisão Tarifária Periódica da Concessionária.
2. As metodologias aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão contidas nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que tratam do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.
3. Em 13 de dezembro de 2022, a Diretoria Colegiada decidiu instaurar a Consulta Pública - CP nº 061/2022 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária da EMS, no período de 14 de dezembro de 2022 a 17 de fevereiro de 2023, com realização de Audiência Pública em Campo Grande no dia 2 de fevereiro de 2023.
4. Mediante a Nota Técnica nº 15/2023¹, de 13 de março de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD informou à SGT a apuração das perdas na distribuição da EMS.
5. Já os valores para composição da Base de Remuneração foram informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF à SGT, por meio do Memorando nº 51², de 14 de março de 2023.

¹ SIC 48554.000679/2023-00.

² SIC 48536.000880/2023-00.

6. No dia 28 de março de 2023, foi realizada reunião virtual com representantes do Conselho de Consumidores da EMS, sendo apresentada na ocasião proposta de cálculo preliminar³.
7. Em 29 de março de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, por meio da Nota Técnica nº 29, apresentou o resultado das contribuições recebidas no âmbito da CP nº 61/2022 e apresentou proposta para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da EMS, para o período de 2024 a 2028.
8. A proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à EMS e ao seu conselho de consumidores⁴, em 31 de março de 2023.
9. O resultado da Revisão Tarifária Periódica proposta pela SGT está consolidada na Nota Técnica nº 52/2023⁵.
10. No mesmo dia, a SGT, em conjunto com a SFF e a SRD, emitiu a Nota Técnica nº 58/2023⁶ que apresenta o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 61/2022.
11. Em 3 de abril de 2023, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EMS encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais⁷, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
12. É o que se tem a relatar.

II. FUNDAMENTAÇÃO

II. 1 Resultado da Consulta Pública nº 61/2022

13. A CP nº 61/2022 teve quatro contribuições no âmbito do item de Revisão Tarifária, sendo elas: conselho de consumidores da Área de Concessão da Energisa MS – CONCEN/MS; Energisa MS; consumidor Carlinhos Santacasa e Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de consumidores Livre – ABRACE. Já quanto à estrutura tarifária foram recebidas contribuições do CONCEN/MS e da consumidora Silvana Locks Lima.
14. O detalhamento das contribuições e análise das áreas técnicas estão consolidadas na Nota Técnica nº 58/2023–SGT-SFF- SRD/ANEEL.
15. Entretanto, importa destacar a contribuição feita pela CONCEN/MS com relação a utilização de recursos destinada ao conselho de consumidores:

³ SIC 48581.000545/2023-00.

⁴ SIC 48581.000546/2023-00.

⁵ SIC 48581.000530/2023-00.

⁶ SIC 48581.000530/2023-00.

⁷ SIC 48581.000547/2023-00.

Contribuição do Conselho de Consumidores:

O conselho de consumidores tem utilizado os recursos disponíveis para suas ações, contudo durante a pandemia as atividades planejadas no PAM não foram executadas por questões sanitárias. Pesquisas foram postergadas. Esta contratação, em específico e outras que estão atrasadas em razão dos procedimentos internos morosos da distribuidora, que este conselho deve respeitar, porém prejudicam o andamento dos trabalhos. A pesquisa de satisfação planejada para ser executada e paga em 2022 foi transferida para 2023 exatamente pela morosidade do processo de contratação da EMS.

16. Em interação com as áreas técnicas, entendi pertinente o acatamento da contribuição, tendo em vista a situação excepcional advinda da pandemia de Covid-19, que prejudicou a atuação dos conselhos de consumidores, o que resulta na disponibilização ao conselho do excedente apurado no período no valor de R\$ 171.061,42 (Cento e setenta e um mil, sessenta e um reais e quarenta e dois centavos).

17. 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.

18. 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\$ 58,9 milhões.

19. 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.

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

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.

21. A contribuição foi parcialmente aceita. O percentual de perdas técnicas é a razão entre a perda técnica estimada por simulação e energia total injetada 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.

22. 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.

23. Esse trabalho de aperfeiçoamento dos dados, e, consequentemente, 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

24. A revisão das tarifas da EMS, segundo a proposta encaminhada pela SGT, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **9,28%**, sendo de **6,28%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **10,48%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

25. 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) | 6,28% |
| BT- Baixa Tensão (<2,3kV) | 10,48% |
| Efeito Médio AT+BT | 9,28% |

Fonte: Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL.

26. O efeito médio de 9,28% decorre: a) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 4,60%; b) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de 1,32%; e c) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, realizado em junho de 2022, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de 3,36%.

27. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve: à variação dos itens de custos, econômicos e financeiros, considerados em relação àqueles considerados no processo tarifário anterior; e às novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões tarifárias.

