

VOTO

PROCESSOS: 48500.006890/2022-72 e 48500.009162/2022-12 (DEC e FEC)

INTERESSADO: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Neoenergia Coelba

RELATOR: Diretor Ricardo Lavorato Tili

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

ASSUNTO Resultado Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, a vigorar a partir de 22/04/2023, e definir os 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 2024 a 2028, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 02/2023 e Audiência Pública nº 02/2023.

I. RELATÓRIO

O Contrato de Concessão de Distribuição nº 10/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da **Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Neoenergia Coelba**, estabelece 22 de abril 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 24 de janeiro de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 02/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 25 de janeiro de 2023 a 10 de março de 2023, com realização de Audiência Pública em 9 de março de 2023.

4. Com o fechamento da CP nº 02/2023, a SRD consolidou a apuração das perdas na distribuição¹ e recomendou² os valores finais dos limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028.

5. Com objetivo de uniformizar o cálculo da Parcela B, considerando o reflexo da entrada das unidades consumidoras com Micro e Minigeração Distribuída – MMGD do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE na receita da distribuidora, em 23 de março de 2023, a SGT

¹ SIC 48554.000872/2023-00 - Nota Técnica nº 035/2023-SRD/ANEEL

² SIC 48554.000768/2023-00 - Memorando nº 093/2023-SRD/ANEEL

encaminhou³ orientação a Neoenergia Coelba a respeito do cálculo da perda de receita estimada no período de referência.

6. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), por sua vez, consolidou⁴ os valores necessários para a composição da Base de Remuneração, em 6 de abril de 2023.

7. Em 14 de abril de 2023, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à Neoenergia Coelba e ao seu conselho de consumidores⁵.

8. Em 14 de abril de 2023, a SGT emitiu o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 02/2023.⁶

9. Em consulta ao Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, foi verificado que a Neoenergia Coelba se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais⁷, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

10. A SGT, mediante Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL, de 14 de abril de 2023, consolidou o resultado da revisão tarifária Periódica da Neoenergia Coelba⁸.

11. É o relatório.

II. FUNDAMENTAÇÃO

Revisão Tarifária Periódica

12. A revisão das tarifas da Neoenergia Coelba, segundo a proposta encaminhada pela SGT, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 8,18%, sendo de 6,91%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 8,66%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

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

Tabela 1. Efeito médio para consumidor

³ SIC 48581.000489/2023-00 - Ofício Circular nº 06/2023-SGT/ANEEL

⁴ SIC 48536.001208/2023-00 - Memorando nº 72/2023-SFF/ANEEL

⁵ SIC 48581.000845/2023-00.

⁶ SIC 48581.000606/2023-00 - Nota Técnica nº 66/2022-SGT/ANEEL

⁷ SIC 48581.000846/2023-00.

⁸ SIC 48581.000835/2023-00.

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	6,91%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	8,66%
Efeito Médio AT+BT	8,18%

Fonte: Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL.

14. O efeito médio de 8,18% decorre: a) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 5,37%; b) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de -0,12%; 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 2,93%.

