

VOTO

PROCESSOS: 48500.006882/2022-26 e 48500.008251/2022-41.

INTERESSADO: Enel Distribuição Ceará (Enel CE).

RELATORA: Diretora Agnes Maria de Aragão da Costa.

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

ASSUNTO: Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição Ceará, a vigorar a partir de 22 de abril de 2023, e definição dos correspondentes limites para os 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, após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 4/2023.

I – RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição nº 1/1998¹, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Enel Distribuição Ceará - Enel CE, estabelece a data de 22 de abril de 2023 para a realização da Revisão Tarifária Periódica da concessionária.
2. As metodologias e os procedimentos aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão dispostos nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret)², que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.
3. Na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 48/2022, realizada em 5 de dezembro de 2022, o presente processo foi distribuído a minha relatoria.
4. Em 18 de janeiro de 2023, a Superintendência de Gestão Tarifária - SGT emitiu a Nota Técnica nº 10/2023–SGT/ANEEL³ com a proposta da Revisão Tarifária Periódica da Enel CE a ser submetida à Consulta Pública.

¹ Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao> >> Contrato nº 001/1998.

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

³ Documento Sicnet nº 48581.000049/2023-00.

5. Em 24 de janeiro de 2023, na 1ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 04/2023, com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária da Enel CE, com período de contribuições de 25 de janeiro a 10 de março de 2023, com a realização de Audiência Pública presencial em 2 de março de 2023.
6. Em 15 de fevereiro de 2023, na sede da ANEEL, acompanhei o Diretor-Geral Sandoval Feitosa e representantes da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE, da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, e da Superintendência de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública - SMA, em reunião realizada com a senadora Augusta Brito e com o deputado Fernando Santana, ocasião em que os parlamentares indicaram suas preocupações a respeito dos serviços prestados pela Enel CE.
7. Em 1º de março de 2023, dia anterior à realização da Audiência Pública em Fortaleza, realizei reuniões presenciais na sede do Conselho dos Consumidores de Energia Elétrica do Ceará (CONERGE), na sede da distribuidora e na Agência Reguladora do Estado do Ceará - ARCE, com vistas a entender os apontamentos de cada uma das instituições não só com relação ao processo tarifário em si que ora se discute, mas também aos aspectos relacionados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica por parte da Enel CE em sua área de concessão.
8. Em 2 de março de 2023, foi realizada a Audiência Pública nº 04/2023, em Fortaleza, momento em que a ANEEL, representada por mim e servidores da Agência, apresentou a proposta da revisão tarifária da Enel CE e ouviu as contribuições dos expositores inscritos, as quais foram analisadas pela área técnica e consolidadas no Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 04/2023⁴, junto com as demais contribuições recebidas no âmbito da CP nº 04/2023.
9. Com o fechamento da CP, a SRD consolidou a apuração das perdas na distribuição⁵ e recomendou os valores finais dos limites para os indicadores de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), para o período de 2024 a 2027⁶.
10. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), por sua vez, consolidou⁷ os valores necessários para a composição da Base de Remuneração, em 6 de abril de 2023.

⁴ Nota Técnica nº 63/2023-SGT/ANEEL, Sicnet nº 48581.000567/2023-00.

⁵ Nota Técnica nº 24/2023-SRD/ANEEL, Sicnet nº 48554.000753/2023-00.

⁶ Nota Técnica nº 36/2023-SRD/ANEEL, Sicnet nº 48554.000875/2023-00.

⁷ Memorando nº 74/2023-SFF/ANEEL, Sicnet nº 48536.001211/2023-00.

11. Na mesma data, a distribuidora apresentou pleitos relacionados ao referido processo tarifário⁸.
12. A SGT, mediante a Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL⁹, de 12 de abril de 2023, avaliou os pleitos da distribuidora e consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Enel CE.
13. Na 12ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 18 de abril de 2023, o Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Estado do Ceará - CONERGE solicitou que os valores não gastos pelo Conselho em função da pandemia da Covid-19 nos últimos anos não sejam revertidos para modicidade tarifária e disponibilizados para gastos futuros do Conselho.
14. É o relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

15. Trata-se da revisão das tarifas da Enel CE, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **3,06%**, sendo de **-3,77%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **5,51%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.
16. 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	-3,77%
BT- Baixa Tensão	5,51%
Efeito Médio AT+BT	3,06%

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

17. O efeito médio de **3,06%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de **2,71%**; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de **-3,17%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de **3,52%**.

⁸ Cartas Enel CE nºs 047 e 048, Sicnet nº 48513.008539/2023-00 e nº 48513.008536/2023-00.

⁹ Documento Sicnet nº 48581.000617/2023-00.

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

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

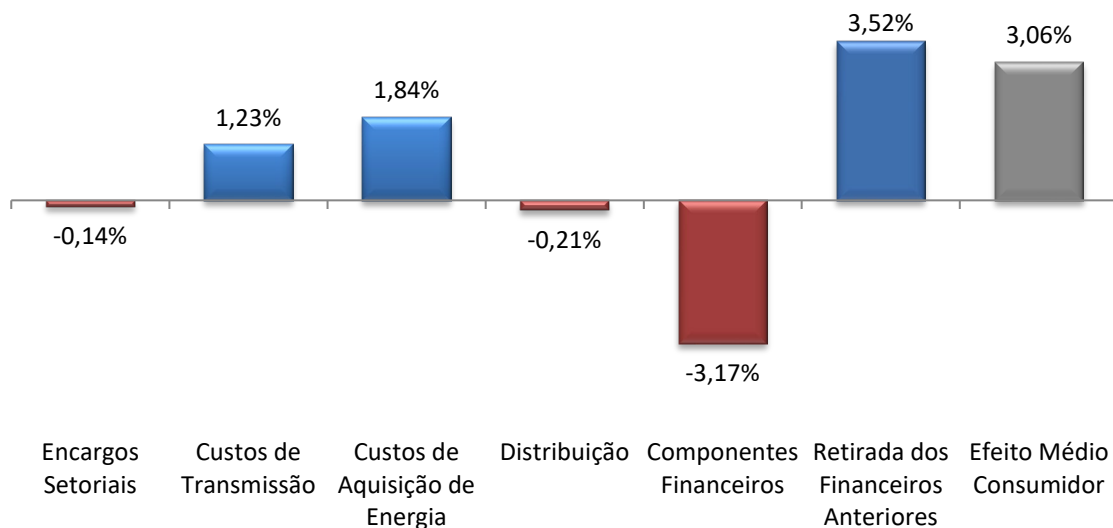


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

20. 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.

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

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da Enel CE.