28. O Gráfico 1 apresenta os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

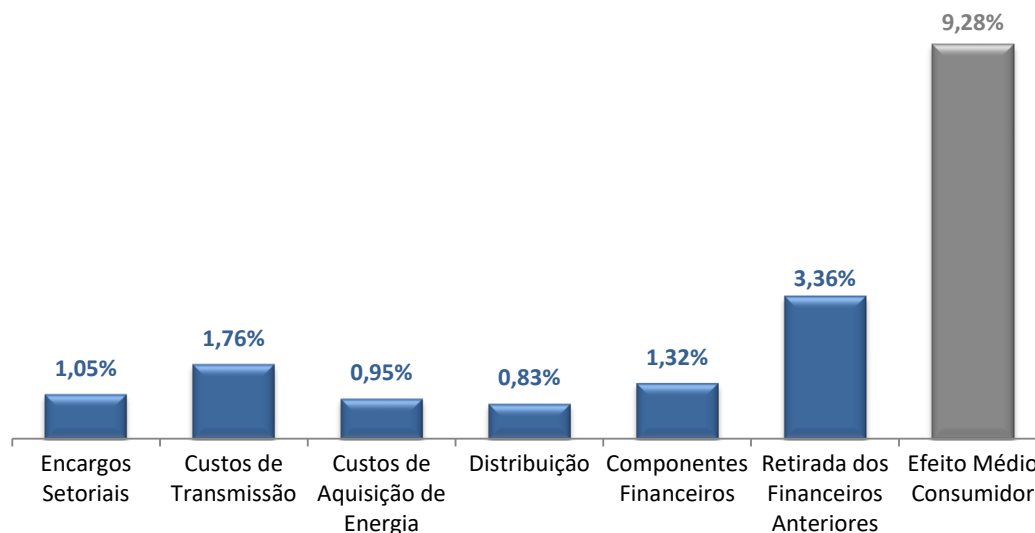


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL.

29. 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.

30. A Tabela 2 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da EMS

| Descrição | Receita Verificada (R\$) | Receita Requerida (R\$) | Variação | Participação na Revisão | Participação na Receita |
|--|--------------------------|-------------------------|--------------|-------------------------|-------------------------|
| PARCELA A | 2.163.170.243 | 2.301.274.292 | 6,4% | 3,77% | 60,0% |
| Encargos Setoriais | 681.751.771 | 720.354.147 | 5,7% | 1,05% | 18,8% |
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE | 7.055.005 | 7.086.331 | 0,4% | 0,00% | 0,2% |
| Conta de Desenv. Energético – CDE (USO) | 394.434.748 | 413.738.496 | 4,9% | 0,53% | 10,8% |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD) | 51.005.124 | 53.984.768 | 0,0% | 0,08% | 1,4% |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE) | 59.149.638 | 63.945.636 | 8,1% | 0,13% | 1,7% |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás | | (90.364.505) | 0,0% | -2,46% | -2,4% |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD) | | 11.261.115 | 0,0% | 0,31% | 0,3% |
| Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE) | | 67.848.559 | 0,0% | 1,85% | 1,8% |
| Conta de Desenv. Energético – CDE GD | | 25.285.043 | 0,0% | 0,69% | 0,7% |
| Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER | 67.143.456 | 70.240.850 | 4,6% | 0,08% | 1,8% |
| PROINFA | 72.802.867 | 64.812.679 | -11,0% | -0,22% | 1,7% |
| P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol. | 30.044.565 | 32.386.499 | 7,8% | 0,06% | 0,8% |
| ONS | 116.369 | 128.675 | 10,6% | 0,00% | 0,0% |
| Custos de Transmissão | 293.963.357 | 358.549.748 | 22,0% | 1,76% | 9,4% |
| Rede Básica | 145.840.963 | 188.998.082 | 29,6% | 1,18% | 4,9% |
| Rede Básica Fronteira | 47.421.721 | 54.820.121 | 15,6% | 0,20% | 1,4% |
| Rede Básica ONS (A2) | 1.945.642 | 1.207.797 | -37,9% | -0,02% | 0,0% |
| MUST Itaipu | 16.736.634 | 17.882.275 | 6,8% | 0,03% | 0,5% |
| Transporte de Itaipu | 21.507.041 | 25.812.206 | 20,0% | 0,12% | 0,7% |
| Conexão | 51.557.951 | 59.792.585 | 16,0% | 0,22% | 1,6% |
| Uso do sistema de distribuição | 8.953.404 | 10.036.682 | 12,1% | 0,03% | 0,3% |
| Custos de Aquisição de Energia | 1.187.455.115 | 1.222.370.397 | 2,9% | 0,95% | 31,9% |
| PARCELA B | 1.502.743.207 | 1.533.109.031 | 2,0% | 0,83% | 40,0% |
| Custos Operacionais | 786.167.284 | 767.133.269 | -2,4% | -0,52% | 20,0% |
| Anuidades | 105.819.593 | 96.862.843 | -8,5% | -0,24% | 2,5% |
| Remuneração | 415.457.464 | 412.901.304 | -0,6% | -0,07% | 10,8% |
| Depreciação | 192.495.510 | 207.632.666 | 7,9% | 0,41% | 5,4% |
| Receitas Irrecuperáveis | 22.479.284 | 24.898.957 | 10,8% | 0,07% | 0,6% |
| Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda | (19.675.927) | (35.266.630) | 79,2% | -0,43% | -0,9% |
| Ajuste de PB associado ao SCEE | - | 58.946.624 | 0,0% | 1,61% | 1,5% |
| Reposicionamento Tarifário | 3.665.913.449 | 3.834.383.324 | | 4,60% | 100,0% |
| Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual | | 48.274.690 | | 1,32% | |
| CVA em processamento - Energia | | (76.651.858) | | -2,09% | |
| CVA em processamento -Transporte | | 52.088.265 | | 1,42% | |
| CVA em processamento - Encargos Setoriais | | (57.291.703) | | -1,56% | |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes | | 32.146.629 | | 0,88% | |
| Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais | | 24.632.565 | | 0,67% | |
| Sobrecontratação/exposição de energia | | 177.567.786 | | 4,84% | |
| Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) | | 618.406 | | 0,02% | |
| Previsão de Risco Hidrológico | | 90.106.993 | | 2,46% | |
| Reversão do Risco Hidrológico | | (78.278.411) | | -2,14% | |
| Ajuste CUSD | | 853.508 | | 0,02% | |
| Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica | | 64.068.027 | | 1,75% | |
| Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 10.665/2021) | | 46.508.881 | | 1,27% | |
| Compensação pela prorrogação de tarifas 08/04/2022 - 16/04/2022 | | 14.608.205 | | 0,40% | |
| Modicidade Tarifária (RENS 414/2010 e 376/2009) | | (1.645.339) | | -0,04% | |
| Spread sobre a antecipação de créditos de UDER | | 3.630.503 | | 0,10% | |
| Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021 | | (6.428.466) | | -0,18% | |
| Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins | | (210.585.736) | | -5,7% | |
| Neutralidade do financeiro de créditos de Pis/Cofins | | (27.673.566) | | -0,8% | |
| Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior | | | | 3,36% | |
| Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores | | | | 9,28% | |