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

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

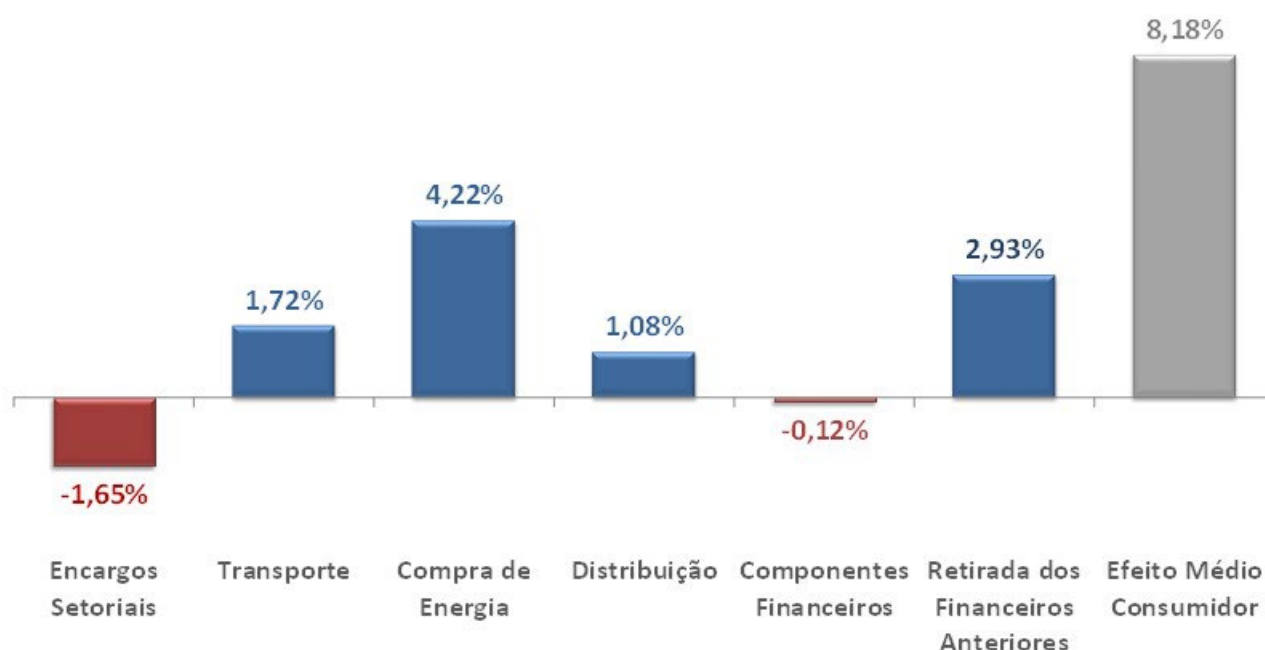


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL

17. 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.

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

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da Neoenergia Coelba

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	7.030.795.846	7.562.003.295	7,6%	4,29%	57,9%
Encargos Setoriais	1.494.127.590	1.289.798.069	-13,7%	-1,65%	9,9%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	20.219.112	22.709.680	12,3%	0,02%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	606.339.171	667.871.794	10,1%	0,50%	5,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	97.735.412	96.885.611	0,0%	-0,01%	0,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	102.385.734	101.863.583	-0,5%	0,00%	0,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás		(342.480.899)	0,0%	-2,76%	-2,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		3.966.454	0,0%	0,03%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		63.333.382	0,0%	0,51%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		40.956.550	0,0%	0,33%	0,3%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	286.912.690	283.677.177	-1,1%	-0,03%	2,2%
PROINFA	269.049.672	228.099.035	-15,2%	-0,33%	1,7%
P&D, Efic. Energ e Ressarc. ICMS Sist Isol.	111.090.924	122.475.611	10,2%	0,09%	0,9%
ONS	394.875	440.091	11,5%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	1.029.411.089	1.242.736.150	20,7%	1,72%	9,5%
Rede Básica	753.067.241	942.162.608	25,1%	1,53%	7,2%
Rede Básica Fronteira	182.327.149	203.745.731	11,7%	0,17%	1,6%
Rede Básica ONS (A2)	1.090.622	500.725	-54,1%	0,00%	0,0%
Rede Básica Export (A2)	2.751.214	-	-100,0%	-0,02%	0,0%
Conexão	78.996.962	83.563.165	5,8%	0,04%	0,6%
Uso do sistema de distribuição	11.177.900	12.763.921	14,2%	0,01%	0,1%
Custos de Aquisição de Energia	4.507.257.167	5.029.469.076	11,6%	4,22%	38,5%
PARCELA B	5.355.988.368	5.490.252.017	2,5%	1,08%	42,1%
Custos Operacionais	2.237.669.634	2.209.180.869	-1,3%	-0,23%	16,9%
Anuidades	363.838.305	331.294.574	-8,9%	-0,26%	2,5%
Remuneração	1.728.147.820	1.852.397.058	7,2%	1,00%	14,2%
Depreciação	897.716.736	922.103.570	2,7%	0,20%	7,1%
Receitas Irrecuperáveis	236.003.315	191.646.630	-18,8%	-0,36%	1,5%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(107.387.443)	(100.854.973)	-6,1%	0,05%	-0,8%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	84.378.476	0,0%	0,68%	0,6%
Reposicionamento Tarifário	12.386.784.214	13.052.255.312		5,37%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(14.943.556)		-0,12%	
CVA em processamento - Energia		(246.710.854)		-1,95%	
CVA em processamento - Transporte		198.168.223		1,57%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(472.538.989)		-3,74%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		44.989.916		0,36%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(17.055.044)		-0,13%	
Sobrecontratação/exposição de energia		374.397.437		2,96%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		1.832.304		0,01%	
Previsão de Risco Hidrológico		262.672.706		2,08%	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg		128.427		0,00%	
Ajuste CUSD		1.682.170		0,01%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(261.123)		0,00%	
Conselho de Consumidores		(219.603)		0,00%	
Reversão do Risco Hidrológico		(239.986.847)		-1,90%	
Modicidade Tarifária (RENS 414/2010 e 376/2009)		(1.067.670)		-0,01%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		(35.187.699)		-0,28%	
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021		(12.506.150)		-0,10%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circula		(3.679.197)		-0,03%	
Reversão do Financeiro Bandeira Escassez Hídrica - Energia		22.583.203		0,18%	
Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER		540.590.757		4,28%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(447.218.638)		-3,54%	
Spread de antecipação de receitas de UDER RTAs de 2021 e 2022		14.443.116		0,11%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				2,93%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				8,18%	

Fonte: Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL.