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	4.506.982.554	4.718.902.785	4,70%	2,93%	63,45%
Encargos Setoriais	931.043.595	920.741.406	-1,11%	-0,14%	12,38%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	10.711.793	10.494.868	-2,03%	0,00%	0,14%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	353.608.935	406.226.178	14,88%	0,73%	5,46%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	67.617.282	70.416.561	0,00%	0,04%	0,95%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	106.441.322	108.833.886	2,25%	0,03%	1,46%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás		(201.734.042)	0,00%	-2,79%	-2,71%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		13.054.727	0,00%	0,18%	0,18%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		110.649.259	0,00%	1,53%	1,49%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		25.610.935	0,00%	0,35%	0,34%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	172.901.853	174.974.277	1,20%	0,03%	2,35%
PROINFA	155.434.277	136.336.508	-12,29%	-0,26%	1,83%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	64.082.113	65.601.436	2,37%	0,02%	0,88%
ONS	246.019	276.814	12,52%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	447.422.963	536.612.008	19,93%	1,23%	7,22%
Rede Básica	321.122.579	395.884.075	23,28%	1,03%	5,32%
Rede Básica Fronteira	82.105.316	98.955.683	20,52%	0,23%	1,33%
Conexão	44.195.068	41.772.249	-5,48%	-0,03%	0,56%
Custos de Aquisição de Energia	3.128.515.996	3.261.549.371	4,25%	1,84%	43,86%
PARCELA B	2.733.483.859	2.717.934.047	-0,57%	-0,21%	36,55%
Custos Operacionais	1.251.821.189	1.209.409.884	-3,39%	-0,59%	16,26%
Anuidades	167.067.313	157.992.371	-5,43%	-0,13%	2,12%
Remuneração	853.015.311	842.987.847	-1,18%	-0,14%	11,34%
Depreciação	443.383.182	456.774.683	3,02%	0,18%	6,14%
Receitas Irrecuperáveis	102.249.984	101.649.549	-0,59%	-0,01%	1,37%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(84.053.119)	(109.137.387)	29,84%	-0,35%	-1,47%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	58.257.101	0,00%	0,80%	0,78%
Reposicionamento Tarifário	7.240.466.412	7.436.836.832		2,71%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(230.617.793)		-3,17%	
CVA em processamento - Energia		20.292.460		0,28%	
CVA em processamento -Transporte		74.064.456		1,02%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(193.614.207)		-2,67%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		51.872.804		0,71%	
Neutralidades		(57.235.468)		-0,79%	
Sobrecontratação/exposição de energia		78.038.245		1,07%	
Previsão de Risco Hidrológico		175.979.089		2,42%	
Reversão do Risco Hidrológico		(136.127.487)		-1,87%	
Modicidade Tarifária (RENS 414/2010 e 376/2009)		(3.858.828)		-0,05%	
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021		(8.884.396)		-0,12%	
Arrecadação de encargo CDE Covid (Ofício Circular 20/2021)		(3.526.180)		-0,05%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(419.350.924)		-5,77%	
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Bônus de redução voluntária		(3.991.210)		-0,05%	
Reversão do financeiro de Bandeira de Escassez Hídrica (2022)		169.424.933		2,33%	
Outros		26.298.919		0,36%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				3,52%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				3,06%	

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

22. O reposicionamento econômico de **2,71%** é derivado das variações de custos da **Parcela A** e da **Parcela B**.

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

Custos da Parcela A

24. 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 63,45% dos custos da concessionária, com variação de **4,70%**, o que representa um impacto tarifário **2,93%**.

25. Os custos com os **encargos setoriais** impactaram a revisão em **-0,14%**. Destaca-se o início do recolhimento da CDE Conta Escassez Hídrica, com impacto de 1,71%, e o início do recolhimento da CDE Geração Distribuída, destinada à custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), com impacto de 0,35%. Por outro lado, o efeito associado à CDE Modicidade Eletrobras amenizou o efeito da revisão em 2,79%.

26. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **1,23%**, esse efeito decorre das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, homologadas em julho de 2022, conforme Resolução Homologatória nº 3.066/2022.

27. Os custos com **compra de energia** impactaram a revisão de **1,84%**. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Cotas de Garantia Física (CCGFs), que impactaram a revisão em 2,54%. Por outro lado, amenizou o efeito médio a redução do montante relacionado ao contrato bilateral que a distribuidora possui, causado pela previsão de encerramento desse suprimento para dezembro de 2023, cujo efeito é de -2,05%.

28. Conforme citado anteriormente, o efeito associado à CDE Modicidade Eletrobras amenizou o efeito da revisão em - 2,79%, que contempla o recurso recebido pela concessionária em 2022, com impacto de -2,53%, e aquele recebido em 2023, com impacto de -0,26%. Por outro lado, as variações de montante e custos associados ao CCGF impactaram a revisão em 2,54%. Em que pese eventual compensação nesse processo tarifário, entendo ser desejável monitoramento, pela Agência, com vistas a avaliar o resultado da política pública de destinação de recursos da CDE Modicidade Eletrobras para compensação das saídas do CCGFs, levando em consideração ainda os custos relacionados ao risco hidrológico e eventuais sobrecontratações.

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

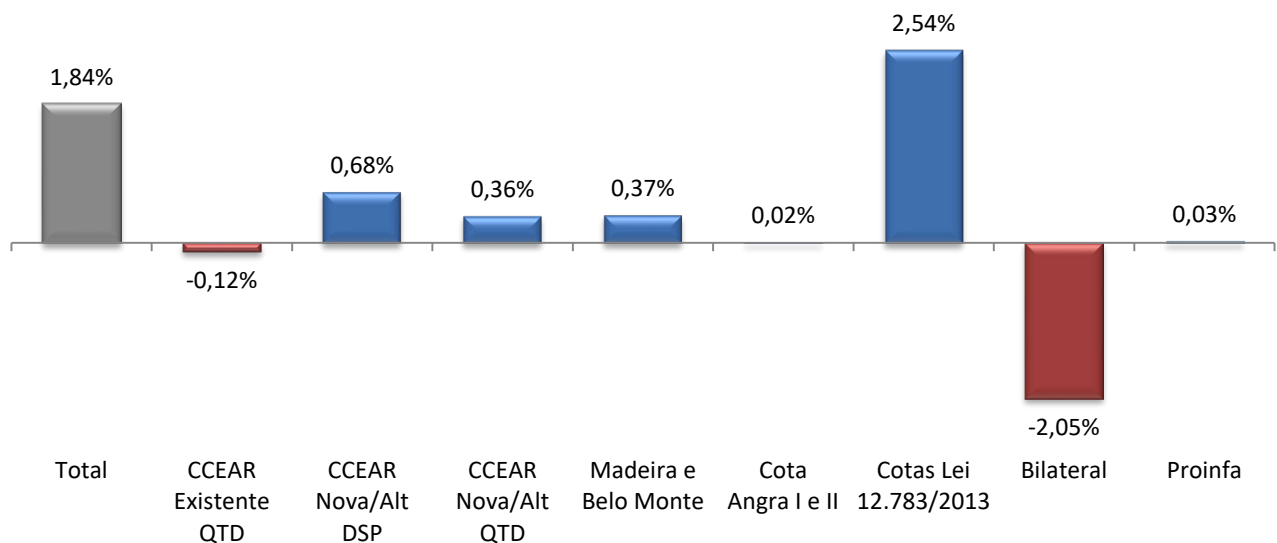


Gráfico 2. Efeito por modalidade de aquisição de energia

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

Perdas Regulatórias

30. As **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas levando em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de **9,22%** em relação à energia injetada, conforme Nota Técnica nº 024/2023-SRD/ANEEL¹⁰.

31. Já 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 3 anos civis alcançada pela distribuidora. O ponto de chegada da trajetória é estabelecido comparando o desempenho da distribuidora com outras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista de combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. No caso da Enel CE, conforme regra definida no Proret, o ponto de partida foi estabelecido em **9,99%** sobre o mercado de baixa tensão faturado, porém sem trajetória de redução. Isso porque a meta, estabelecida por meio de comparação do desempenho entre distribuidoras, é superior ao ponto de partida estabelecido inicialmente, como demonstrado na Tabela a seguir. Nesse caso, conforme regulamento, o ponto de partida é igual à meta e não há trajetória de redução.

¹⁰ Documento Sicnet nº 48554.000753/2023-00.

Tabela 3. Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória

Descrição	PNT
a. Meta Ciclo Anterior Faturada	7,56%
b. Diferença entre Medido e Faturado	3,02%
d. Média Histórico Medida	15,14%
e. Ponto de Partida Medido	11,15%
f. Ponto de Partida Faturado [e - b]	8,13%

Cálculo do Ponto de Chegada

Descrição	Benchmark 1
g. Empresa Benchmark	Energisa PB
h. Perda Benchmark (PNT/BT)	9,43%
i. Perda Enel CE (PNT/BT)	15,14%
j. Probabilidade de Comparação	37,18%
k. Meta	13,01%
l. Meta Benchmarks	13,01%
m. Meta utilizada Medida	13,01%
n. Ponto de Partida (PNT/BT)	13,01%
o. Meta Ciclo Atual Faturada	9,99%

	Ponto Partida	2023	2024	2025	2026
Trajetória PNT/BT	13,01%	13,01%	13,01%	13,01%	13,01%
Velocidade de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Limite de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PNT/BT Medido Regulatório	13,01%	13,01%	13,01%	13,01%	13,01%
Diferença entre Medido e Faturado	3,02%	3,02%	3,02%	3,02%	3,02%
PNT/BT Faturado Regulatório	9,99%	9,99%	9,99%	9,99%	9,99%
PT/ Einjetada Regulatório	9,22%	9,22%	9,22%	9,22%	9,22%

32. A Enel CE solicitou que para cálculo dos montantes de perdas fosse acrescida a energia que circula na rede referente a Micro e MiniGeração Distribuída (MMGD) que não está computada na energia faturada, tanto para o cálculo da energia requerida referente às perdas técnicas quanto para perdas não técnicas.