Fonte: Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL.

31. O reposicionamento econômico de 4,60% é derivado das variações de custos da Parcela A e da Parcela B.
32. A Parcela A compreende os custos não-gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. A Parcela A representa 60% dos custos da concessionária, cuja variação identificada foi de 6,4%, representando um impacto tarifário 3,77%.
33. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 1,05%. Destacam-se do aumento o início do recolhimento da CDE Conta Escassez Hídrica, com impacto de 2,16%, e início do recolhimento da CDE Geração Distribuída, destinada à custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE ingressantes após 6 de janeiro de 2023, com impacto de 0,69%. Por outro lado, o efeito associado à CDE Modicidade Eletrobrás amenizou o efeito da revisão em - 2,46%⁸.
34. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,76%. Destaca-se o reflexo das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e das novas Receitas Anuais Permitidas – RAP das transmissoras, estabelecidas respectivamente pelas REH 3.066/2022 e pela REH 3.067/2022.
35. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EMS levaram a uma variação no efeito médio de 0,95%. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF -, que impactaram a revisão em 1,64%. Por outro lado, amenizou o efeito médio a redução custo da energia proveniente de Itaipu, com impacto de - 2,01%, cuja tarifa, estabelecida por meio da REH 3.168/2022, USD 16,19/kW.mês, reduziu em relação àquela considerada no processo tarifário de 2022, estabelecida por meio da REH 3.007/2021, USD 24,73/kW.mês.
36. As **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de 9,9495% em relação à energia injetada.
37. Já para as **perdas não técnicas**, a 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 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.

⁸ É oportuno esclarecer que o impacto associado a esse item ficou mais negativo em relação àquele considerado em fase de consulta pública. Isso ocorreu em função da alteração de classificação do valor associado à cota de 2022, na fase de CP como componente financeiro, para componente econômico. A SGT optou por essa alteração com vistas a simplificar o cálculo do ajuste de mercado e de diferenças de repasses, a ser realizado em 2024, previsto no Proret 4.4.

38. A metodologia adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de energia em sua área de atuação.

39. No caso da EMS, está se propondo, como ponto de partida, 5,9481% sobre o mercado de baixa tensão faturado, ficando em 5,8070% nesta revisão, e de 5,4742% ao final do ciclo, em 2027.

40. 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 40% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de 2,0%, o que representa um impacto tarifário de 0,83%.

41. 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.

42. Os **custos operacionais** variaram em -2,4% contribuindo para uma redução tarifária de -0,52%, 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.

43. 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.

44. A **remuneração do capital** sofreu variação de -0,6% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de -0,07%. A variação negativa deve-se à redução da taxa de remuneração regulatória (WACC) em relação àquela considerada no último processo de revisão tarifária. Por outro lado, o aumento da Base de Remuneração Líquida atenuou o efeito de redução do WACC. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

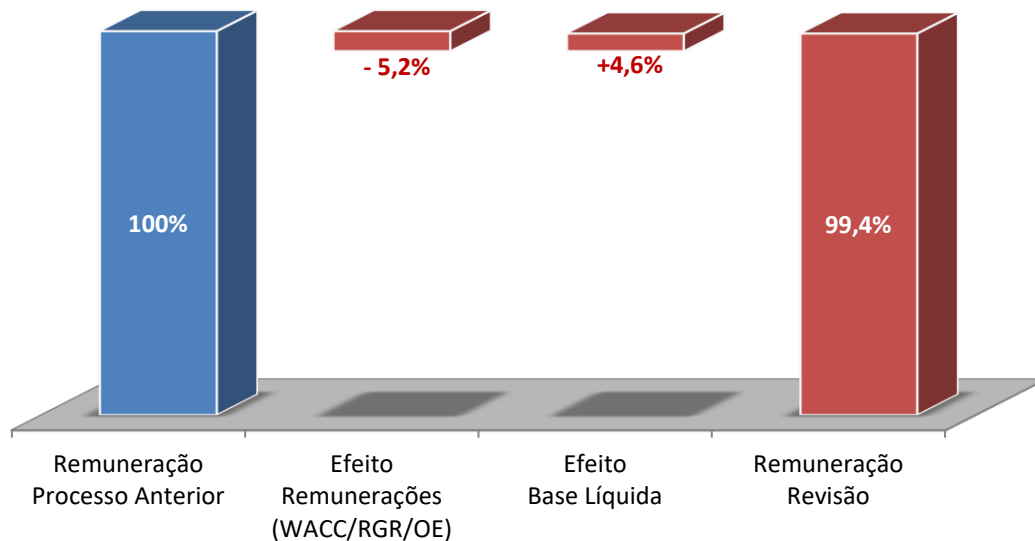


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 53/2023-SGT/ANEEL.