19. O reposicionamento econômico de 5,37% é derivado das variações de custos da Parcela A e da Parcela B.

20. A Parcela A compreende os custos considerados não-gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. A Parcela A representa 57,9% dos custos da concessionária, cuja variação identificada foi de 7,6%, representando um impacto tarifário 4,29%.

21. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de -1,65%. Destaca-se o efeito associado à CDE Modicidade Eletrobrás, que amenizou o efeito da revisão em -2,76%⁹. Em contrapartida, o início do recolhimento da CDE Conta Escassez Hídrica impactou o efeito 0,54% e o início do recolhimento da CDE Geração Distribuída, destinada à custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE ingressantes após 6 de janeiro de 2023, impactou o efeito em 0,33%.

22. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,72%. Destaca-se o reflexo das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e das novas Receitas Anuais Permitidas – RAP das transmissoras, estabelecidas respectivamente pelas REH 3.066/2022 e pela REH 3.067/2022.

23. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Neoenergia Coelba levaram a uma variação no efeito médio de 4,22%. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, que impactaram a revisão em 2,21%.

24. 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 10,9681% em relação à energia injetada.

25. Nesse ponto, observe-se que está sendo considerada realização de ajuste na base de aplicação de perdas técnicas, a fim de compensar a diferença entre a energia associada ao mercado medido de Micro e Minigeração Distribuída – MMGD, usado pela Superintendência de Regulação de Serviços de Distribuição - SRD - na definição do percentual de perdas técnicas mencionado no parágrafo anterior, e a energia associada ao mercado faturado, usado como referência nos cálculos realizados pela Superintendência de Gestão Tarifária. O ajuste em questão, adotado a partir dos processos tarifários deliberados na 10ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, ocorrida em 04 de abril de 2023, é necessário para reestabelecer coerência de referência para aplicação do percentual de perdas indicado pela SRD (mercado medido).

26. 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

⁹ É oportuno esclarecer que o impacto associado a esse item ficou mais negativo em relação àquele considerado em fase de consulta pública. Isso ocorreu em função da alteração de classificação do valor associado à cota de 2022, na fase de CP como componente financeiro, para componente econômico. A SGT optou por essa alteração com vistas a simplificar o cálculo do ajuste de mercado e de diferenças de repasses, a ser realizado em 2024, previsto no Proret 4.4.

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.

27. 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.

28. No caso da Neoenergia Coelba, a aplicação da metodologia de Proret 2.6, foi estabelecido o percentual regulatório de 12,8540%, sobre o mercado de baixa tensão medido, para o ano de 2023, o que equivale a 9,8649% sobre o mercado de baixa tensão faturado, sem trajetória ao longo do ciclo, de forma que até o ano de 2027 esses percentuais são mantidos.

29. 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 42,1% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de 2,5%, o que representa um impacto tarifário de 1,08%.

30. 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.

31. Os **custos operacionais** variaram em -1,3% contribuindo para uma redução tarifária de -0,23%, a aplicação da metodologia indicou redução dos custos regulatórios ao longo do ciclo em função da aplicação da regra de compartilhamento de eficiência com os consumidores.

32. 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.

33. A **remuneração do capital** sofreu variação de 7,2% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 1,00%. A variação positiva deve-se ao aumento da Base de Remuneração Líquida. Por outro lado, a redução da taxa de remuneração

regulatória (WACC), em relação àquela considerada no último processo de revisão tarifária, atenuou esse aumento. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

