

VOTO

PROCESSOS: 48500.006885/2022-60; 48500.000775/2023-75

INTERESSADO: Enel Distribuição São Paulo S. A.

RELATOR: Diretor Ricardo Lavorato Tili

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR; Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição – STD.

ASSUNTO: Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição São Paulo S.A., a vigorar a partir de 4 de julho 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 os anos de 2024 a 2027.

I. RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição nº 162/1998, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Enel Distribuição São Paulo S. A., estabelece 4 de julho de 2023 como 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 5 de dezembro de 2022, na Sessão de Sorteio Público Ordinária nº 48/2022, o presente processo foi distribuído para minha relatoria.
4. Em 28 de março de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 11/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária, com período de contribuições de 30 de março de 2023 a 15 de maio de 2023 e realização de Audiência Pública em 4 de maio de 2023 na cidade de São Paulo.
5. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram encaminhados pela Concessionária por meio de contribuição na Consulta Pública nº 11/2023.
6. Por meio do Memorando nº 16/2023-SRM/ANEEL¹, de 17 de fevereiro de 2023, a antiga Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM) informou não haver contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica celebrados pela Enel SP.

¹ Documento nº 48580.000294/2023-00.

7. Em 2 de junho de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição (STD) apurou as perdas na distribuição da Enel SP, informação consolidada na Nota Técnica nº 13/2023-STD/ANEEL².
8. A STD, por meio da Nota Técnica nº 26/2023-STD/ANEEL³, 19 de junho de 2023, apresentou proposta final para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da Enel SP para o período de 2024 a 2027.
9. Minha Assessoria recebeu os representantes da Concessionária em reuniões virtuais, via *Teams*, nos dias 19 e 21 de junho de 2023⁴.
10. Em 21 de junho de 2023, a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) emitiu a Nota Técnica nº 32/2023-STR/ANEEL⁵, por meio da qual apresenta o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 011/2023, referente à revisão tarifária periódica da Concessionária.
11. Na mesma data, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações (SGA), foi verificado que a Enel SP se encontra inadimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas⁶.
12. Em 22 de junho de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF) enviou, por meio do Memorando nº 133/2023-SFF/ANEEL⁷, os valores solicitados para a composição da Base de Remuneração.
13. Em 23 de junho de 2023, a Distribuidora apresentou⁸ o cálculo do componente de parcela B, pela perda, por ela estimada da redução deste componente, em virtude do aumento de MMGD, em reposta ao Ofício Circular nº 06/2023-STR/ANEEL.
14. Também em 23 de junho de 2023, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à Enel SP e ao seu conselho de consumidores e no mesmo dia foi realizada reunião virtual com representantes do Conselho de Consumidores, STR e minha Assessoria.
15. A STR, por intermédio da Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL⁹, de 23 de junho de 2023, apresentou a proposta final da revisão tarifária da Enel SP.

² Documento nº 48552.000791/2023-00.

³ Documento nº 48552.001011/2023-00.

⁴ Conforme memórias de reunião nº 48575.004546/2023-00 e nº 48575.004547/2032-00.

⁵ Documento nº 48580.001267/2023-00.

⁶ Nos termos do disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

⁷ Documento nº 48536.002880/2023-00.

⁸ Por meio da Carta Enel SP 189-2023-RB, documento nº 48513.014776/2023-00.

⁹ Documento nº 48580.001282/2023-00.

16. Na mesma data, a Enel SP apresentou pleito específico¹⁰ para que não seja projetada compensação de Pis/Cofins a partir do mês de janeiro de 2024.

17. Em 26 de junho de 2023, recebi¹¹ representantes da Concessionária em reunião híbrida, com o apoio da ferramenta *Teams*.

II. FUNDAMENTAÇÃO

18. Trata-se da revisão das tarifas da Enel SP que, segundo a proposta encaminhada pela STR, a qual acompanho, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **-2,24%**, sendo de **-6,10%** em média, para os consumidores conectados na alta tensão, e de **-0,97%** em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

19. Além disso, o presente processo pretende fixar os limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da Enel SP, para o período de 2024 a 2027.

II.1 Resultado da Consulta Pública nº 11/2023 e da Audiência Pública nº 7/2023

20. Foram recebidas contribuições para a Consulta Pública nº 11/2023 no período entre 30 de março de 2023 a 15 de maio de 2023, tendo sido realizada, em 4 de maio de 2023, na cidade de São Paulo, estado de São Paulo, a Audiência Pública nº 7/2023.

21. Destaco que as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 11/2023, no que tange à RTP da Enel SP, foram analisadas pela STR por meio da Nota Técnica nº 32/2023–STR/ANEEL.

22. Já aquelas referentes ao estabelecimento dos limites de DEC e FEC dos conjuntos das unidades consumidoras da Enel SP foram analisadas pela STD por meio da Nota Técnica nº 26/2023–STD/ANEEL.

23. As Tabelas 1 e 2 apresentam um resumo dessas contribuições.

Tabela 1. Participantes da CP nº 11/2023 e na AP nº 7/2023

Número	Contribuintes
#1	Enel SP
#2	Conselpa – Conselho de Consumidores da Eletropaulo

Tabela 2. Resumo das Contribuições da CP nº 11/2023 e na AP nº 7/2023 – RTP Enel SP

Temas	Nº de contribuições
Parcela A – Encargos Setoriais	1
Parcela A – Perdas Técnicas e Não Técnicas	2
Parcela A – Perdas na Rede Básica	2
Parcela B – Base de Remuneração Regulatória	1

¹⁰ Carta Enel SP 192-2023-RB, de 23 de junho de 2023, documento nº 48513.014875/2023-00.

¹¹ Memória de reunião nº 48575.004641/2023-00.

Temas	Nº de contribuições
Parcela B – Custos Operacionais	2
Parcela B – Remuneração do Capital Investido	1
Parcela B – UDER	1
Parcela B – Receitas Irrecuperáveis	2
Parcela B – Outras	1
Componentes Financeiros	2
Reposicionamento Tarifário – Outros	9
Limites DEC e FEC	5
Total	29

24. Em linhas gerais, manifesto concordância com a análise e as conclusões das áreas técnicas em relação a cada uma das contribuições apresentadas no âmbito da CP nº 11/2023.

25. Entretanto, importa destacar algumas para as quais tecerei comentários específicos.

26. A Enel SP solicita que sejam reconhecidos na presente Revisão Tarifária os custos referentes a encargos de conexão para uma série de equipamentos e obras, realizadas entre 2007 e 2014, os quais não tiveram estabelecimento de Receita Anual Permitida (RAP) pela ANEEL e que, portanto, não tiveram seus custos repassados às tarifas da Concessionária.

27. O pleito, protocolado em 2019, culminou na emissão do Despacho nº 3.777, de 7 de dezembro de 2021, por meio do qual a Diretoria da ANEEL determinou que fosse estabelecida parcela de RAP para as obras indicadas, observando as premissas estabelecidas no voto condutor da decisão, e que fosse calculado o valor devido à título de ressarcimento à Enel SP, na forma a ser indicada pela área técnica, com base no período e nas premissas trazidas no voto condutor e que esse valor fosse incluído no processo tarifário da Distribuidora, conforme previsto na regulamentação setorial.