45. A **quota de reintegração regulatória** variou 7,9% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 0,41%. No caso específico da EMS, esse aumento decorre da nova taxa de depreciação dos ativos da base, 4,26%, maior que a considerada no ciclo anterior, de 3,78%. Em contrapartida, o efeito associado ao valor da nova Base de Remuneração Bruta atenuou o aumento da QRR. Apesar dos investimentos incrementais realizados pela empresa ao longo do ciclo, a redução da receita associada à depreciação, ou o que chamamos efeito base bruta, deve-se à diferença entre o índice utilizado na correção da Parcela B desde a última revisão, IGP-M, que sofreu forte variação nos últimos anos, e a correção de ativos da base de remuneração, feita pelo IPCA. O gráfico abaixo demonstra esse efeito.

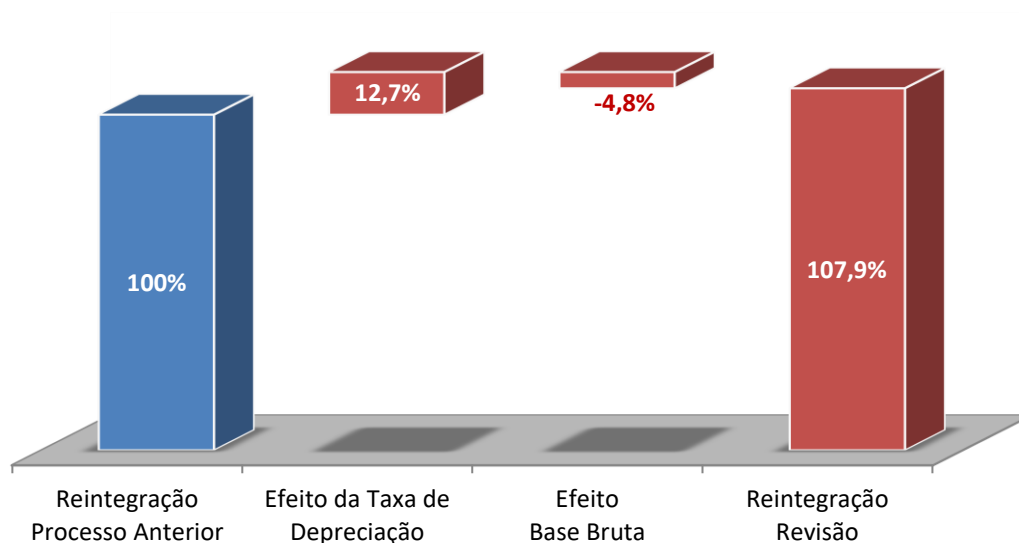


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 53/2023-SGT/ANEEL.

46. A cobertura para **anuidades** variou -8,5% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de -0,24% nas tarifas. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

47. As **Receitas Irrecuperáveis** variaram 10,8% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de 0,07% nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a EMS e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.

48. Os valores arrecadados de **Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER)**, passam a ser subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com **Outras Receitas (OR)**, o que justifica o impacto nas tarifas de -0,43%.

49. Importa ressaltar, que dos valores aqui considerados foram subtraídos os valores de UDER antecipados no processo de reajuste tarifário no ano de 2021, como item de modicidade tarifária, diante dos impactos da pandemia de COVID 19. De acordo com a Nota Técnica do processo citado, foi assegurado a EMS a dedução dos valores considerados, após fiscalização da SFF, bem como o *spread* de 2,8% sobre os valores, que neste processo constam como item financeiro.

50. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos na revisão tarifária da EMS:

Tabela 3. Componentes Financeiros

| Componentes Financeiros | Valor (R\$) | Participação |
|---|--------------------|---------------------|
| CVA em processamento - Energia | (76.651.858) | -2,09% |
| CVA em processamento -Transporte | 52.088.265 | 1,42% |
| CVA em processamento - Encargos Setoriais | (57.291.703) | -1,56% |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes | 32.146.629 | 0,88% |
| Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais | 24.632.565 | 0,67% |
| Sobrecontratação/exposição de energia | 177.567.786 | 4,84% |
| Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) | 618.406 | 0,02% |
| Previsão de Risco Hidrológico | 90.106.993 | 2,46% |
| Reversão do Risco Hidrológico | (78.278.411) | -2,14% |
| Ajuste CUSD | 853.508 | 0,02% |
| Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica | 64.068.027 | 1,75% |
| Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 10.665/2021) | 46.508.881 | 1,27% |
| Compensação pela prorrogação de tarifas 08/04/2022 - 16/04/2022 | 14.608.205 | 0,40% |
| Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009) | (1.645.339) | -0,04% |
| Spread sobre a antecipação de créditos de UDER | 3.630.503 | 0,10% |
| Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021 | (6.428.466) | -0,18% |
| Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins | (210.585.736) | -5,74% |
| Neutralidade do financeiro de créditos de Pis/Cofins | (27.673.566) | -0,75% |
| Total | 48.274.690 | 1,32% |

Fonte: Nota Técnica nº 53/2023-SGT/ANEEL.