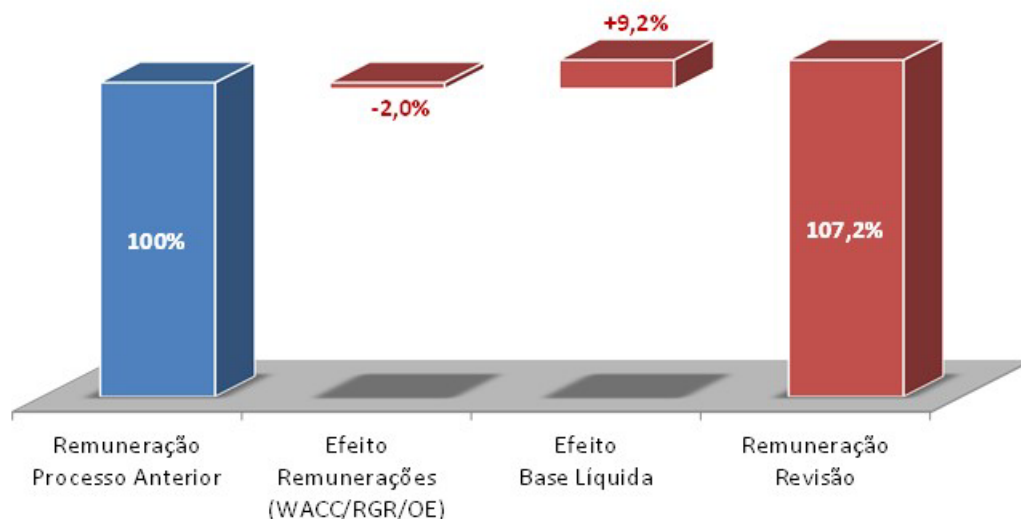


Gráfico 2. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL.

34. A **quota de reintegração regulatória** variou 2,7% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 0,20%. No caso específico da Neoenergia Coelba, esse aumento decorre principalmente ao efeito associado ao aumento da Base de Remuneração Bruta. A variação da taxa de depreciação também contribuiu para o aumento. O gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.



Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL.

35. A cobertura para **anuidades** variou -8,9% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de -0,26% nas tarifas. Esse resultado proveio da atualização das bases de remuneração regulatórias, conforme a regulamentação vigente, das quais o cálculo das anuidades depende.

36. As **Receitas Irrecuperáveis** variaram -18,8% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de -0,36% nas tarifas.

37. 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)**. Tendo em vista que parte dos recursos já foi utilizada em processos anteriores, o item contribuiu com impacto de 0,05% nas tarifas.

38. Em coerência com a decisão tomada pela Diretoria Colegiada da ANEEL no âmbito do processo tarifário da Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Enel Rio – Enel Rio, também está sendo considerado item econômico de parcela B intitulado “Ajuste de Parcela B associado ao SCEE” no valor aproximado de R\$ 84,4 milhões, com impacto de 0,68% no efeito tarifário, conforme indicado na Tabela 2. O ajuste em questão corresponde a compensação pelo grande crescimento de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) durante o período de referência. Ocorre que as unidades participantes do sistema de compensação instaladas em período inferior a 12 meses não produziram pleno efeito de redução do mercado faturado, de forma que, caso não houvesse o ajuste indicado, não haveria a adequada recuperação da receita de parcela B, prevista para esse processo tarifário.

39. A Tabela 3, a seguir, resume os componentes financeiros incluídos na revisão tarifária da Neoenergia Coelba:

Tabela 3. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(246.710.854)	-1,95%
CVA em processamento -Transporte	198.168.223	1,57%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(472.538.989)	-3,74%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	44.989.916	0,36%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(17.055.044)	-0,13%
Sobrecontratação/exposição de energia	374.397.437	2,96%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.832.304	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	262.672.706	2,08%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	128.427	0,00%
Ajuste CUSD	1.682.170	0,01%
Repasse de compensação DIC/FIC	(261.123)	0,00%
Conselho de Consumidores	(219.603)	0,00%
Reversão do Risco Hidrológico	(239.986.847)	-1,90%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)	(1.067.670)	-0,01%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	(35.187.699)	-0,28%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(12.506.150)	-0,10%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circul	(3.679.197)	-0,03%
Reversão do Financeiro Bandeira Escassez Hídrica - Energia	22.583.203	0,18%
Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER	540.590.757	4,28%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(447.218.638)	-3,54%
Spread de antecipação de receitas de UDER RTAs de 2021 e 2022	14.443.116	0,11%
Total	(14.943.556)	-0,12%

Fonte: Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL.

40. Cabe destacar o impacto positivo do item associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo, no valor de aproximadamente R\$ 374,4 milhões, e impacto de 2,96%.

41. Ainda com valor positivo, destaca-se a Reversão do Financeiro Bandeira Escassez Hídrica que se refere à reversão do financeiro negativo, considerando no processo tarifário de 2022, associado à arrecadação do acionamento da Bandeira Escassez Hídrica, cujo montante atualizado resulta no financeiro positivo total de R\$ 563,2 milhões.