33. No que se refere ao percentual de perdas técnicas, conforme consta do Submódulo 7 do Prodist, trata-se da razão entre a perda técnica estimada por simulação e a energia total injetada na rede de distribuição da concessionária. Na definição desse percentual, feita pela SRD, é considerada toda a energia injetada medida na rede da concessionária, 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.

34. Destaco que esse tratamento relativo às Perdas Técnicas está de acordo com o encaminhamento das Revisões Tarifárias¹¹ aprovadas na 10ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 4 de abril de 2023.

35. 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 os mercados 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. 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.

36. Dessa forma, ressalto que o assunto está sendo avaliado pela Aneel e aperfeiçoamentos metodológicos devem ser discutidos com a sociedade e agentes do setor, possivelmente mediante Consulta Pública. Nesse sentido, entendo que, conforme decisões recentes do Colegiado em processos de Revisão Tarifária, o pleito da distribuidora não deve ser acatado.

Custos da Parcela B

37. 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 36,55% dos custos da concessionária e variou em **-0,57%**, o que representa um impacto tarifário de **-0,21%**

38. A definição dos **custos operacionais** eficientes é realizada por meio 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.

39. Os **custos operacionais** variaram **-3,39%**, contribuindo para uma redução tarifária de **-0,59%**. A aplicação da metodologia indicou redução dos custos regulatórios ao longo do ciclo.

¹¹ Das concessionárias CPFL Paulista, Energisa Mato Grosso e Energisa Mato Grosso do Sul.

Assim, considerando-se também o índice de produtividade, agregado ao mecanismo de incentivo à qualidade e o desconto das Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos fizeram com que os custos operacionais ficassem menores daquele existente nas tarifas atuais.

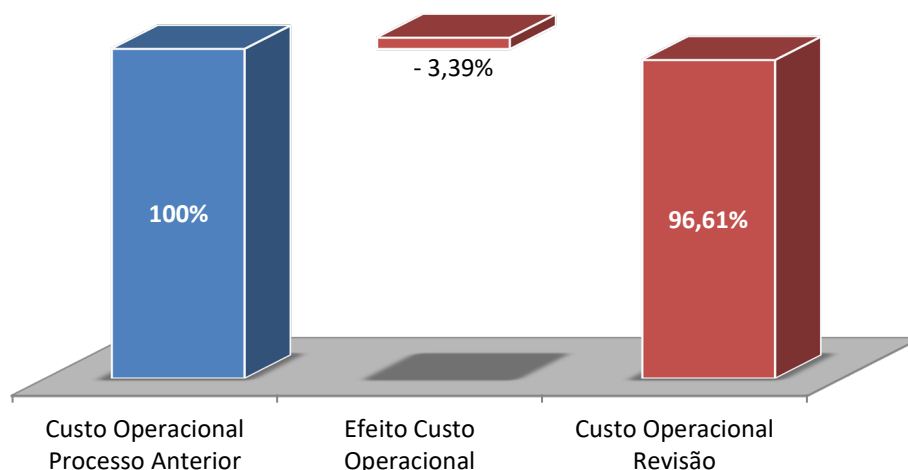


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração.

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

40. Já 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.

41. A **remuneração do capital** sofreu variação de **-1,18%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de **-0,14%**. A variação negativa deve-se à redução da taxa de remuneração regulatória (composta pelo WACC, remuneração para recursos da Reserva Global de Reversão e remuneração sobre Obrigações Especiais) 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.

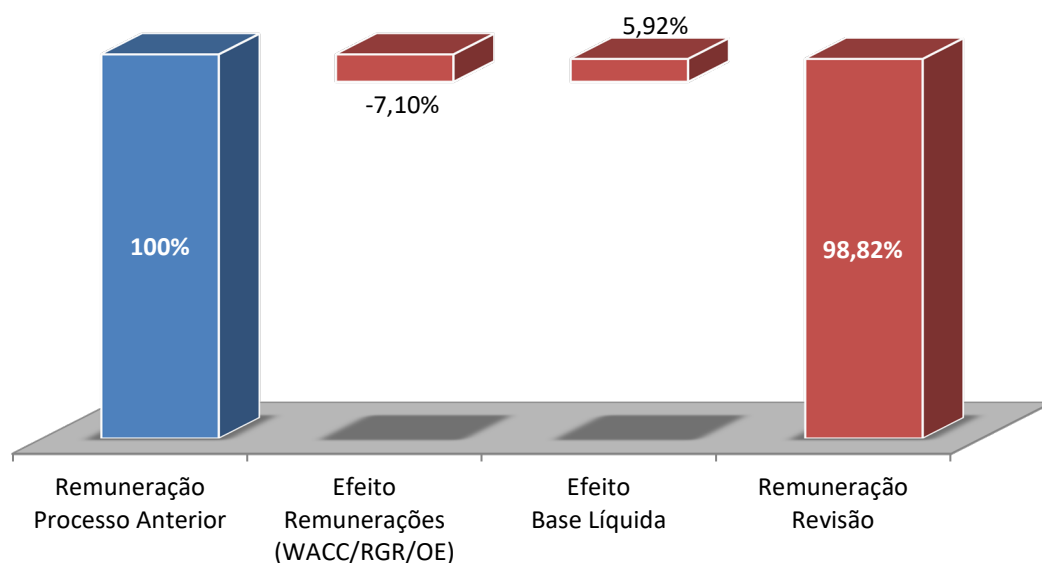


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre remuneração do capital.

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

42. A **quota de reintegração regulatória** variou **3,02%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **0,18%**. No caso específico da Enel CE, esse aumento decorre, especialmente, da nova taxa de depreciação dos ativos, de 4,10%, superior à considerada no ciclo anterior (de 3,98%). Em contrapartida, o efeito associado ao valor da nova Base de Remuneração Bruta atenuou o aumento. Apesar dos investimentos incrementais realizados pela empresa ao longo do ciclo, a redução se deve à diferença entre o índice de correção da Parcela B desde a última revisão (IGP-M), que sofreu forte variação nos últimos anos, e a correção dos ativos da base de remuneração, realizada pelo IPCA. O Gráfico seguinte demonstra ambos os efeitos.

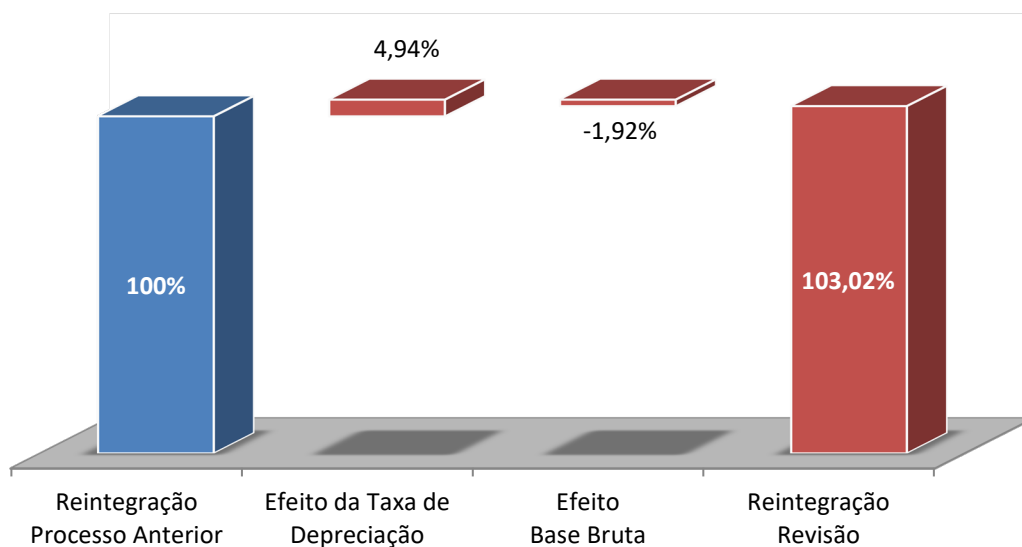


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

43. A cobertura para **Anuidades** variou **-5,43%**, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **-0,13%** no efeito médio. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

44. As **receitas irrecuperáveis** variaram **-0,59%** em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de **-0,01%** nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Enel CE e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.