51. Os componentes financeiros relacionados foram estimados pela própria concessionária. Dessa maneira, os componentes financeiros serão atualizados e validados, conforme metodologia da ANEEL, após a incorporação e atualização do mercado faturado dos próximos meses.

52. cabe destacar os impactos positivos dos itens associados ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo, no valor de aproximadamente R\$ 177,6 milhões, e impacto de 4,84%, bem como os impactos positivos de itens associados a variação de mercado, tais como a CVA Saldo a Compensar e Neutralidade de encargos, 0,88% e 0,67%, respectivamente. Os efeitos em tela decorrem, em grande medida, da variação negativa do mercado da distribuidora⁹ associada ao rápido aumento da Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD).

53. Ainda com valores positivos, destacam-se itens associados a modicidade de processos tarifários anteriores:

- (i) a **Reversão do Financeiro Bandeira Escassez Hídrica** que se refere a reversão do financeiro negativo, considerando no processo tarifário de 2022, associado à arrecadação do acionamento da Bandeira Escassez Hídrica, cujo montante atualizado resulta no financeiro positivo de **R\$ 64 milhões**¹⁰;
- (ii) o **Financeiro de Recomposição à conta de comercialização de Itaipu**, refere - se a reversão do diferimento negativo, considerado no processo tarifário de 2021, associado ao repasse realizado pela conta de comercialização de Itaipu¹¹ conforme Decretos 10.665/2021. O cálculo do financeiro em tela, estimado em aproximadamente, **46,5 milhões**, foi realizado conforme previsto na NT 247/2021¹²;
- (iii) o **Financeiro de compensação pela prorrogação das tarifas**, decorrente da perda de receita associada a prorrogação das tarifas, homologadas em 2021, no período entre 08/04/2022 e 16/04/2022, estimada em aproximadamente **R\$ 14,6 milhões**;

54. É oportuno esclarecer que, em função do necessário ajuste financeiro a ser calculado em 2024 associado à CDE Modicidade Eletrobrás, conforme previsto no Proret 4.4, o valor do componente financeiro negativo CDE modicidade Eletrobrás, considerado na fase de consulta pública, passou a ser classificado como item econômico.

⁹ Da comparação entre os mercados considerados nos processos tarifários de 2022 e 2023, observou-se variação de -3,76% no Mercado TUSD MWh e -7,33% no Mercado TE. Por sua vez, o Mercado TUSD MW aumentou 1,01%.

¹⁰ No processo tarifário de 2021, foi considerado o financeiro negativo denominado “Bandeira Escassez Hídrica”, no valor de 259,7 milhões, cujo propósito era o de não repassar, às tarifas definidas naquele processo, o déficit até então acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras. No presente processo, o financeiro em questão deve ser revertido, visto que, na apuração da CVA, está sendo realizado o encontro de contas entre: 1) o total de arrecadação associada à Bandeira Escassez Hídrica e; 2) os déficits acumulados até o processo tarifário de 2021 somados aos custos incorridos pela distribuidora posteriormente ao processo tarifário de 2021.

¹¹ No processo tarifário de 2021, foi considerado o financeiro negativo denominado “Bandeira Escassez Hídrica”, no valor de 259,7 milhões, cujo propósito era o de não repassar, às tarifas definidas naquele processo, o déficit até então acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras. No presente processo, o financeiro em questão deve ser revertido, visto que, na apuração da CVA, está sendo realizado o encontro de contas entre: 1) o total de arrecadação associada à Bandeira Escassez Hídrica e; 2) os déficits acumulados até o processo tarifário de 2021 somados aos custos incorridos pela distribuidora posteriormente ao processo tarifário de 2021.

¹² Documento SIC nº 48581.001708/2021-00

55. Quanto os financeiros negativos, destacam-se: (i) o **Ressarcimento dos créditos de PIS/Cofins**, correspondente ao saldo estimado de créditos de PIS/Cofins, de aproximadamente **R\$ -210,5 milhões**, compensados pela empresa distribuidora até a data da revisão em processamento, os quais devem ser revertidos aos consumidores, conforme Lei 14.385/2022; e (ii) Financeiro de **neutralidade dos créditos de PIS/Cofins**, no valor de aproximadamente **R\$ -27,6 milhões** que abarca a devida compensação pelo fato de que os créditos de PIS/Cofins, incluídos nas tarifas dos consumidores na Revisão Tarifária Extraordinária ocorrida em meados de julho de 2022, não terem permanecido nas tarifas por 12 meses.

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

56. 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.

57. Esse índice é constituído de 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.

58. 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 0,425%.

59. O Componente T tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios, quando a análise de custos operacionais eficientes indica a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da EMS é de 1,389%.

60. 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 -0,353%. 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.

61. Assim, o valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes da EMS, até a próxima revisão tarifária, sendo que o componente Q deve ser calculado em cada processo de reajuste.

62. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 5 e 6¹³.