42. Quanto os financeiros negativos, destacam-se:

- o **Ressarcimento dos créditos de PIS/Cofins**, correspondente ao saldo estimado de créditos de PIS/Cofins, de aproximadamente **R\$ -447,2 milhões**, compensados pela empresa distribuidora até a data da revisão em processamento, os quais devem ser revertidos aos consumidores, conforme Lei 14.385/2022;
- Financeiro de **neutralidade dos créditos de PIS/Cofins**, no valor de aproximadamente **R\$ -35,1 milhões** que abarca a devida compensação pelo fato de que os créditos de PIS/Cofins, incluídos nas tarifas dos consumidores na Revisão Tarifária Extraordinária ocorrida em meados de julho de 2022, não terem permanecido nas tarifas por 12 meses.

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

43. 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.

44. 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.

45. 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 0,636%.

46. 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 Neoenergia Coelba é de 0,307%.

47. 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 -0,091%. 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.

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

49. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 4 e 5¹⁰.

¹⁰ No Gráfico 5, destaca-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários. Na construção do Gráfico 6, foram considerados apenas os tributos 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.

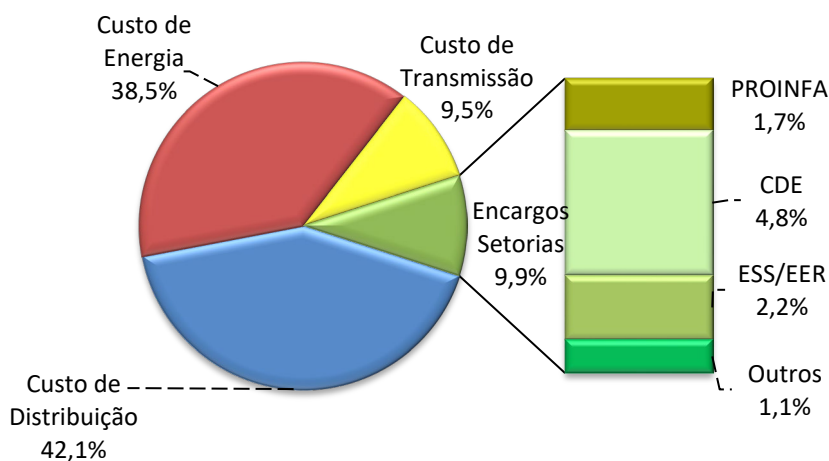


Gráfico 4. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL.

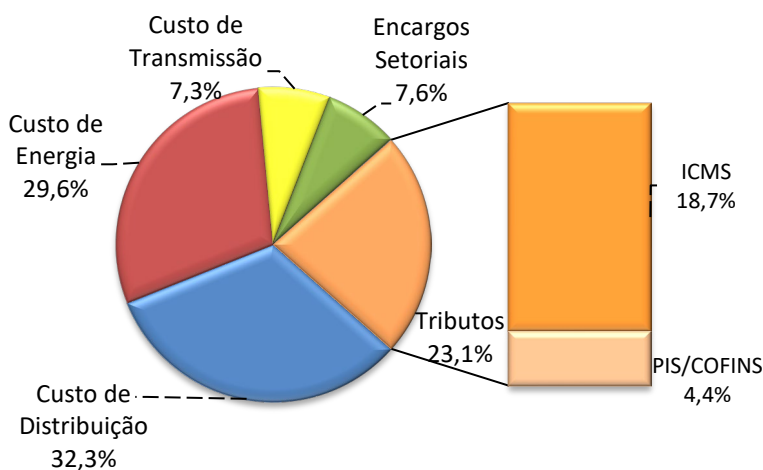


Gráfico 5. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 72/2023-SGT/ANEEL.

Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

50. 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 210 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST¹¹.

¹¹ “210. No estabelecimento dos limites anuais de DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras deve ser aplicado o seguinte procedimento:

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

51. 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 2028, a redução média anual é de 3,75% no DEC e de 4,84% no FEC.