45. Nesse tópico, destaco que a concessionária solicitou que a ANEEL revise as premissas adotadas para a projeção das bandeiras tarifárias a serem incorporadas nas receitas irrecuperáveis, considerando o valor esperado de bandeira tarifária mensal de R\$ 16,03/MWh.

46. Conforme os regulamentos vigentes, a previsão de receitas de bandeiras é baseada em dados do GSF e do PLD do último mês disponível no processo de Revisão Tarifária Periódica da empresa. Por outro lado, a concessionária solicita que a estimativa utilize a probabilidade de acionamento das bandeiras utilizada na metodologia de definição dos adicionais de bandeiras.

47. Destaco que o pleito é fundamentado em proposições para aperfeiçoamento da norma vigente, devendo ser direcionado no âmbito da discussão da metodologia ou dos parâmetros do cálculo de receita irrecuperáveis, não devendo ser acatado no processo ora em análise.

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

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

50. Os valores arrecadados de Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), são subtraídos da Parcela B, implicando impacto nas tarifas de **-0,35%**.

51. Conforme regulamento, as receitas de UD e ER decorrem de multas aplicadas a consumidores pela violação de limites de demanda contratada e por excedente de energia reativa, e são destinadas à modicidade tarifária, cujos valores, de acordo com Submódulo 2.1 do Proret, devem ser subtraídos da Parcela B, proporcionalizados de acordo com o ciclo tarifário da concessionária e corrigidos pela SELIC.

52. No entanto, com intuito de mitigar a pressão tarifária ocorrida no ano de 2021, a diretoria Colegiada decidiu antecipar a reversão dos respectivos recursos faturados, apurados desde a última revisão tarifária da concessionária (2019) até a competência mais recente, no reajuste da distribuidora naquele ano, sob forma de componente financeiro.

53. No processo tarifário ora em análise, o valor da antecipação de 2021 está sendo subtraído do valor do ciclo completo arrecadado, reduzindo a diferença da Parcela B da Enel CE para os 4 anos até a próxima da revisão tarifária. Entretanto, a Enel CE requer que o valor da antecipação de UD e ER de 2021, considerada como componente financeiro naquele processo tarifário, seja todo revertido na revisão tarifária de 2023 também como componente financeiro. Como consequência, pleiteia que todo o valor arrecadado desde a última revisão tarifária de UD e ER, não somente a diferença, seja diluído nos 4 anos até a próxima revisão tarifária, como componente econômico redutor da Parcela B.

54. A área técnica destaca que o procedimento adotado como forma de devolução dessa antecipação foi especificado na época da análise do reajuste tarifário anual de 2021 da distribuidora, conforme Nota Técnica nº 71/2021-SGT/ANEEL, de acordo com o trecho descrito a seguir:[...]

64. Ressalta-se que na próxima revisão tarifária da concessionária, momento em que ocorrerá a fiscalização desses valores, será feito o encontro de contas e o acerto entre os valores de UD e ER contabilizados no ciclo tarifário, na forma do Submódulo 2.1 do PRORET, e aqueles revertidos neste reajuste, garantido à concessionária o pagamento de um spread de 2,8% a.a. aplicado ao montante antecipado.

55. Cumpre ressaltar que, mesmo ciente do procedimento que seria adotado para reversão da antecipação dessa receita, a distribuidora não se manifestou, precluindo, portanto, qualquer questionamento a respeito do tema.

56. Oportuno ressaltar que os valores revertidos em 2021 disponíveis no caixa da distribuidora não integram sua receita, uma vez que são destinados, conforme regulamento, à modicidade tarifária. Houve, na época, uma antecipação de devolução desses recursos, os quais já

seriam revertidos aos consumidores em data futura e que, por questões contratuais, ela somente é obrigada a reverter às tarifas a cada ciclo tarifário (no caso específico da Enel CE, a cada 4 anos) e proporcionalizado no quadriênio subsequente.

57. Ressalto, por fim, que mesmo procedimento tem sido aplicado às últimas revisões tarifárias já deliberadas por esta Diretoria Colegiada.

Componentes Financeiros

58. A Tabela 4 resume os componentes financeiros incluídos nesta revisão da Enel CE.

Tabela 4. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	20.292.460	0,28%
CVA em processamento -Transporte	74.064.456	1,02%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(193.614.207)	-2,67%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	51.872.804	0,71%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	25.852.574	0,36%
Sobrecontratação/exposição de energia	78.038.245	1,07%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	(77.895.803)	-1,07%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.112.995	0,03%
Previsão de Risco Hidrológico	175.979.089	2,42%
Reversão do Risco Hidrológico	(136.127.487)	-1,87%
Conselho de Consumidores	(446.781)	-0,01%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)	(3.858.828)	-0,05%
Neutralidade Encargo CDE Covid	5.505.485	0,08%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(8.884.396)	-0,12%
Arrecadação de encargo CDE Covid (Ofício Circular 20/2021)	(3.526.180)	-0,05%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(419.350.924)	-5,77%
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Bônus de redução voluntária	(3.991.210)	-0,05%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica	(10.697.724)	-0,15%
Reversão do financeiro de Bandeira de Escassez Hídrica (2022)	169.424.933	2,33%
Spread sobre antecipação de UDER (2,8% a.a.)	2.871.804	0,04%
Financeiro diferença Tarifa TUSDg (UFV Sol do Futuro 1, 2 e 3)	4.395.459	0,06%
ICMS não compesando na compra de energia	17.365.442	0,24%
Total	(230.617.793)	-3,17%

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

59. Os **componentes financeiros** apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-3,17%** na atual revisão da Enel CE.

60. Destacam-se, com efeito de aumento, a reversão da Bandeira Escassez Hídrica, valor utilizado no processo tarifário passado para amenizar os efeitos tarifários decorrente da pandemia da Covid-19; e o item associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de

curto prazo, com impacto de 1,07%, o que decorre, em grande medida, ao rápido aumento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

61. Quanto os financeiros negativos, destacam-se: i) os CVA Encargos; ii) os créditos de PIS/COFINS; e iii) Neutralidade dos créditos de PIS/COFINS.

62. O efeito da CVA encargos, de -2,67%, decorre, principalmente, do efeito da CVA ESS/ERR, que, em razão da alocação de receitas de bandeiras tarifárias sofre uma redução de 3,02%.

63. Os créditos de PIS/COFINS, relativos às ações judiciais que questionam a incidência sobre ICMS ainda será matéria de regulamentação específica pela ANEEL, estando o tema submetido à **Consulta Pública nº 05/2021**. No entanto, com a vigência da **Lei nº 14.385/2022**, que disciplina devolução aos consumidores de energia elétrica, dos valores relacionados as ações judiciais que versam sobre a **retirada do ICMS da base do PIS/COFINS**, foram estabelecidos critérios para devolução da integralidade dos valores requeridos a Receita Federal (RFB) até o processo tarifário subsequente.