28. Diante da previsão de reconhecimento tarifário, nos termos do Despacho nº 3.777/2021, a Enel SP, em 2022, solicitou que tais valores fossem reconhecidos no reajuste tarifário anual de 2022 e diante do não reconhecimento àquele momento, interpôs pedido de reconsideração face ao RTA 2022.

29. Novamente, nas contribuições da CP nº 11/2023, a Enel SP retomou o tema e solicitou que a ANEEL:

[...]

(i) estabeleça a RAP devida dos equipamentos ora mencionados, em observância à determinação do Despacho nº 3.777/21;

(ii) contemple nesta Revisão Tarifária nos custos de conexão da Enel SP os valores referentes a tais equipamentos;

(iii) calcule o valor retroativo referente aos encargos já pagos, observando o prazo prescricional de 3 anos, e considere no processo de Revisão Tarifária da Enel SP; e

(iv) estabeleça como devem ser reconhecidos os custos relativos ao item 3, os quais, conforme entendimento da SRT, devem ser reconhecidos na Revisão Tarifária.

[...]

30. A STR, ao analisar o pleito, concluiu que o cumprimento das determinações constantes no Despacho nº 3.777/2021 possui uma sequência para sua consecução e que o item pleiteado pela Concessionária é o último deles.

31. Concorde com a conclusão da área técnica. Inclusive, foi à mesma conclusão que cheguei quando tive a oportunidade de analisar o pedido de reconsideração da Concessionária face a RTA 2022.

32. Na ocasião também concordei com a conclusão da área técnica, de que o pleito não pode ainda ser atendido, porém, cumpridos todos os requisitos antecedentes já definidos pela Diretoria Colegiada no Despacho nº 3.777/2021, os valores deverão ser calculados e incluídos pela STR no oportuno processo tarifário da Enel SP. Essa conclusão baseou, inclusive, a edição do Despacho nº 1.394/2023.

33. Adiante, em suas contribuições, a Concessionária apresentou pleito para que a ANEEL desconsiderasse o componente financeiro negativo referente aos custos com conselho dos consumidores na RTP 2023.

34. A contribuição não foi acatada pela STR, com o que concordo, porém a área técnica informou estar investigando uma possível incompatibilidade entre a cobertura concedida a partir do processo tarifário de 2019, a qual foi calculada a partir do modelo de benchmark pela média dos custos incorridos com o conselho de consumidores nos anos de 2014 e 2015 e o art. 38 da Resolução Normativa nº 963, de 14 de dezembro de 2021, que determina a reversão com base no teto de gastos anual previsto para o conselho de consumidores.

35. Nesse sentido, corroboro a necessidade apontada pela área técnica de que sejam promovidas as eventuais adequações pertinentes no âmbito dos estudos que estão sendo realizados pela STR para o aprimoramento da metodologia de definição dos custos operacionais.

36. A Enel SP solicitou ainda que a reversão do valor da antecipação de Ultrapassagem de Demanda e Excedentes de Reativos (UDER) de 2021 usado como medida de mitigação de efeito tarifária no RTA de 2021, fosse revertido em um só ano como componente financeiro, e não dividido nos 4 anos do ciclo tarifário, como ajuste de Parcela B, conforme previsto em fase de consulta pública¹².

37. A meu pedido, o pleito em questão foi acolhido no presente processo tarifário e está sendo considerada excepcionalmente a reversão da antecipação da UDER de 2021 em uma única parcela de R\$ 195,35 milhões, como componente financeira.

38. Em que pese o entendimento da área técnica já adotado em outros processos tarifários, na minha visão, esse procedimento reduzirá, no caso específico da Enel SP, o efeito da retirada dos componentes financeiros em 2024 e reduzirá a exposição dos consumidores à variação de mercado e atualizações monetárias futuras. O efeito calculado pela STR é de 0,91%.

II.2 Reposicionamento Tarifário

39. O detalhamento do efeito médio por nível de tensão é apresentado na Tabela 3:

¹² A reversão ao longo do ciclo tarifário, mediante incremento da Parcela B, foi considerada pela STR na fase consulta pública tendo como base o previsto na Nota Técnica nº 71/2021-SGT/ANEEL, de 20/04/2021.

Tabela 3. Efeito médio para consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-6,10%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	-0,97%
Efeito Médio AT+BT	-2,24%

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

40. O efeito médio de **-2,24%** decorre: a) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de **1,90%**; b) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de **-6,87%**; 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 **2,73%**.

41. 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 (TR) calculadas nas revisões tarifárias.