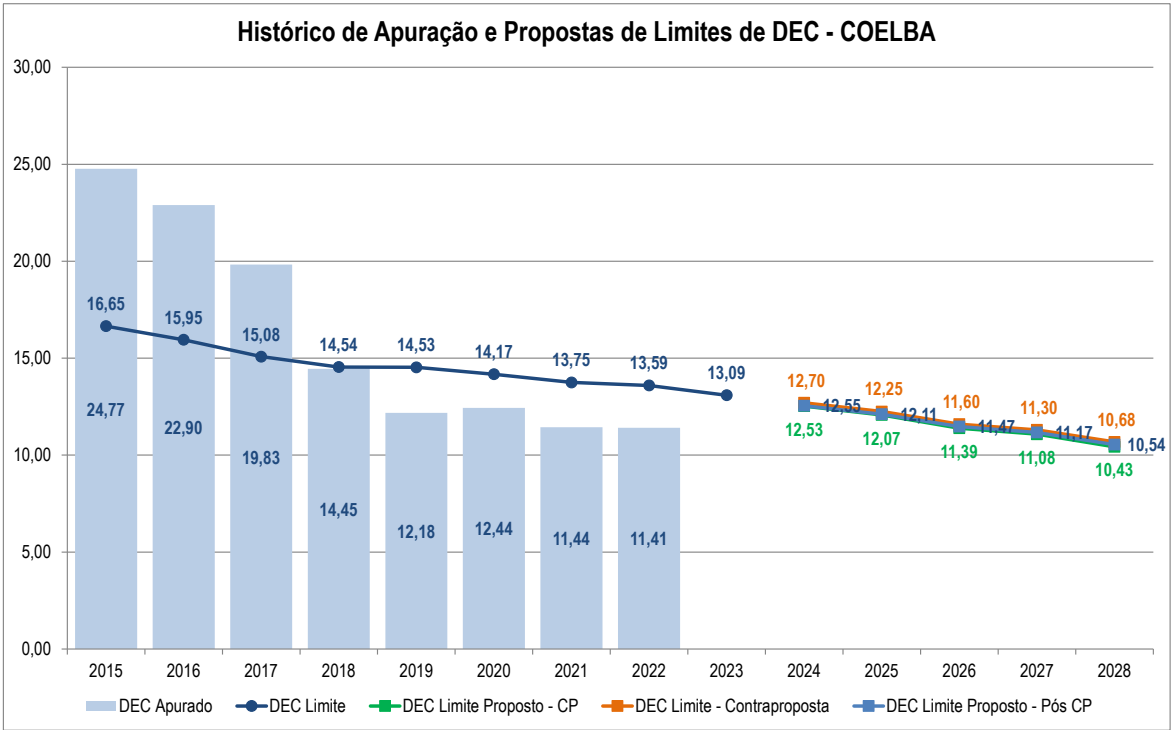


Gráfico 6. Histórico de apuração e limites propostos para o DEC global da Neoenergia Coelba.
Fonte: Nota Técnica nº 35/2023-SRD/ANEEL.