64. No caso específico da Enel CE, a ação imposta está habilitada com trânsito em julgado; portanto, considerando o valor dos créditos já obtidos junto à Receita Federal até fevereiro de 2023, no montante de R\$ 1,08 bilhão, assim como o aproveitamento mensal projetado pela distribuidora para os próximos 12 meses, de R\$ 294,8 milhões, e as deduções das parcelas antecipadas nos processos tarifários de 2021 e 2022, de R\$ 956,4 milhões, foi incluído neste processo um componente financeiro no valor atualizado de **R\$ 419,3 milhões**, reduzindo o efeito ao consumidor em **5,77%**.

65. Já a **Neutralidade dos créditos de PIS/COFINS**, no valor aproximado de R\$ 90,7 milhões (efeito de -1,07%), resulta do fato de que os créditos de PIS/COFINS, incluídos nas tarifas dos consumidores na Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) com início de vigência a partir de 13 de julho de 2022, não terem permanecido nas tarifas por 12 meses. Além disso, a SGT informou que, visando capturar todo o efeito da RTE no período tarifário, foi aplicado um *pro rata die* de 21 dias (referente ao período entre 1º e 21 de abril de 2023) no mês de inicial do cálculo. O anexo I da NT nº 67/2023-SGT/ANEEL, de 12 de abril de 2023, contém mais detalhes a respeito desse ajuste.

66. É importante ressaltar que, em outros componentes tarifários, como no cálculo da receita verificada, tanto o mês inicial como o final do período de referência, são considerados meses completos, sem qualquer ajuste de dias entre a tarifa nova e a antiga.

67. Todavia, conforme demonstrado pela distribuidora, quando há duas tarifas vigentes no mesmo período de referência, ocorre um deslocamento de vigência das tarifas para além e para além do que deveriam.

68. No caso ora em análise, a vigência das tarifas da RTE poderia ser reduzida em 21 dias, caso não fosse aplicado o ajuste. Desse modo, o pedido da distribuidora foi acatado de forma a considerar um *pro rata die* referente aos 21 dias de abril de 2023, em que não esteve vigente naquele período a tarifa da RTE.

69. Opino que essa metodologia seja contemplada a partir dos próximos processos tarifários, quando cabível, independentemente do efeito tarifário resultante, com vistas a promover tratamento isonômico entre os concessionários.

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

70. 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.

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

72. 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 **0,739%**.

73. O **Componente T** tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios, quando a análise de custos operacionais eficientes indicar a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da Enel CE é de **1,439%**.

74. 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 **-0,296%**. 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.

75. Assim, o valor do **Fator X** a ser considerado nos reajustes da Enel CE, até a próxima revisão tarifária, será de **2,178%**, acrescido do **Componente Q** que deve ser atualizado em cada processo de reajuste.

76. Destaco que o detalhamento da metodologia de cálculo de cada um dos componentes do Fator X está apresentado na Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

Composição da Receita da Distribuidora

77. De forma agregada, para resumir, a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora é mostrado no Gráfico 6.

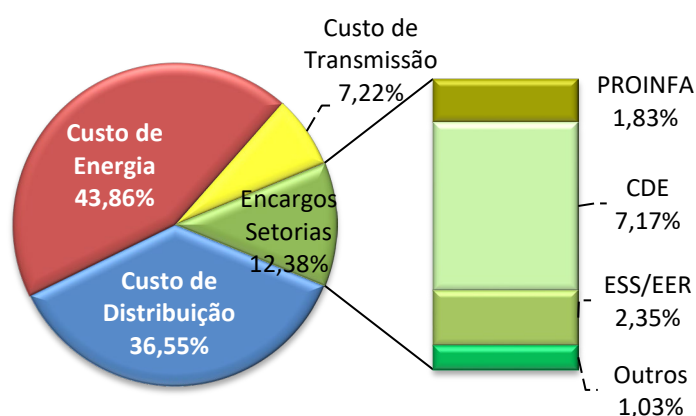


Gráfico 6. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

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

78. A Tabela 5 ilustra a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 5. Comparação da Proposta da CP 04/2023 e o resultado da revisão.

Descrição	CP 04/2023 Participação na Revisão	Final Participação na Revisão	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	6,13%	2,93%	-3,20%
Encargos Setoriais	2,73%	-0,14%	-2,87%
Custos de Transmissão	1,20%	1,23%	0,03%
Custo de Aquisição de Energia	2,20%	1,84%	-0,37%
PARCELA B	-1,91%	-0,21%	1,70%
Reposicionamento Tarifário	4,22%	2,71%	-1,50%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-5,41%	-3,17%	2,23%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Proce	3,47%	3,52%	0,05%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	2,28%	3,06%	0,78%

Fonte: Nota Técnica nº 67/2023-SGT/ANEEL.

79. Em relação aos encargos setoriais houve uma redução de 2,87%, isso ocorreu devido à reclassificação, como componente econômico, da cota de CDE Eletrobras de 2022, que na fase de CP foi considerada como um financeiro.

80. Os custos com aquisição de energia, com uma variação de -0,37%, essa redução é justificada pelo novo custo do contrato bilateral informado pela SRM¹².

81. Quanto à Parcela B, a variação de **1,70%**, decorreu, principalmente, pelo incremento econômico referente ao ajuste de mercado associado ao SCEE, com impacto de 0,80%, como ainda pelo aumento da taxa de depreciação e do custo de capital (WACC), pela variação do IPCA e pela redução de mercado verificado, quando comparados ao projetado na fase de Consulta Pública.

82. Por fim, entre os componentes financeiros, destaca-se o efeito da reclassificação do montante da cota de 2022 da CDE Modicidade Eletrobras para componente econômico (responsável pela variação de 2,59%). Em contrapartida, os montantes finais referente ao ressarcimento de créditos de PIS/COFINS foram responsáveis pela variação do efeito em -1,26%.

Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

83. 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 PRODIST¹³.

¹² Memorando nº 038/2023-SRM/ANEEL, SicNet nº 48580.000613/2023-00.

¹³ "Limites dos indicadores de continuidade do serviço

84. 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 2027, a redução média anual é 1,64% no DEC e de 3,41% no FEC