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

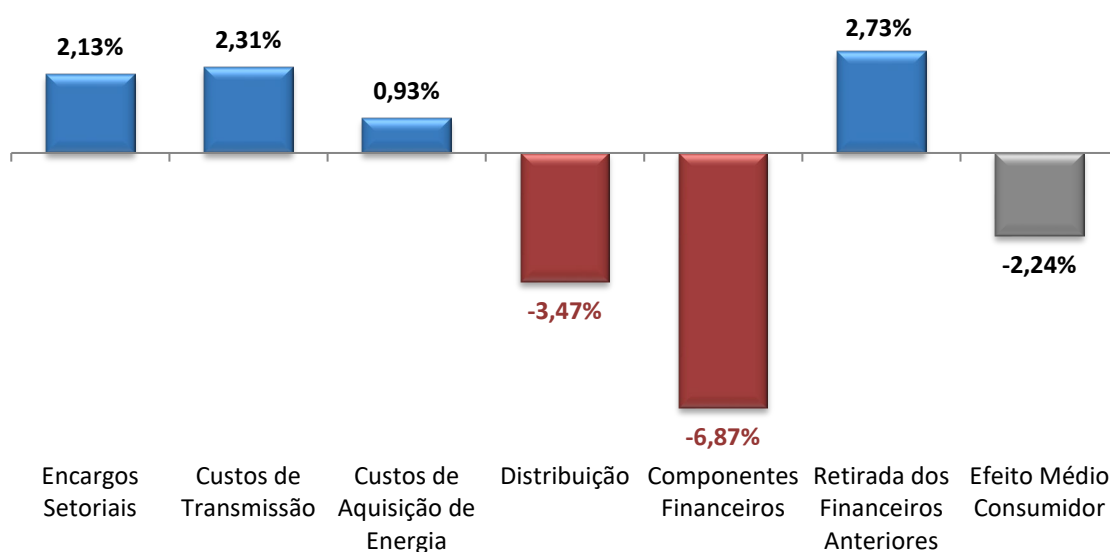


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

43. Conforme explanado pela STR, 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.

44. A Tabela 4 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 4. Itens de custo da revisão tarifária da Enel SP

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	14.781.013.476	15.922.606.291	7,7%	5,37%	73,5%
Encargos Setoriais	4.721.320.091	5.173.409.742	9,6%	2,13%	23,9%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	32.144.167	25.020.668	-22,2%	-0,03%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	3.204.533.214	2.972.318.500	-7,2%	-1,09%	13,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	190.739.782	188.205.128	0,0%	-0,01%	0,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	369.464.692	368.415.441	-0,3%	0,00%	1,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(526.665.690)	(64.472.986)	-87,8%	2,17%	-0,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	23.032.052	-	0,11%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	224.671.869	-	1,06%	1,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	171.070.306	-	0,80%	0,8%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	713.099.931	629.998.760	-11,7%	-0,39%	2,9%
PROINFA	568.272.233	471.759.652	-17,0%	-0,45%	2,2%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	169.011.378	162.612.894	-3,8%	-0,03%	0,8%
ONS	720.385	777.459	7,9%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	2.171.494.703	2.662.658.320	22,6%	2,31%	12,3%
Rede Básica	1.487.898.571	1.914.716.436	28,7%	2,01%	8,8%
Rede Básica Fronteira	223.717.319	291.200.366	30,2%	0,32%	1,3%
Rede Básica ONS (A2)	878.405	872.362	-0,7%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	144.710.383	147.097.175	1,6%	0,01%	0,7%
Transporte de Itaipu	201.075.653	204.277.956	1,6%	0,02%	0,9%
Conexão	101.243.063	90.407.618	-10,7%	-0,05%	0,4%
Uso do sistema de distribuição	11.971.309	14.086.407	17,7%	0,01%	0,1%
Custos de Aquisição de Energia	7.888.198.682	8.086.538.229	2,5%	0,93%	37,3%
PARCELA B	6.470.027.780	5.732.679.279	-11,4%	-3,47%	26,5%
Custos Operacionais	3.224.303.464	3.106.772.472	-3,6%	-0,55%	14,3%
Anuidades	390.445.677	315.986.710	-19,1%	-0,35%	1,5%
Remuneração	1.731.726.780	1.364.091.735	-21,2%	-1,73%	6,3%
Depreciação	962.467.072	792.798.283	-17,6%	-0,80%	3,7%
Receitas Irrecuperáveis	339.815.396	365.554.136	7,6%	0,12%	1,7%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(178.730.609)	(224.242.444)	25,5%	-0,21%	-1,0%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	11.718.386	-	0,06%	0,1%
Reposicionamento Tarifário	21.251.041.256	21.655.285.570		1,90%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	(1.481.772.815)			-6,87%	
CVA em processamento - Energia	(533.102.596)			-2,47%	
CVA em processamento -Transporte	233.441.444			1,08%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(285.201.005)			-1,32%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	8.627.621			0,04%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(62.255.973)			-0,29%	
Sobrecontratação/exposição de energia	167.326.978			0,78%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.558.909			0,01%	
Previsão de Risco Hidrológico	781.639.206			3,63%	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	117.811			0,00%	
Ajuste CUSD	1.518.982			0,01%	
Conselho de Consumidores	(1.369.940)			-0,01%	
Reversão do Risco Hidrológico	(691.840.100)			-3,21%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(1.763.408.913)			-8,18%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	6.277.558			0,03%	
Custo Distribuidora - Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(8.167.998)			-0,04%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 20/2021)	(17.663.628)			-0,08%	
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (REN 376 e 414)	(6.313.003)			-0,03%	
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER	8.528.889			0,04%	
Financeiro CDE Eletrobras	(57.019.574)			-0,26%	
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 10.665/2021)	244.134.317			1,13%	
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 11.027/2022)	266.874.802			1,24%	
Reversão da antecipação de créditos de UDER	195.353.310			0,91%	
Frustração de repasse Decreto 10.665/2021 não considerado em 2022	28.896.460			0,13%	
Neutralidade Mitigação Itaipu	(726.370)			0,00%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				2,73%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				-2,24%	

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

45. O reposicionamento econômico de 1,90% é derivado das variações de custos da Parcela A e da Parcela B.

46. 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 **73,5%** dos custos da concessionária, variou em **7,7%**, o que representa um impacto tarifário **5,37%**.

47. Os **custos com os encargos setoriais** impactaram a revisão em **2,13%**. Destacam-se a redução da cota de CDE (Uso) de 2023 para a distribuidora, cujo impacto foi de **-1,90%**, a CDE Eletrobrás cujo impacto é de **2,17%**, início do pagamento da Conta escassez hídrica pelas distribuidoras provocando o aumento de **1,17%**.

48. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **2,31%**. Esse aumento decorre da utilização da melhor previsão das despesas relacionadas às Receitas Anuais Permitidas (RAP) e às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2023-2024, que devem ser aprovadas no mês de junho pela Diretoria Colegiada da ANEEL

49. Os **custos com compra de energia** impactaram a revisão de **0,93%**. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Cotas de Garantia Física, que impactaram a revisão em **2,19%**. Por outro lado, amenizou o efeito médio em **-1,86%** o custo da energia proveniente de Itaipu, cuja tarifa, estabelecida por meio da REH 3193/2023, USD 20,23 /MWh, é inferior à vigente para o ano de 2022, USD 24,73/MWh.

50. 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 **5,0521%** sobre a energia injetada.

51. 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.

52. 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.

53. No caso da Enel SP, a aplicação da metodologia de PRORET 2.6, foi estabelecido o percentual regulatório de 9,9508%, sobre o mercado de baixa tensão medido, para o ano de 2023, o que

equivale a 8,3317% sobre o mercado de baixa tensão faturado, com trajetória de redução ao longo do ciclo, de forma que, em 2026 esses percentuais caem para 8,9519% e 7,3328%, respectivamente.

54. 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 **26,5%** dos custos da concessionária e apresentou uma variação de **-11,4%**, o que representa um impacto tarifário de **-3,47%**.

55. 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.

56. Os **custos operacionais** variaram em **-3,6%** contribuindo para uma redução tarifária de **-0,55%**, a aplicação da metodologia indicou que os custos operacionais atualmente presentes nas tarifas estão acima do limite superior do intervalo considerado eficiente, sendo estabelecida trajetória de redução dos custos operacionais reconhecidos na tarifa ao longo do ciclo.

57. 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.

58. A **remuneração do capital** sofreu variação de **-21,2%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, conforme apresentado no Gráfico 2, o que representou um impacto de **-1,73%**. Ocorre que o aumento da base líquida, em decorrência dos investimentos realizados pela Enel SP 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.