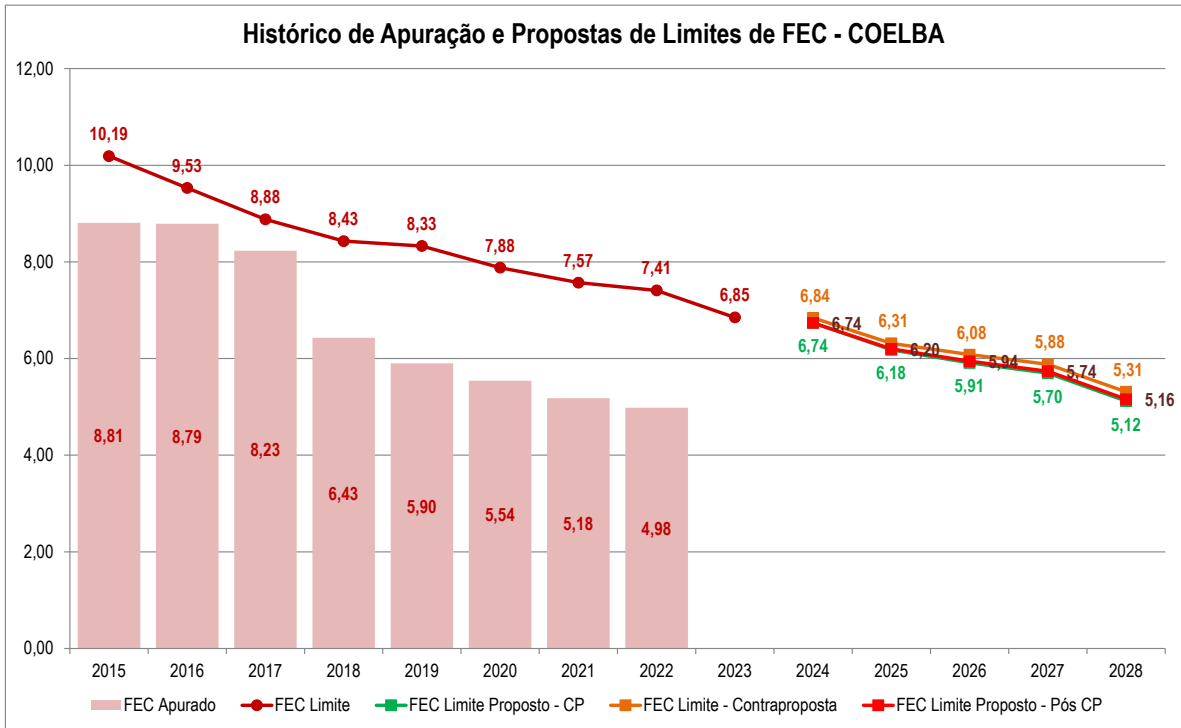


Gráfico 7. Histórico de apuração e limites propostos para o FEC global da Neoenergia Coelba.
Fonte: Nota Técnica nº 35/2023-SRD/ANEEL.

52. Para avaliar a consistência dos limites globais da Neoenergia Coelba, apresenta-se, nos Gráficos 8 e 9, uma comparação com os limites das distribuidoras de grande porte da região

Nordeste. Observa-se que os limites de DEC e FEC da Neoenergia Coelba estão aderentes à realidade da região.

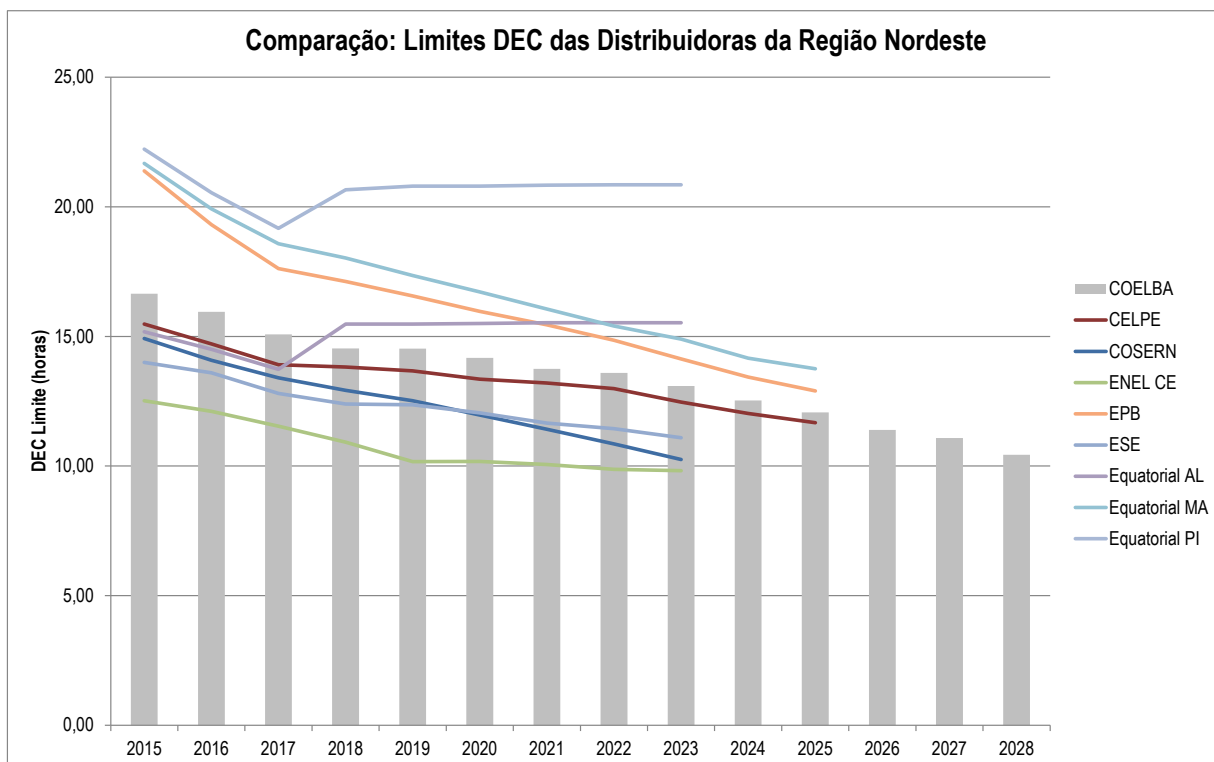


Gráfico 8. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 35/2023-SRD/ANEEL.