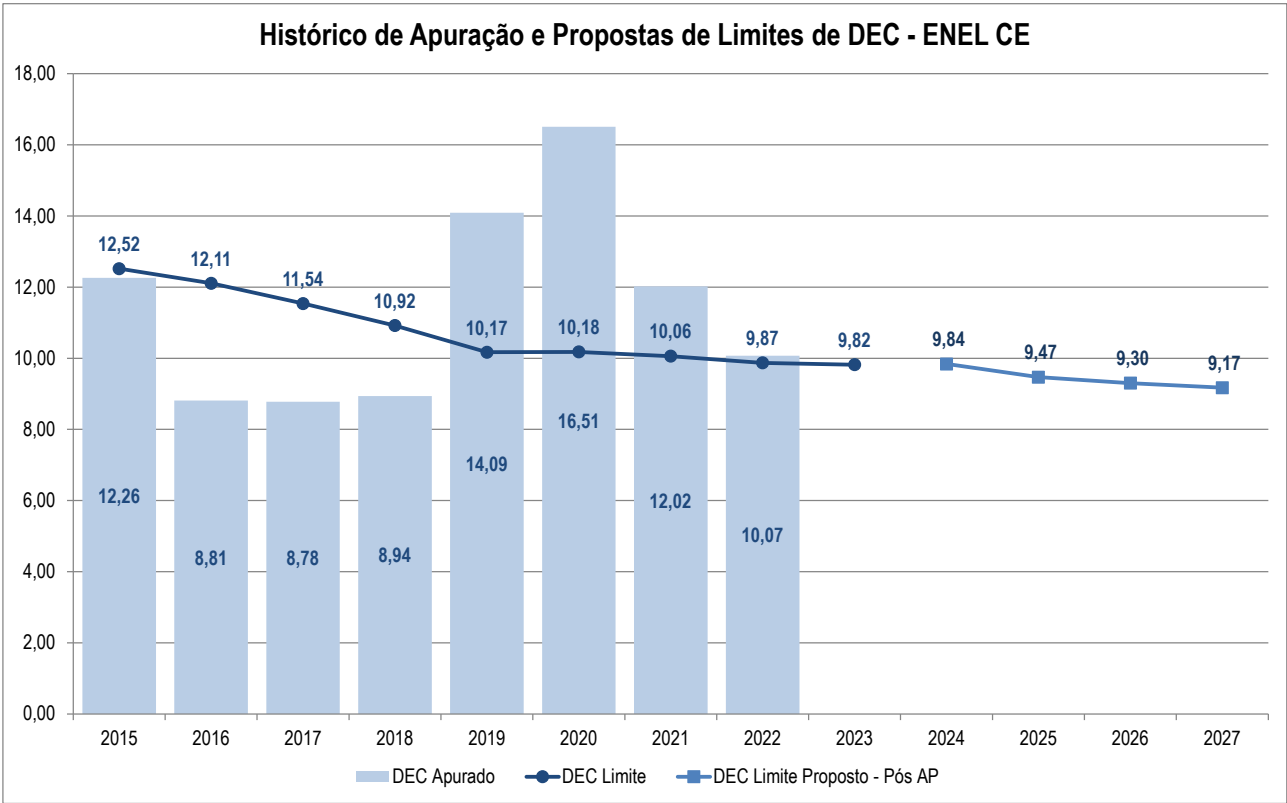


Gráfico 7. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da Enel CE.
Fonte: Nota Técnica nº 36/2023-SRD/ANEEL.

209. Para o estabelecimento dos limites anuais dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, 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.
210. No estabelecimento dos limites anuais de DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras deve ser 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 semelhantes; e
 - d) análise dos resultados e eventuais ajustes por parte da ANEEL, para a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.”

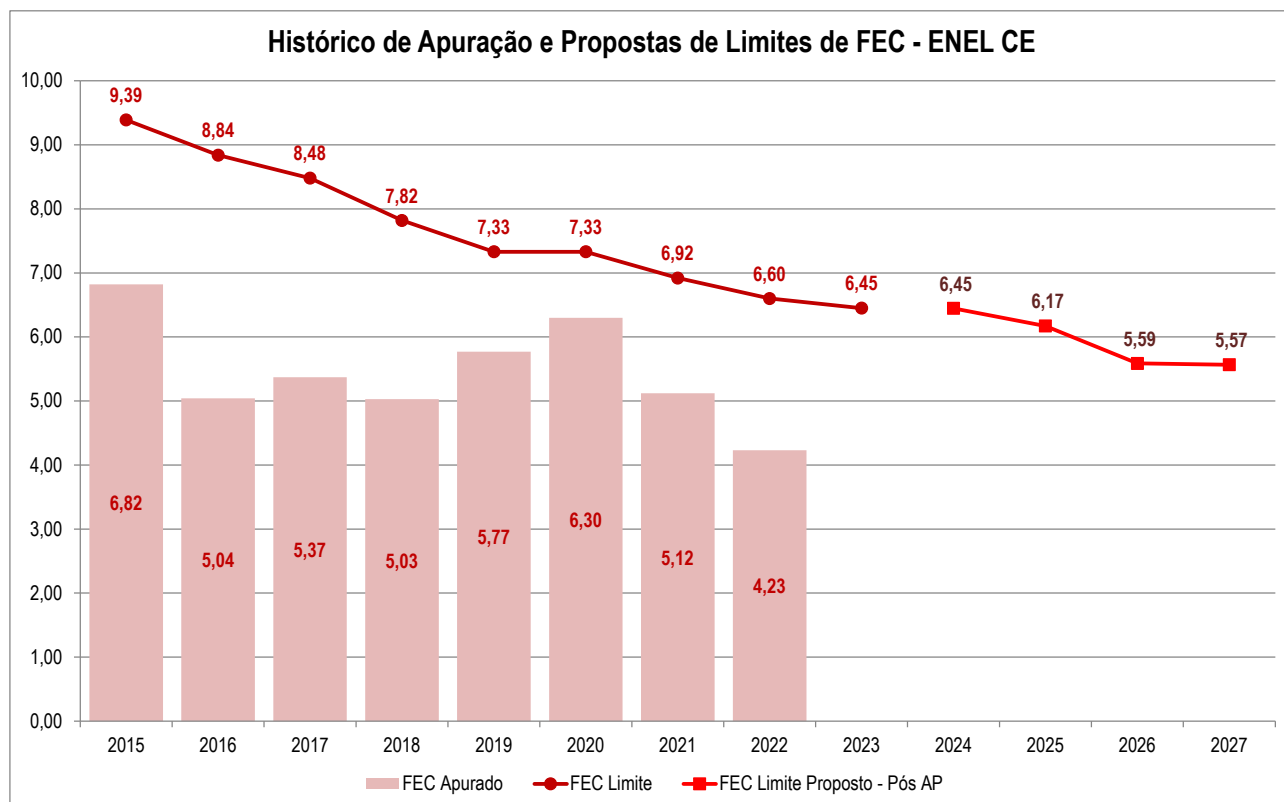


Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da Enel CE.

Fonte: Nota Técnica nº 36/2023-SRD/ANEEL.

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

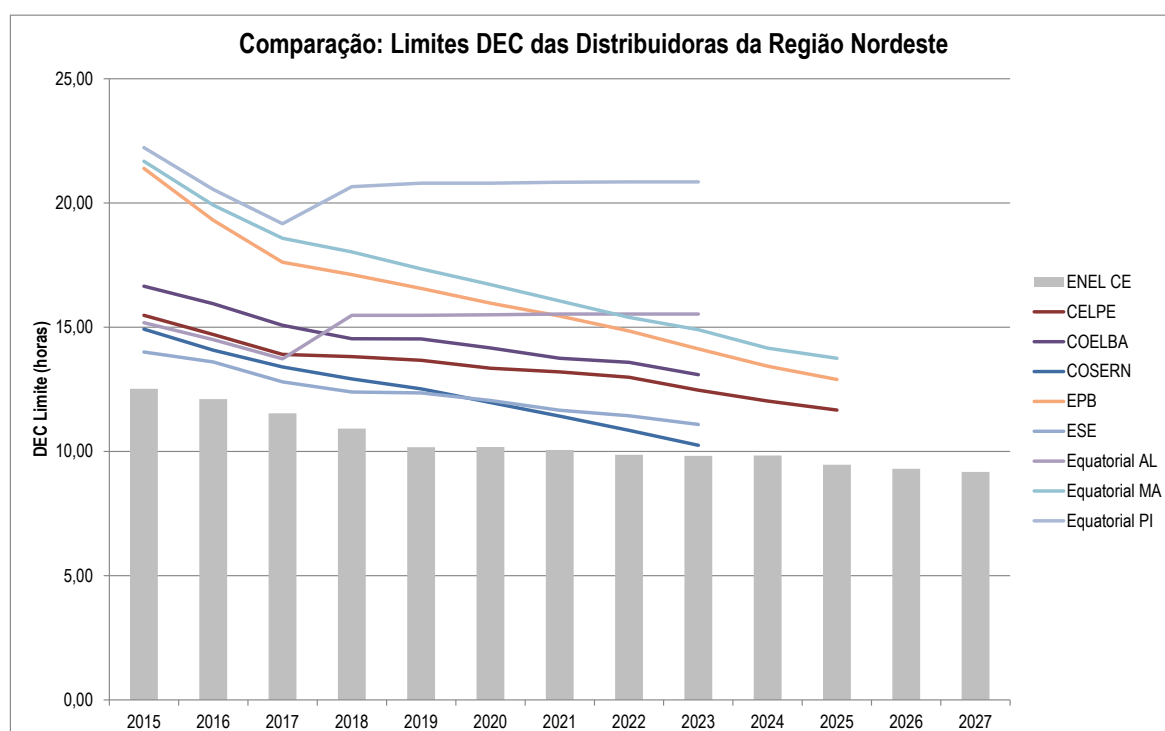


Gráfico 9. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 36/2023-SRD/ANEEL.