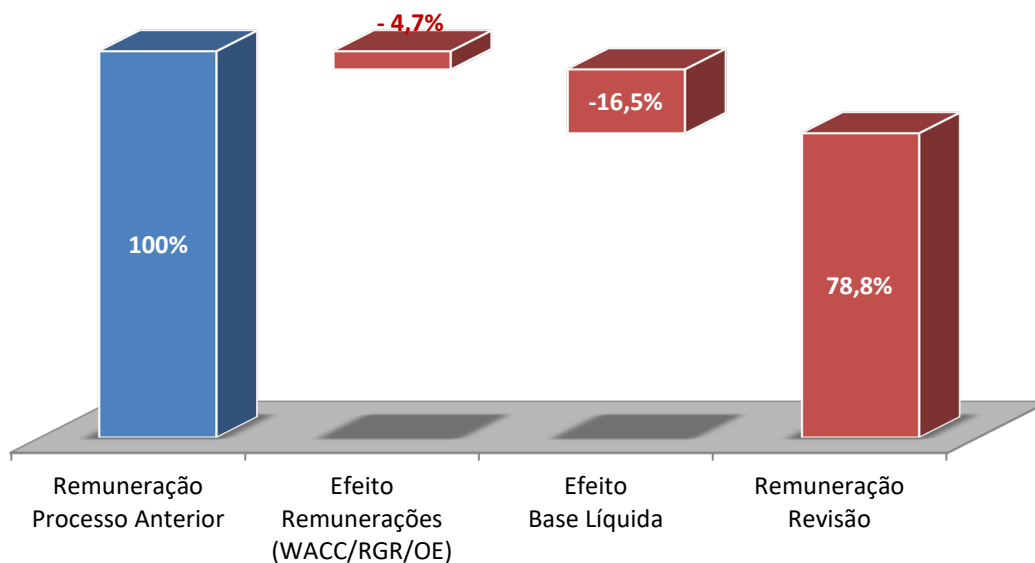


Gráfico 2. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

59. A **quota de reintegração regulatória** variou **-17,6%**, conforme pode ser visto no Gráfico 3, em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **-0,80%**. 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 3 indica ambos os efeitos.

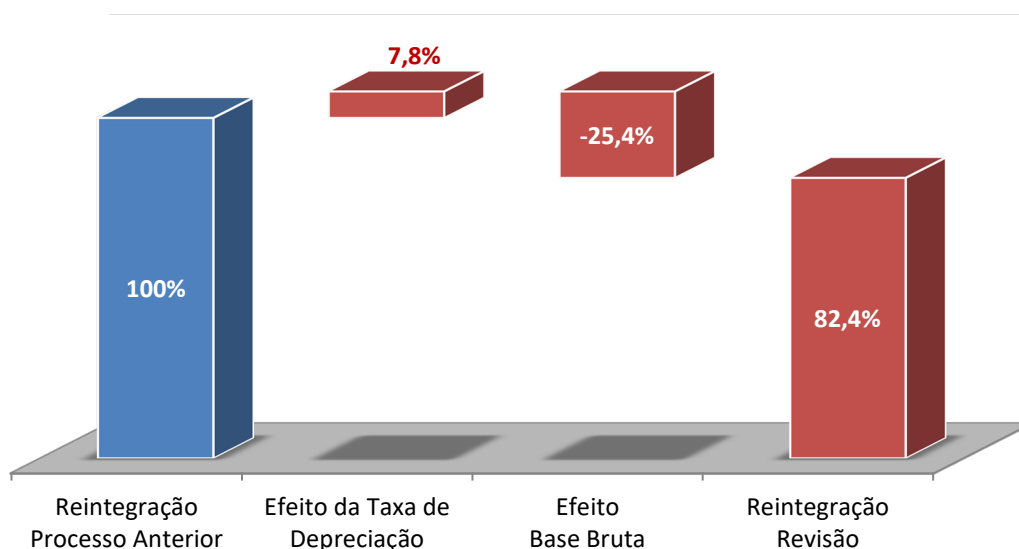


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

60. A cobertura para **anuidades** variou **-19,1%** em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **-0,35%** no efeito médio. Esse resultado

proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

61. As **Receitas Irrecuperáveis** variaram **7,6%** em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de **0,12%** nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Enel SP e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.

62. 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 **-0,21%**.

63. Tendo em vista o pleito da Enel SP na fase de contribuições, conforme apresentado na seção anterior, está sendo considerada a reversão da antecipação da UDER de 2021 em uma única parcela de R\$ 195,35 milhões, como componente financeira, nesse processo tarifário, representando um efeito de 0,91%. Reforço que, na minha visão, o procedimento visa reduzir o efeito da retirada dos componentes financeiros em 2024 e reduzir a exposição dos consumidores à variação de mercado e atualizações monetárias futuras. em uma única parcela, como componente financeira, nesse processo tarifário.

64. Ainda sobre a Parcela B, convém ressaltar pleito apresentado pela Distribuidora e pelas associações que a representa, relativo à perda de receita associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMDG) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, que não produziram pleno efeito no período de referência.

65. Recordo que na 7ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2023 foi deliberada a Revisão Tarifária Periódica da Enel Rio, quando essa Diretoria Colegiada analisou e decidiu favoravelmente pleito semelhante ao que foi apresentado pela Enel SP tanto como contribuição a CP 11/2023, quanto por meio de Cartas juntadas ao processo. Assim, visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi acrescentado à receita da distribuidora a perda, por ela estimada, dessa redução.

66. Desse modo, de forma similar ao que foi realizado na RTP da Enel RJ, e tendo em vista entendimento dessa Diretoria, nesta Revisão da Enel SP, o mesmo componente está sendo considerado. O cálculo foi realizado de acordo com as orientações apresentadas¹³ pela área técnica e resultou em R\$11.718.386,01, que impactou em 0,06% o efeito médio.

67. A Tabela 5 resume os componentes financeiros incluídos na revisão tarifária da Enel SP:

Tabela 5. Componentes Financeiros

¹³ Documento nº 48581.000489/2023-00.

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(533.102.596)	-2,47%
CVA em processamento -Transporte	233.441.444	1,08%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(285.201.005)	-1,32%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	8.627.621	0,04%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(62.255.973)	-0,29%
Sobrecontratação/exposição de energia	167.326.978	0,78%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.558.909	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	781.639.206	3,63%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	117.811	0,00%
Ajuste CUSD	1.518.982	0,01%
Conselho de Consumidores	(1.369.940)	-0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(691.840.100)	-3,21%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(1.763.408.913)	-8,18%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	6.277.558	0,03%
Custo Distribuidora - Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(8.167.998)	-0,04%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 20/2021)	(17.663.628)	-0,08%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (REN 376 e 414)	(6.313.003)	-0,03%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER	8.528.889	0,04%
Financeiro CDE Eletrobras	(57.019.574)	-0,26%
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 10.665/2021)	244.134.317	1,13%
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 11.027/2022)	266.874.802	1,24%
Reversão da antecipação de créditos de UDER	195.353.310	0,91%
Frustração de repasse Decreto 10.665/2021 não considerado em 2022	28.896.460	0,13%
Neutralidade Mitigação Itaipu	(726.370)	0,00%
Total	(1.481.772.815)	-6,87%

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

68. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-6,87%** na atual revisão da Enel SP.

69. Primeiramente, destaco, conforme dados trazidos pela STR, os impactos positivos dos itens associados ao resultado da **liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo**, no valor de aproximadamente R\$ 167,33 milhões e impacto de **0,78%**.

70. Ainda com valores positivos, destacam-se itens associados a modicidade de processos tarifários anteriores, como o **Financeiro de Recomposição à conta de comercialização de Itaipu**, refere-se a reversão do diferimento negativo, considerado no processo tarifário de 2021 e 2022, associado ao repasse realizado pela conta de comercialização de Itaipu conforme Decretos nº 10.665/2021 e nº 11.027/2022. O total do financeiro em tela, estimado em aproximadamente, R\$ 511 milhões, foi realizado conforme previsto na Nota Técnica nº 247/2021-SGT/ANEEL¹⁴.