¹³ No Gráfico 5, destaca-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários. Na construção do Gráfico 6, foram considerados apenas os tributos

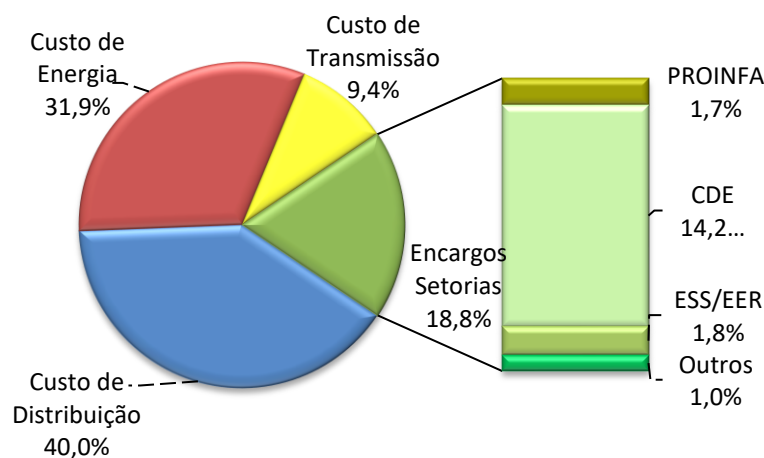


Gráfico 5. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 53/2023-SGT/ANEEL.

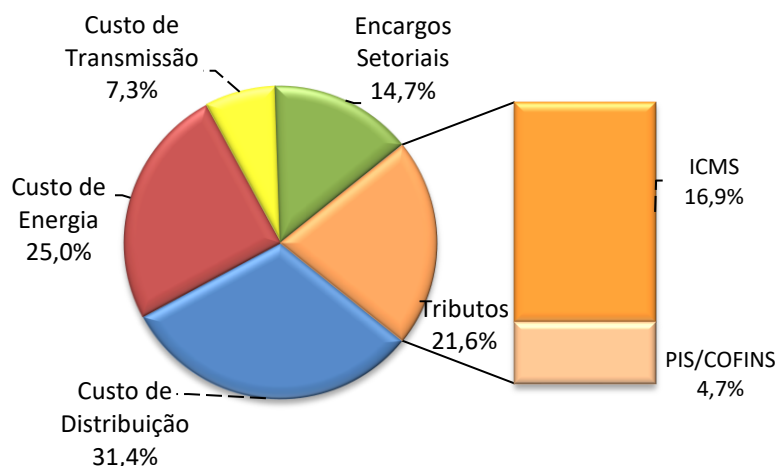


Gráfico 6. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 53/2023-SGT/ANEEL.

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

63. 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 PRODIST¹⁴.

incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias do ICMS, do PIS e da COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.

¹⁴ "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:

- seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea "a";

64. 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 2024 a 2028, a redução média anual é 3,86% no DEC e de 4,93% no FEC.

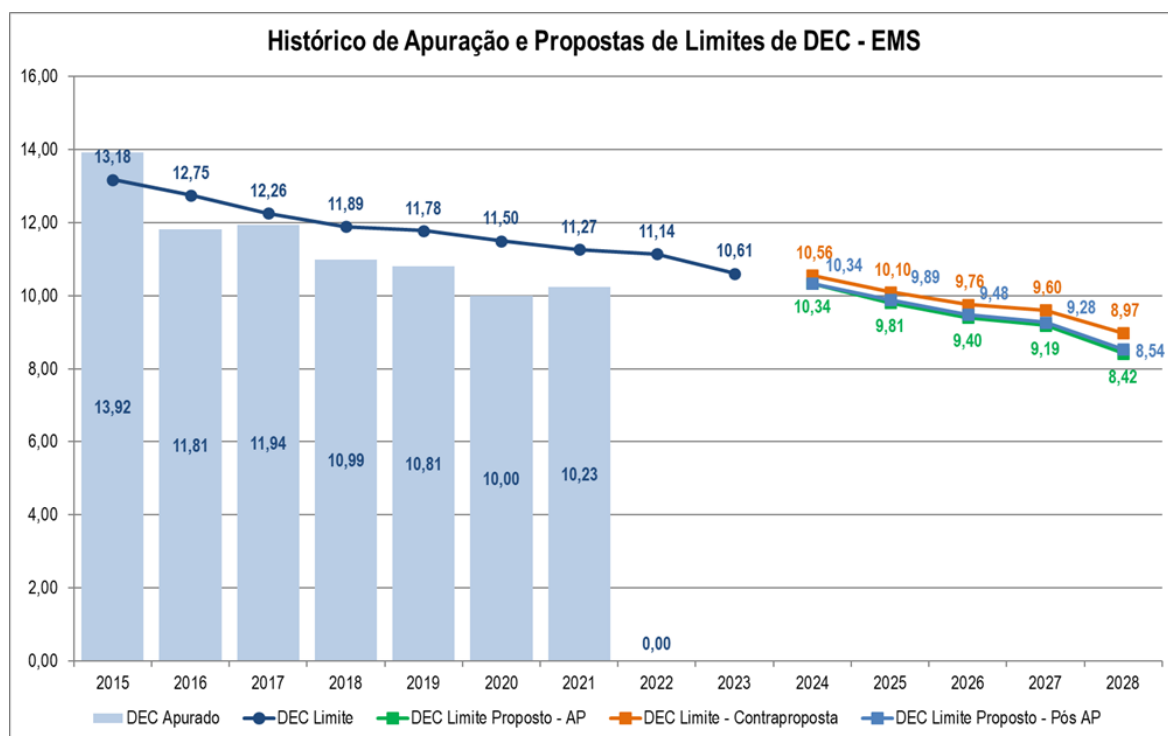


Gráfico 7. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da EMS.