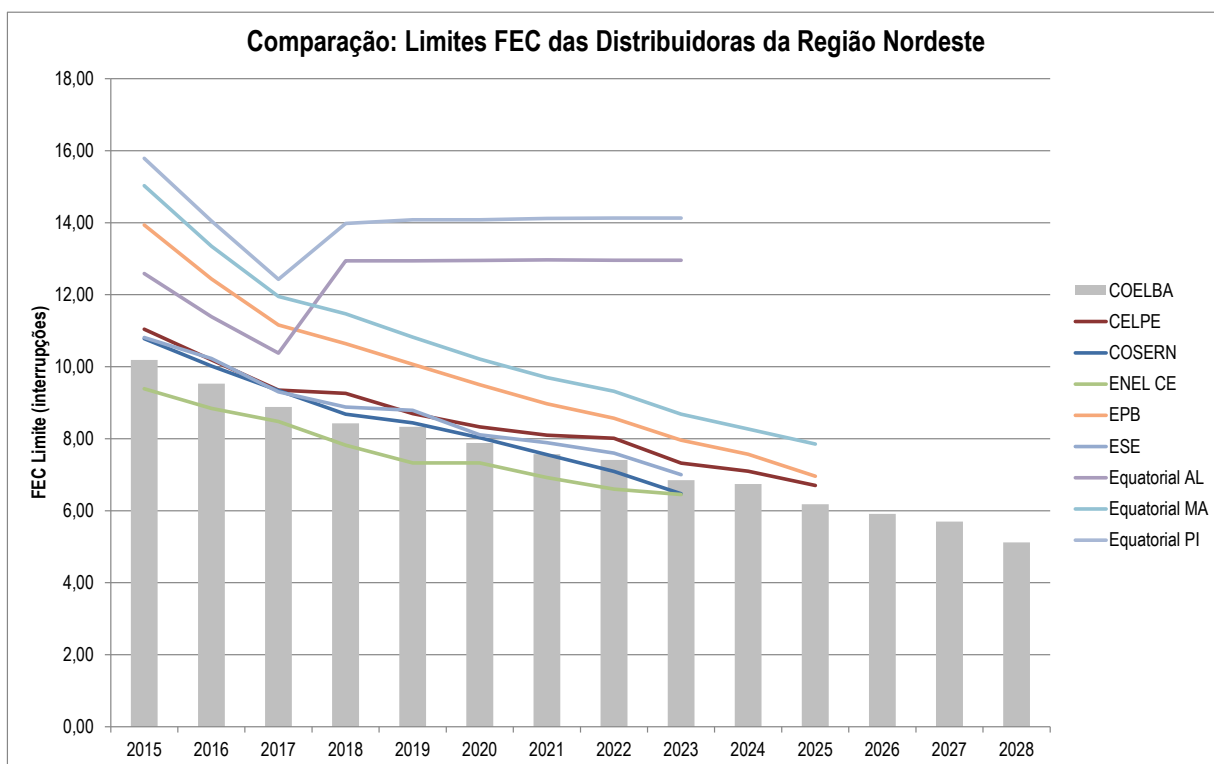


Gráfico 9. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 35/2023-SRD/ANEEL.

53. A violação aos limites dos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 4 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela Neoenergia Coelba entre 2019 e 2021:

Tabela 4. Compensações efetuadas pela Neoenergia Coelba.

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2019	5.230.880	42.268.810,04
2020	6.258.133	60.637.307,30
2021	5.445.522	58.516.751,01

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

III. DIREITO

54. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
- b) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- c) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.;
- d) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;
- e) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- f) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;
- g) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist;
- h) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 10/1997.

IV. DISPOSITIVO

55. Diante do exposto e do que consta nos processos nº 48500.006890/2022-72 e nº 48500.009162/2022-12, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Neoenergia Coelba), na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- **homologar** o resultado da quinta revisão tarifária periódica da Neoenergia Coelba, a vigorar a partir de 22 de abril de 2022, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 8,18%, sendo de 6,91%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 8,66%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Neoenergia Coelba, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;

- **fixar** o componente T e do componente Pd do Fator X em 0,307% e 0,636%, respectivamente;
- **fixar** os percentuais regulatórios perdas de energia para os reajustes de 2023 à 2027, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	10,9681%	10,9681%	10,9681%	10,9681%	10,9681%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	9,8649%	9,8649%	9,8649%	9,8649%	9,8649%

Brasília, 18 de abril de 2023

(Assinado digitalmente)

Ricardo Lavorato Tili

Diretor