71. A STR esclareceu ainda que, de acordo com o § 1º do art. 3º da Resolução Homologatória nº 3.093, de 2022, a recomposição dos valores associados ao Decreto 11.027/2022 seria realizada apenas a partir do processo tarifário de 2024.

¹⁴ Documento nº 48581.001708/2021-00.

72. Entretanto, conforme já previsto em fase de consulta pública, por solicitação desta relatoria, está sendo considerada antecipação da devolução do montante correspondente no processo tarifário de 2023. Observo que o procedimento evita que haja incidência da SELIC no ano e reduz o impacto da retirada dos financeiros em 2024.

73. Durante o processo de cálculo da recomposição à Conta de Itaipu, associada aos Decretos nº 10.655/2021 e nº 11.027/2022, a STR constatou que no processo tarifário de 2022 não foi realizado o ajuste da frustração dos repasses de Itaipu, conforme havia sido previsto na Nota Técnica nº 247/2021-SGT/ANEEL¹⁵, trecho abaixo transcrito.

[...]

60. No processo tarifário de 2022 também será avaliada a diferença entre o montante total de recursos recebido até então da Conta de Comercialização de Itaipu e o valor do financeiro negativo incluído no processo tarifário de 2021. Essa diferença entre os valores pode ocorrer na parcela lastreada em dólar, tanto pela diferença da taxa de câmbio utilizada na conversão dos valores transferidos de Itaipu Binacional em relação à taxa de câmbio projetada, como por uma eventual divergência entre o montante total efetivamente disponibilizado por Itaipu Binacional e o valor total esperado, de US\$ 100 milhões.

[...]

74. Dessa forma, a STR considerou no presente processo o financeiro “**Frustração de repasse Decreto 10.665/2021 não considerado em 2022**”, no valor aproximado de **R\$ 28,9 milhões**, com impacto de **0,13%**.

75. É oportuno mencionar o financeiro negativo denominado **CDE Modicidade Eletrobrás**, correspondente ao valor presente líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre o valor repassado à Enel SP, antes de 29 de julho de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022, e os valores faturados no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de **R\$ -52,53 milhões** – efeito de **-0,24%**.

76. Quanto aos financeiros negativos, destaca-se o **Ressarcimento dos Créditos de PIS/Cofins**, correspondente ao saldo estimado de créditos de PIS/Cofins, de aproximadamente - **R\$ 1,76 bilhão**, compensados pela empresa distribuidora até a data da revisão em processamento, os quais devem ser revertidos aos consumidores, conforme Lei nº 14.385/2022.

II.3 Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

77. 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.

¹⁵ Documento nº 48581.001780/2021-00.

78. 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.

79. 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 0,014%.

80. 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 ENEL SP é de 2,486%.

81. 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 -0,598%. 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.

82. Assim, o valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes da ENEL SP, até a próxima revisão tarifária, considerará o componente T de 2,486%, sendo que os componentes Q e Pd devem ser calculados em cada processo de reajuste.

83. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 4 e 5¹⁶.

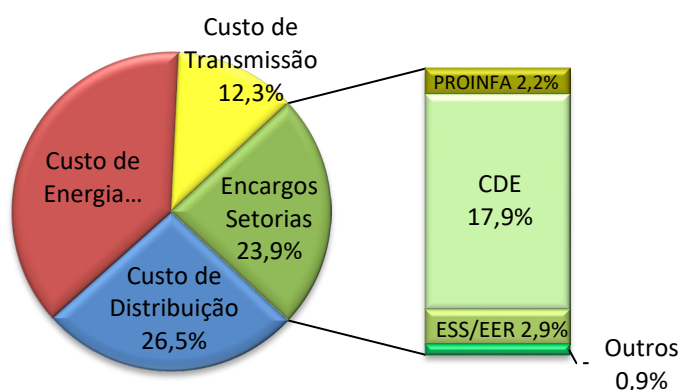


Gráfico 4. Composição da receita sem tributos

¹⁶ No Gráfico 4, 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 5, foram considerados apenas os tributos 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.

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

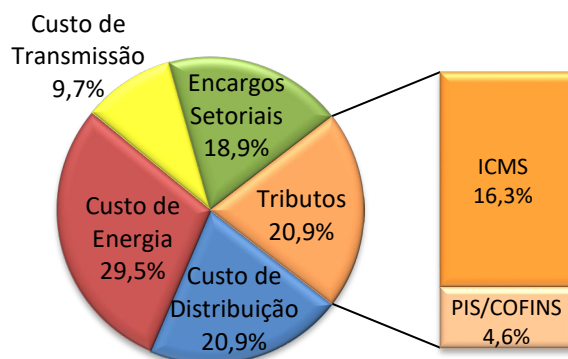


Gráfico 5. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

II. 4 Comparação entre a proposta de consulta pública e o resultado da revisão tarifária

84. Na Tabela 6, ilustro, conforme apurado pela STR, a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 6. Comparação da Proposta da CP 11/2023 e a Final

Descrição	CP 011/23	Final	Variação Total
	Participação na Revisão %	Participação na Revisão %	
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	4,64%	5,37%	0,74%
Encargos Setoriais	2,58%	2,13%	-0,45%
Custos de Transmissão	2,29%	2,31%	0,02%
Custo de Aquisição de Energia	-0,24%	0,93%	1,17%
PARCELA B	-2,87%	-3,47%	-0,60%
Reposicionamento Tarifário	1,76%	1,90%	0,14%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-5,55%	-6,74%	-1,18%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	2,79%	2,59%	-0,19%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	-1,00%	-2,24%	-1,24%

Fonte: Nota Técnica nº 34/2023-STR/ANEEL.

93. Os itens mais afetados e representativos que levaram à variação dos efeitos, quando comparados com a proposta apresentada para a consulta pública, foram:

a. Parcela A: quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela A apresentaram variação de **0,74%**, destacando-se:

- Nos encargos setoriais: uma variação de **-0,45%**, destacando-se o efeito de -0,39% dos novos valores de ESS/ERR aprovados no Despacho 1.141/2023 e da redução da receita verificada de CDE Uso devido a revisão dos dados de mercado pela **Enel SP**.

- Na transmissão: variação de **0,02%**, especialmente afetada pelos novos valores de TUST considerados nessa fase final;

- Na compra de energia: variação de **1,17%**, especialmente afetada pela nova tarifa de repasse de Itaipu, definida na REH nº 3.168/2022;
- b. Parcela B: a variação, de **-0,60%**, é justificada pela atualização da BRR pelo IPCA que na CP era projetado para o período.
- c. Componentes Financeiros: variaram **-1,18%**, em comparação ao apresentado na CP, em decorrência, principalmente, do aumento da reversão de créditos de Pis/Cofins em relação ao considerado em fase de Consulta Pública.

II.5 Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

85. Conforme informado pela STD, o cálculo dos limites para os indicadores de qualidade dos conjuntos da Concessionária foi realizado 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 PRODIST¹⁷.