Fonte: Nota Técnica nº 029/2023-SRD/ANEEL.

- 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.”

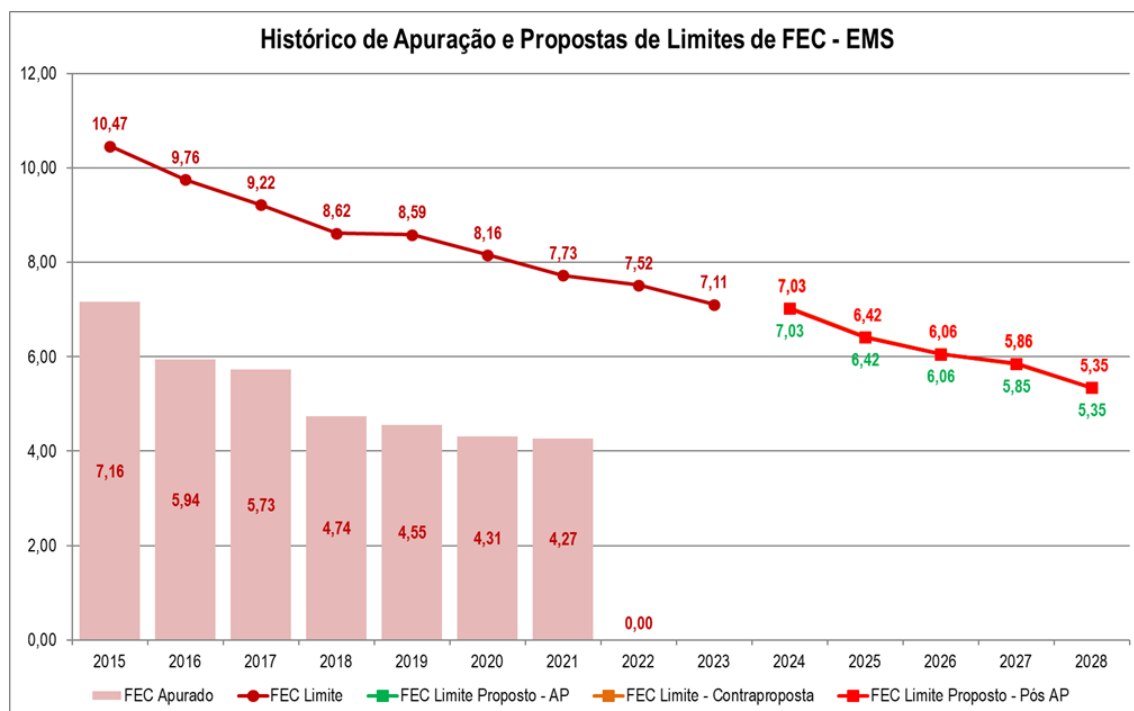


Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da EMS.

Fonte: Nota Técnica nº 029/2023-SRD/ANEEL.

65. Para avaliar a consistência dos limites globais da EMS, 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 EMS estão aderentes à realidade da região.

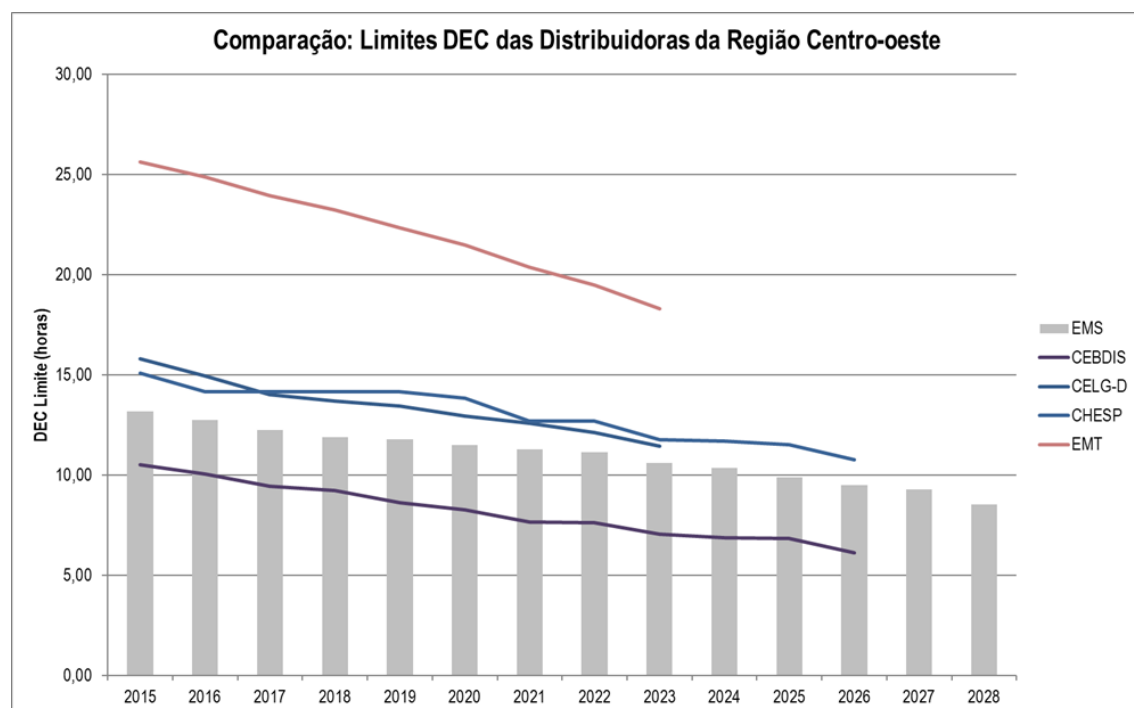


Gráfico 11. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Centro-oeste.