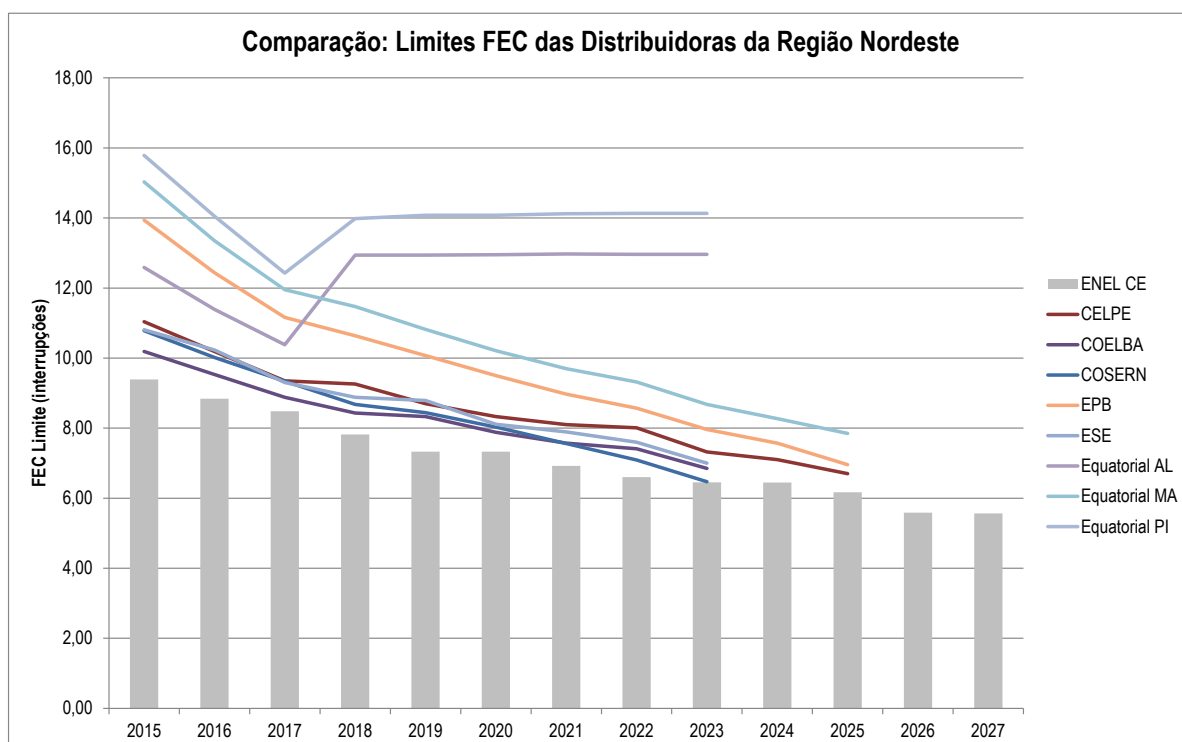


Gráfico 10. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 36/2023-SRD/ANEEL.

86. A violação aos limites dos indicadores individuais (**DIC, FIC, DMIC e DICRI**) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 6 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela Enel CE entre 2020 e 2022:

Tabela 6. Compensações efetuadas pela Enel CE

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2020	5.218.289	25.188.158,57
2021	4.906.971	22.205.350,72
2022	992.489	27.845.382,62

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

Articulações da relatoria no âmbito da Consulta Pública 04/2023

87. Considerando a observável piora nos indicadores de qualidade entre 2019-2021, conforme destacado no relatório deste Voto, realizei diversas reuniões ao longo da instrução desta Revisão Tarifária Periódica, com o objetivo de ouvir as partes envolvidas não só com o processo tarifário em si, mas também em relação à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica por parte da Enel CE.

88. Nesse sentido, em fevereiro de 2023, acompanhei o Diretor-Geral Sandoval Feitosa e representantes das áreas da SFE, SRD e SMA, em reunião realizada com a senadora Augusta Brito (PT-CE) e o deputado Fernando Santana (PT-CE). Naquela ocasião, os parlamentares falaram sobre a deterioração na prestação do serviço da Enel CE a partir de 2019 e da insatisfação atual dos consumidores cearenses. Apresentaram as dificuldades que a população do Ceará tem enfrentado com a distribuidora, indicaram a elevação do número de reclamações acerca dos serviços prestados, aumento da frequência e duração das interrupções do fornecimento de energia elétrica por parte da concessionária, entre outras preocupações.

89. Dando continuidade a esse trabalho, estive presencialmente, acompanhada da equipe técnica da ANEEL, na sede do Conselho dos Consumidores de Energia Elétrica do Ceará (CONERGE), em Fortaleza, para entender as principais preocupações e necessidades dos consumidores, na visão deste Conselho. Foram apontados aspectos relacionados à insatisfação dos consumidores com o serviço prestado pela distribuidora, especialmente os atrasos na conclusão das novas ligações e os fechamentos de lojas de atendimento presencial em regiões importantes, como o Posto de Atendimento do Conjunto Ceará, que ocorreu após o período da pandemia da Covid-19, sem justificativa motivada por estudos, conforme solicitou o Conselho.

90. Na reunião que realizei presencialmente na sede da Agência Reguladora do Estado do Ceará (ARCE), também acompanhada dos servidores desta Agência, a ARCE ratificou a piora na prestação dos serviços pela Enel CE a partir de 2019 e ressaltou a importância da atuação da fiscalização com vistas a garantir a qualidade dos serviços prestados. Gostaria de destacar a importância do convênio da ANEEL firmado com a ARCE, o que nos permite estar em constante melhoria no processo de monitoramento e fiscalização da Enel CE, especialmente em face do acompanhamento relacionado às questões locais realizado pela Agência Estadual.

91. Durante a Audiência Pública nº 4/2023, realizada em 2 de março de 2023 em Fortaleza recebemos diversas contribuições, incluindo depoimentos de apreço à atuação da ENEL CE, em especial pelos projetos e ações nas áreas de tecnologia da informação, mídias digitais, sustentabilidade, eficiência energética e socioeducativos. Cito aqui alguns projetos mencionados pelos expositores no âmbito da AP nº 04/2023, os quais têm a participação da Enel CE: (i) o projeto apresentado pelo expositor Sr. Paulo Medeiros, “O Pequeno Nazareno”, que realiza ações voltadas para crianças e adolescentes em situação de rua e famílias de baixa renda; (ii) o projeto “Proativa”, apresentado pela Sra. Carol Teles, o qual fomenta ações relacionadas a projetos de lazer e esporte nas comunidades cearenses; e (iii) a ferramenta “Conta Contigo”, exposta pela Sra. Joana Cantidio

Mota Clemente, que faz parte do Instituto Primeira Infância (IPREDE), que promove projetos sociais voltados para crianças e mulheres das comunidades cearenses. Tal ferramenta permite coletar doações para instituições e projetos, via pagamento da fatura de energia elétrica.

92. Reforço ainda que as contribuições técnicas relacionadas ao cálculo tarifário recebidas não só na Audiência Pública, bem como ao longo da Consulta Pública, foram devidamente avaliadas pela equipe técnica da SGT e estão consolidadas no Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 04/2023.

93. Faço apenas uma ressalva quanto ao aumento tarifário da classe dos consumidores rurais, ponto abordado tanto pelos parlamentares quanto pelo CONERGE. Destaco que o desconto concedido aos consumidores rurais foi estabelecido por meio do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Entretanto, o normativo estabeleceu que a partir de 1º de janeiro de 2019, os descontos previstos para essa classe seriam reduzidos à razão de 20% ao ano sobre o valor inicial, até que a alíquota fosse zero, o que ocorreu este ano.