86. As contribuições à CP nº 11/2023 foram avaliadas pela STD, considerando essa metodologia, e os resultados foram consolidados por meio da Nota Técnica nº 26/2023-STD/ANEEL.

87. Após a publicação da referida Nota Técnica, a Concessionária contestou alguns entendimentos da STD para o estabelecimento dos valores dos limites, comparando-os com os procedimentos efetuados para outras distribuidoras em revisões recentes, em reuniões ocorridas entre 19 e 26 de junho de 2023.

88. O primeiro ponto trazido diz respeito aos critérios adotados pela STD para a avaliação de conjuntos com características desfavoráveis. De acordo com a área técnica, nos últimos processos tarifários, vem sendo adotado procedimento que compara atributos dos conjuntos, a fim de verificar se o conjunto em análise possui características mais ou menos favoráveis que os demais conjuntos. Esse procedimento visa tornar menos subjetiva a análise de casos particulares.

89. Além dos atributos padrões da metodologia, a STD vem utilizando também o indicador Tempo Médio de Deslocamento (TMD), que avalia a dificuldade de acesso das equipes de atendimento a ocorrências emergenciais em determinado conjunto.

¹⁷ ¹⁷ “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.”

90. No caso da Enel SP, o TMD foi utilizado apenas na avaliação do indicador DEC pela STD. A concessionária alega que em processos recentes de revisão esse indicador foi adotado também para a análise do indicador FEC.

91. A esse respeito, a STD contraargumentou que esse procedimento – de comparação de atributos – vem sendo testado e aprimorado. Inicialmente o TMD foi considerado apenas na avaliação do DEC. Posteriormente, foi ampliado para o FEC, mas, segundo a área técnica, o uso do indicador TMD não é adequado para essa avaliação já que o tempo de deslocamento de equipes para atendimento a ocorrências afeta diretamente o indicador DEC, porém influencia pouco no FEC. Esse entendimento, de considerar o TMD apenas para o DEC, foi adotado pela área técnica também no processo recente da Cemig Distribuição S. A.

92. Concordo com essa última avaliação da STD e entendo que a área técnica deve, a partir dos próximos processos de revisão, utilizar o atributo TMD apenas na avaliação do DEC. No caso do presente processo, acompanho, portanto, entendimento da área técnica.

93. A Concessionária também alegou tratamento não isonômico em relação à flexibilização dos valores dos limites para os conjuntos que contêm Áreas de Proteção Ambiental – APA. Importa destacar que, segundo a STD, na contribuição da Enel SP à CP nº 11/2023, as áreas foram relacionadas de forma genérica.

94. Isso se mostra relevante porque, conforme pontuado pela área técnica, para os casos de outras distribuidoras em que o pleito de flexibilização foi aceito, nem todas as APA foram consideradas, apenas aquelas caracterizadas como Áreas de Proteção Permanente (APP), informação que não foi devidamente caracterizada pela Enel SP.

95. Além disso, a STD informou que, para os conjuntos apontados pela Enel SP, houve flexibilização porém em nível diferente do almejado pela Concessionária. Além disso, foi destacado pela Superintendência que o pleito de elevação do limite já estabelecido para 2023 não foi aceito para a Enel SP e para nenhuma outra distribuidora que tenha pleiteado flexibilização similar.

96. Diante dessas ponderações, acompanho a conclusão da STD conforme exarada na Nota Técnica nº 26/2023-STD/ANEEL em relação ao tratamento conferido aos conjuntos em que há APA.

97. O último ponto requerido pela Concessionária é que seja aplicado para seus conjuntos a mesma flexibilização, aplicada para a CPFL Paulista, para conjuntos aéreos que possuem limites baixos.

98. No caso da CPFL, a STD avaliou que não deveriam ser reduzidos os limites abaixo de 6 horas para o DEC e 4 interrupções para o FEC. Já no caso da Enel SP, a avaliação da área técnica foi no sentido de estabelecer limite de 5 horas e 3 interrupções, respectivamente, para DEC e FEC.

99. Após a reunião com a Enel SP, a STD ponderou, com o que concordo, que os casos não são exatamente semelhantes. Além disso, conforme pontuado pela Superintendência, sob a ótica da isonomia, nas demais revisões recentes foram estabelecidos limites abaixo de 5 horas para o DEC e 3 interrupções para o FEC, da mesma forma feita para a Enel SP, demonstrando o tratamento isonômico.

100. No caso específico da revisão da CPFL Paulista, o tema foi trazido tanto pela própria Concessionária quanto pelo Conselho de Consumidores ainda na fase de contribuições à consulta pública, o que levou a diferenciação na análise do caso concreto pela STD.

101. A Superintendência informou ainda que a CPFL Paulista possui limites globais de DEC cerca de 11% menores que a ENEL SP e que a proposta inicial levaria os limites do indicador DEC de 90% dos conjuntos da CPFL Paulista ao final do ciclo para valores igual ou inferior a 6 horas, quando para a Enel SP essa estatística se aproximava de 63%.

102. De fato a discussão em torno do limite tecnológico carece de mais estudos para seu estabelecimento e qualquer decisão neste momento sobre o assunto tende a ser específica para cada caso concreto. A partir dos argumentos da STD, que distingue a situação da CPFL Paulista e Enel SP, não vejo óbices em manter o entendimento da Superintendência proposto para a Enel SP na Nota Técnica nº 26/2023-STD/ANEEL.

103. Passados os pontos de divergência apresentados pela Concessionária após a análise das contribuições pela STD, apresento os resultados referentes aos novos limites de DEC e FEC para a Enel SP no período de 2024 a 2027.

104. Nos Gráficos 6 e 7 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 2027, a redução média anual é 1,73% no DEC e de 2,52% no FEC.