Fonte: Nota Técnica nº 029/2023-SRD/ANEEL.

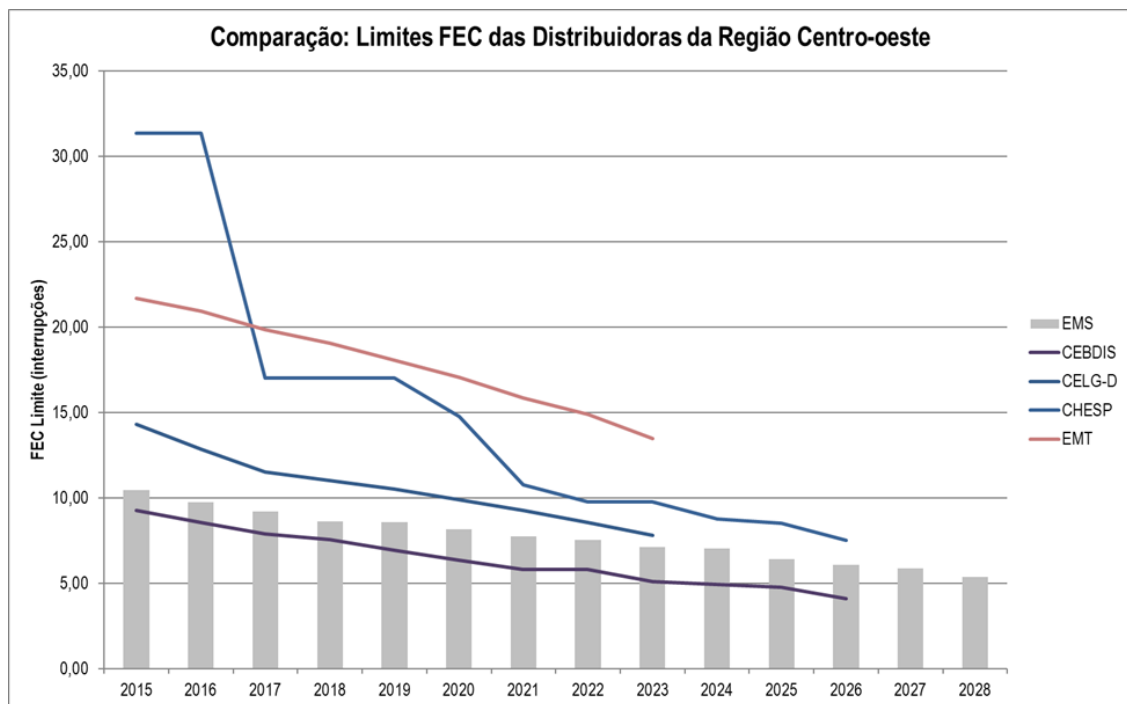


Gráfico 12. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Centro-oeste.

Fonte: Nota Técnica nº 029/2023-SRD/ANEEL.

66. A violação aos limites dos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 4 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela EMS entre 2016 e 2021:

Tabela 4. Compensações efetuadas pela EMS

| Ano | Nº de Compensações | Compensação (R\$) |
|------|--------------------|-------------------|
| 2016 | 868.708 | 7.980.447,16 |
| 2017 | 957.057 | 8.491.739,70 |
| 2018 | 933.447 | 9.374.277,07 |
| 2019 | 931.975 | 11.433.143,00 |
| 2020 | 880.501 | 11.120.026,84 |
| 2021 | 891.500 | 13.334.652,60 |

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

III. DIREITO

67. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.;

- c) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;
- d) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- e) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;
- f) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist;
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 1/1997.

IV. DISPOSITIVO

68. Diante do exposto e do que consta nos processos nº 48500.006880/2022-37 e 48500.007673/2022-08, **voto por** aprovar o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. (EMS), na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- i. **aprovar** o resultado da quinta revisão tarifária periódica da EMS, a vigorar a partir de 8 de abril de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **9,28%**, sendo de **6,28%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **10,48%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- ii. **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- iii. **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à EMS, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- iv. **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- v. **fixar** o componente T e do componente Pd do Fator X em 1,389% e 0,425%, respectivamente;
- vi. **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028 a serem observados pela EMS; e
- vii. **fixar** os percentuais regulatórios perdas de energia para os reajustes de 2024 a 2027, conforme tabela abaixo:

| | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|
| Perdas Técnicas sobre Energia Injetada | 9,9495% | 9,9495% | 9,9495% | 9,9495% | 9,9495% |
| Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT | 5,8070% | 5,6822% | 5,5718% | 5,4742% | 5,3878% |

Brasília, 4 de abril de 2023.

(Assinado digitalmente)

Ricardo Lavorato Tili

Diretor