94. Em face do exposto, entendo oportuno esclarecer que a ANEEL, no âmbito de suas atribuições, monitora e fiscaliza periodicamente as concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, a partir da mensuração de indicadores de qualidade e de eficiência na prestação do serviço, além de fixar metas regulatórias que incentivam a busca da melhoria contínua pelas concessionárias.

95. Especificamente com relação à prestação do serviço pela Enel CE, é notório que os indicadores de qualidade, representados pelos indicadores de duração e frequência das interrupções do fornecimento de energia, DEC e FEC, pioraram consideravelmente a partir de 2019, conforme indicado nos Gráficos 7 e 8 deste Voto.

96. A queda desses indicadores, junto ao aumento do número de reclamações registradas pelos consumidores, refletido na piora de outros indicadores monitorados pela ANEEL, levou a Agência a intensificar suas ações de fiscalização na distribuidora, seja diretamente pela ANEEL ou por meio do convênio com a ARCE. Desde 2018, foram realizadas 21 (vinte e uma) ações de fiscalização já concluídas, em que foram firmados 12 (doze) Planos de Resultados entre a ANEEL/ARCE e a distribuidora, e 9 (nove) processos punitivos instruídos, os quais resultaram em aproximadamente R\$ 47 milhões em penalidade de multa, além das compensações individuais que constam na Tabela 6.

97. Recordo que o Plano de Resultados é um instrumento de fiscalização utilizado pela ANEEL, em que se firma um compromisso com o agente fiscalizado para melhoria da qualidade do serviço prestado por meio do cumprimento de metas em um prazo determinado.

98. Ademais, atualmente encontram-se em andamento pela ANEEL/ARCE cinco ações de fiscalização quanto aos serviços prestados pela Enel CE, que inclusive estão relacionados aos principais temas apontados pelas instituições ouvidas, o que reforça a preocupação da Agência com as questões relacionadas à prestação dos serviços prestados, são elas:

- a) Quatro Planos de Resultados firmados com a concessionária, para o período de outubro de 2022 e setembro de 2023, para os temas: (i) Atendimento; (ii) Faturamento; (iii) Ligação com obra; e (iv) Continuidade do fornecimento;
- b) Um processo punitivo já iniciado relacionado ao tema Ligações com necessidade de obra.

99. Quanto ao fechamento do posto de atendimento presencial do Conjunto Ceará, conforme mencionado, o Conselho demonstrou preocupação com a desativação dessa loja física para atendimento aos consumidores locais. Isso porque o Conjunto Ceará é um dos bairros mais populosos e carentes da cidade de Fortaleza e o fechamento deste posto de atendimento presencial, em sua avaliação, causou impactos significativos nos serviços prestados pela Enel Ceará à população local.

100. Mesmo diante da solicitação, tanto por parte do CONERGE (reiteradas vezes) quanto por determinação da SMA, da realização e envio de estudo por parte da Enel CE que contenha a motivação da decisão da distribuidora na desativação da loja, a distribuidora limita-se a responder que está atendendo ao regulamento, que estabelece a obrigação de apenas 1 (um) ponto de atendimento presencial por município, sem apresentar nenhum estudo motivado, além de argumentar que ampliou os canais virtuais de atendimento já existentes.

101. Em face das articulações que realizei ao longo deste processo tarifário, me chamou atenção a insatisfação dos consumidores com os serviços prestados pela distribuidora, de forma que entendo relevante avaliarmos se as alternativas apresentadas pela distribuidora são realmente adequadas e suficientes para atender às necessidades dos consumidores desse Conjunto.

102. Diante disso, encaminho determinação para que a Enel CE apresente estudo detalhado que justifique o fechamento dos postos de atendimento presencial do Conjunto Ceará e

do Conjunto Residencial Prefeito José Walter. Esse estudo deve considerar os impactos do fechamento dos postos nas condições de atendimento dos consumidores locais, bem como as possíveis alternativas de atendimento disponíveis em cada região, devendo contemplar os seguintes itens:

- Perfil dos consumidores dos bairros do Conjunto Ceará e do Conjunto Residencial Prefeito José Walter: o estudo deve considerar o perfil socioeconômico dos consumidores de cada Conjunto, com informações sobre sua renda, escolaridade, acesso aos serviços de telefonia e internet e necessidades específicas de atendimento;
- Quantidade de demandas mensais recebidas no posto antes do fechamento: o estudo deve apresentar a quantidade de reclamações, pedidos de informações e solicitações de serviços recebidas no posto de atendimento presencial em cada Conjunto nos 2 (dois) anos anteriores ao seu fechamento, com informações sobre os tipos de problemas enfrentados pelos consumidores;
- Tempo Médio de Espera de atendimento nos Postos de cada Conjunto nos últimos 2 (dois) anos anteriores ao seu fechamento;
- Quantidade de demandas mensais recebidas por outros canais após o fechamento: apresentar, de forma discriminada por canal, a quantidade de reclamações, pedidos de informações e solicitações de serviços recebidas por outros canais de consumidores residentes nos Conjuntos nos 2 (dois) anos após o fechamento, com informações sobre os tipos de problemas enfrentados pelos consumidores;
- Discriminar, por tipo de serviço comercial, conforme anexo IV da REN 1000/2021, a quantidade de serviços realizados nas unidades consumidores localizadas no Conjunto Ceará e no Conjunto Residencial Prefeito José Walter, o prazo médio e a compensação paga aos consumidores em caso de descumprimento dos prazos;
- Distância média do Posto de atendimento presencial mais próximo do Conjunto Ceará e do Conjunto Residencial Prefeito José Walter, bem como as formas possíveis de deslocamento;
- Histórico dos últimos 4 (quatro) anos do DEC e FEC dos conjuntos elétricos que atendem os Bairros;

- Alternativas de atendimento disponíveis na região de cada Conjunto: o estudo deve avaliar a qualidade e a adequação das alternativas de atendimento disponíveis na região, como as lojas de atendimento presencial da Enel CE, o teleatendimento, o WhatsApp, o aplicativo, a unidade móvel de atendimento e o site; e
- Apresentar histórico de presença no bairro e atendimento mensal das “Unidades Móveis de Atendimento” no Conjunto Ceará e no Conjunto Residencial Prefeito José Walter nos últimos 2 (dois) anos.

103. Por fim, reforço a importância da continuidade das ações de fiscalização realizadas pela ANEEL, em parceria com a ARCE, e do acompanhamento rigoroso do cumprimento dos Planos de Resultados firmados com a distribuidora, com as devidas penalidades cabíveis caso ocorra o descumprimento das metas firmadas.

III – DIREITO

104. 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) Módulos 7 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist; e
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 1/1998.

IV – DISPOSITIVO

105. Diante do exposto e do que consta nos processos nº 48500.006882/2022-26 e nº 48500.008251/2022-41, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição Ceará (Enel CE), na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da quinta Revisão Tarifária Periódica da Enel CE, a vigorar a partir de 22 de abril de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **3,06%**, sendo de **-3,77%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **5,51%**, 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 CE, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** os componentes T e Pd do Fator X em 1,439% e 0,739%, 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 CE;
- h) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2024 a 2026, conforme tabela abaixo;

	2024	2025	2026
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	9,2222%	9,2222%	9,2222%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	9,9900%	9,9900%	9,9900%

- i) **determinar** que a Enel CE apresente, para avaliação da Superintendência de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública (SMA) e da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), estudos que motivaram o fechamento dos postos de atendimento presencial do Conjunto Ceará e do Conjunto Residencial Prefeito José Walter, em até 45 (quarenta e cinco) dias contados desta decisão, seguindo critérios elencados no §102 deste Voto; e
- j) **determinar** que a Superintendência de Mediação Administrativa, Ouvidoria Setorial e Participação Pública (SMA) avalie, no prazo de até 45 (quarenta e cinco) dias, o pleito do Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Estado do Ceará (CONERGE) quanto à devolução de recursos não utilizados pelo Conselho nos anos anteriores em função da Pandemia da Covid-19.

Brasília, 18 de abril de 2023.

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA
Diretora