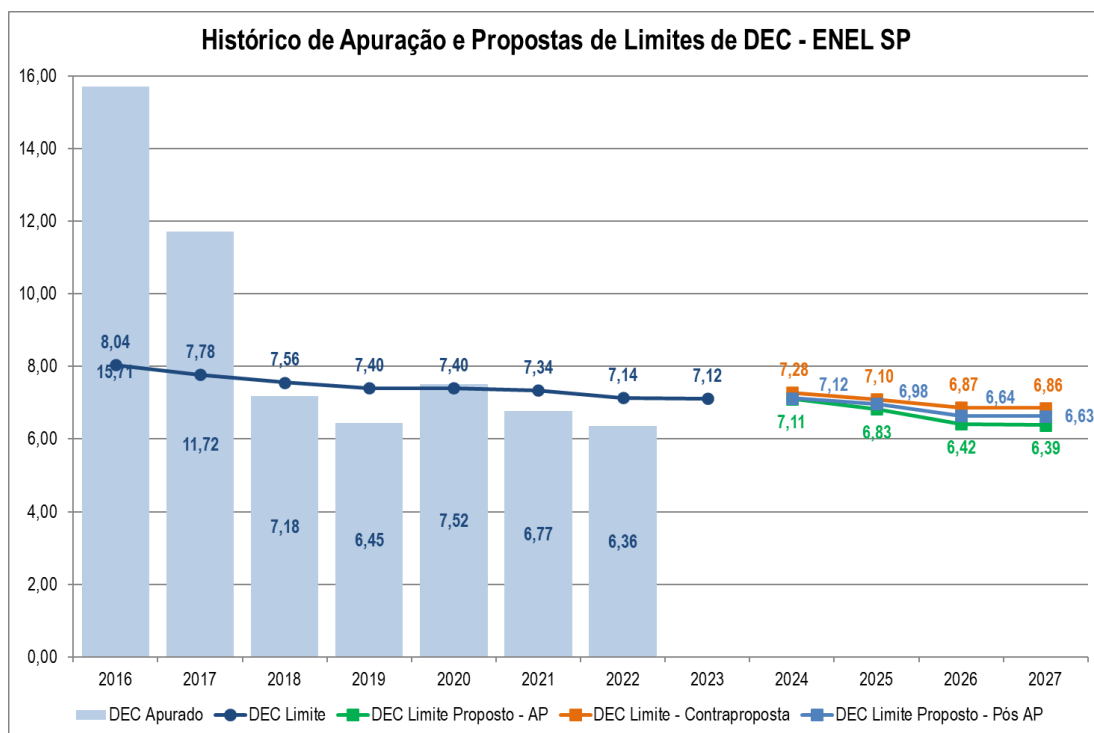


Gráfico 6. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da ENEL SP

Fonte: Nota Técnica nº 026/2023-SRD/ANEEL.

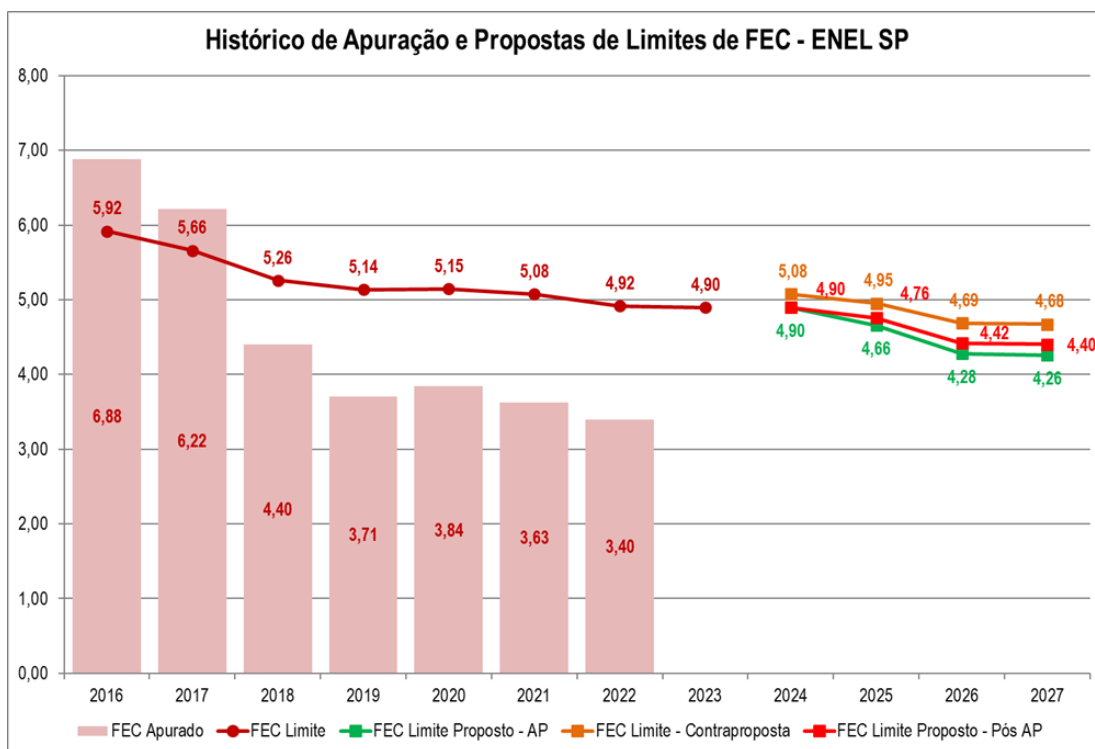


Gráfico 7. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da ENEL SP

Fonte: Nota Técnica nº 026/2023-SRD/ANEEL.

105. Para avaliar a consistência dos limites globais da Enel SP, apresento, nos Gráficos 8 e 9, uma comparação realizada pela STD com os limites das distribuidoras de grande porte da região Sudeste. Observa-se que os limites de DEC e FEC da Enel SP (aqui identificada como ELETROPAULO) estão aderentes à realidade da região.

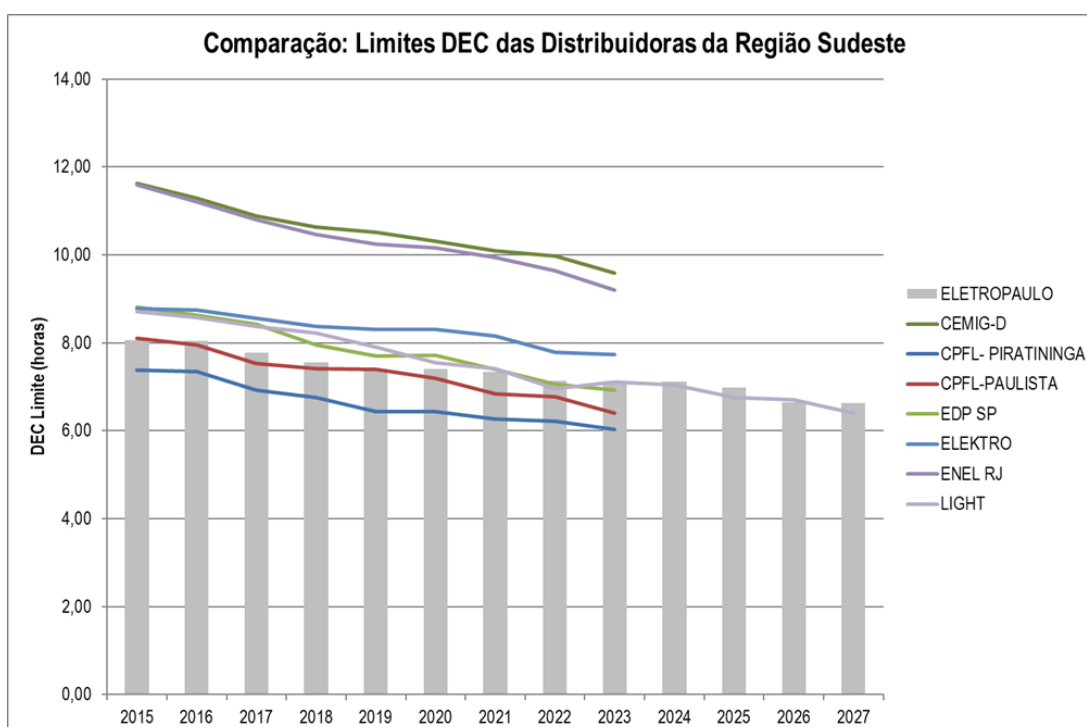


Gráfico 8. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 026/2023-SRD/ANEEL.

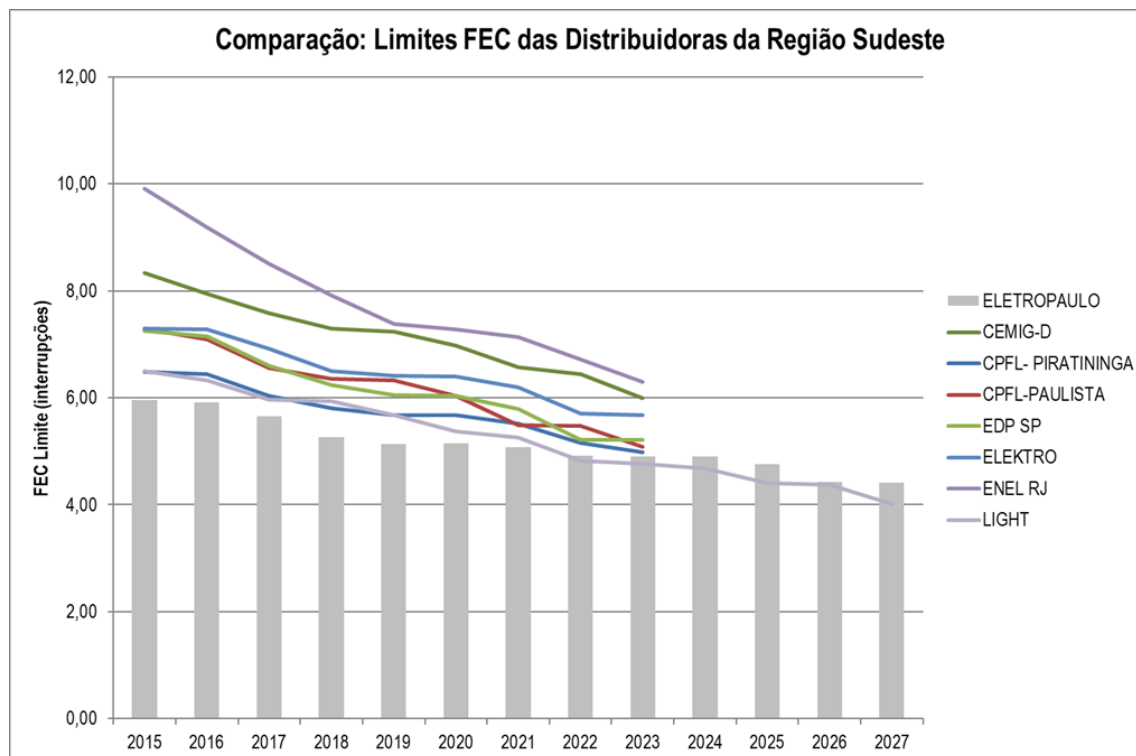


Gráfico 9. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 026/2023-SRD/ANEEL.

106. A violação aos limites dos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 7 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela ENEL SP entre 2016 e 2021:

Tabela 7. Compensações efetuadas pela Enel

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2016	15.859.812	78.669.125,02
2017	12.829.329	54.486.698,02
2018	7.186.998	31.355.671,61
2019	6.219.874	45.395.598,43
2020	7.838.892	62.753.836,56
2021	7.130.945	60.869.348,00

Fonte: STD/ANEEL.

II. 6 Pleito referente à projeção de compensação de Pis/Cofins

107. Por fim, destaco que a Enel, em 23 de junho de 2023, apresentou pleito adicional para que não seja considerada projeção de compensação de Pis/Cofins a partir de janeiro de 2024, conforme proposto pela SFF e considerado pela STR no cálculo final das componentes financeiras.

108. Conforme argumenta a Concessionária, em seu entendimento, ela só poderá efetuar o procedimento de compensação tributária até 28 de dezembro de 2023, tendo em vista o fato de a Receita Federal considerar que os contribuintes devem efetuar a compensação de indébito tributário reconhecido em ação judicial em cinco anos a contar da data do trânsito em julgado.

109. No caso concreto da Enel SP, o trânsito em julgado se deu em 13 de dezembro de 2018, o pedido de habilitação em 11 de março de 2020 e a ciência do deferimento do pedido de habilitação em 26 de março de 2020.

110. Esse tema, de forma mais ampla e geral, está sendo discutido no âmbito do processo nº 48500.001747/2020-22, em que foi proposta a abertura da Consulta Pública nº 5/2021, em 11 de fevereiro de 2021, para obter subsídios para o aprimoramento da proposta de devolução dos créditos tributários decorrentes de processos judiciais que versam sobre a exclusão do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) da base de cálculo do Pis/Cofins.

111. Por meio da Nota Técnica nº 34/2023 – SFF/SRM/SGT/ANEEL¹⁸, de 3 de março de 2023, foram analisadas as contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 5/2021. Quanto a esse tema, as áreas técnicas recomendaram que a projeção seja realizada a partir da média dos valores dos créditos utilizados em compensação nos 12 meses anteriores.

112. Pontuo que, ainda que não tenha sido finalizada a instrução iniciada com a CP nº 5/2021, a ANEEL vem adotando essa projeção no âmbito dos processos de reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica, e desse modo, entendo mais adequado, nesse momento, acolher a proposta de projeção conforme trazido pela Superintendência.

113. Ressalto que eventuais diferenças entre a projeção e os valores realizados ao final do ciclo tarifário têm sido apuradas no processo subsequente, o que pode ser aplicado no caso concreto.

114. Entendo que, considerando os termos da proposta de abertura da CP nº 5/2021 e da análise das contribuições já realizada pelas áreas técnicas, a ANEEL deve buscar, inclusive por meio de monitoramento e fiscalização, ações que garantam a utilização do maior valor possível, em benefício dos consumidores finais, resguardado o equilíbrio das concessões ou permissões, no sentido de garantir a reversão integral aos usuários dos valores de que trata a Lei nº 14.395, de 2022.

115. Assim, acompanho a proposta das áreas técnicas em relação à projeção da compensação dos créditos de Pis/Cofins.

III. DIREITO

116. 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.;

¹⁸ Documento nº 48536.000750/2023-00.

- 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 162/1998.

IV. DISPOSITIVO

117. A partir de tais argumentos, considerando o que consta dos Processos nºs 48500.006885/2022-60 e 48500.000775/2023-75, **voto por**, conforme minuta de Resolução Homologatória anexa:

- a) **homologar** o resultado da revisão tarifária periódica da Enel Distribuição São Paulo S. A. a vigorar a partir de 4 de julho de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **-2,24%**, sendo de **-6,10%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **-0,97%**, 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 Enel SP, 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 **2,486%** e **0,014%**, respectivamente;
- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2027 a serem observados pela Enel SP; e
- h) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2024 a 2026, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026
Perdas Técnicas sobre Energia	5,0521%	5,0521%	5,0521%	5,0521%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado	8,3521%	8,0320%	7,7120%	7,3920%

Brasília, 27 de junho de 2023

(Assinado digitalmente)
Ricardo Lavorato Tili
Diretor

