

VOTO

PROCESSOS: 48500.006883/2022-71; 48500.003519/2023-30

INTERESSADO: Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial GO

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 Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 22 de outubro de 2023, e estabelecimento dos 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 2028, após análise das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 25/2023.

I. RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição nº 63/2000, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A. (Equatorial GO), estabelece 22 de outubro 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 a minha relatoria.
4. A Diretoria da ANEEL, em 25 de julho de 2023, decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 25/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária, com período de contribuições de 26 de julho a 1º de setembro de 2023 e realização de Audiência Pública em 17 de agosto de 2023 na cidade de Goiânia.
5. Em 17 de agosto de 2023, na cidade de Goiânia, a ANEEL realizou a Audiência Pública 015/2023, na qual foram apresentados o resumo da metodologia empregada nos processos de revisão tarifária, os resultados preliminares do reposicionamento tarifário e os 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.

6. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram encaminhados pela Concessionária por meio de contribuição na Consulta Pública nº 25/2023.
7. Por meio do Memorando nº 228/2023–SFF/ANEEL¹, de 28 de setembro de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF) apresentou a validação dos Pagamentos de itens da Parcela A, Garantias Financeiras e Receitas de UDEROR da Equatorial GO. Na sequência, a SFF enviou os valores solicitados para a composição da Base de Remuneração, por meio do Memorando nº 234/2023-SFF/ANEEL², de 6 de outubro de 2023.
8. Em 21 de setembro de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição (STD) apurou as perdas na distribuição da Equatorial GO, informação consolidada na Nota Técnica nº 89/2023-STD/ANEEL³.
9. A STD, por meio da Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL⁴, de 6 de outubro de 2023, apresentou proposta final para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da Equatorial GO para os anos de 2024 a 2028.
10. Ainda em 6 de outubro de 2023, a Distribuidora, em resposta ao Ofício Circular nº 06/2023-STR/ANEEL, apresentou, por Carta CE REG nº 71/2023⁵, o cálculo do componente de parcela B, pela perda, por ela estimada da redução deste componente, em virtude do aumento de MMGD.
11. A Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) realizou reunião virtual⁶ com os representantes do Conselho de Consumidores da Distribuidora para discutir a proposta da revisão tarifária em 9 de outubro de 2023.
12. Em 11 de outubro de 2023, a STR emitiu a Nota Técnica nº 118/2023-STR/ ANEEL⁷, por meio da qual apresenta o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 025/2023, referente à revisão tarifária periódica da Concessionária, e a Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL⁸, por meio da qual submeteu a proposta final de revisão da Equatorial GO.
13. Na mesma data, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações (SGA), foi verificado que a Equatorial GO se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas⁹.

¹ Documento nº 48536.004356/2023-00.

² Documento nº 48536.004518/2023-00.

³ Documento nº 48552.002190/2023-00.

⁴ Documento nº 48552.001011/2023-00.

⁵ Documento nº 48513.023533/2023-00.

⁶ Documento nº 48580.002621/2023-00.

⁷ Documento nº 48580.002631/2023-00.

⁸ Documento nº 48580.002633/2023-00.

⁹ 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.

14. É o que basta relatar.

II. FUNDAMENTAÇÃO

15. Trata-se da revisão das tarifas da Equatorial GO, segundo a proposta encaminhada pela STR, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **3,54%**, sendo de **-5,30%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **7,08%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

16. Além disso, o presente processo pretende fixar os limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da Equatorial GO, para o período de 2024 a 2028.

II.1 Resultado da Consulta Pública nº 25/2023 e da Audiência Pública nº 15/2023

17. Foram recebidas contribuições para a Consulta Pública nº 25/2023 no período entre 26 de julho e 1º de setembro de 2023, tendo sido realizada, em 17 de agosto de 2023, na cidade de Goiânia, estado de Goiás, a Audiência Pública nº 15/2023.

18. Destaco que as contribuições recebidas na Consulta Pública nº 25/2023, no que tange à RTP da Equatorial GO, foram analisadas pela STR por meio da Nota Técnica nº 118/2023–STR/ANEEL.

19. Já aquelas referentes ao estabelecimento dos limites de DEC e FEC dos conjuntos das unidades consumidoras da Equatorial GO foram analisadas pela STD por meio da Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL.

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

Tabela 1. Participantes da CP nº 25/2023 e na AP nº 15/2023

Número	Contribuintes
#1	Equatorial GO
#2	Observatório do Sistema de Energia Elétrica de Goiás – EMC/UFG
#3	Sra. Laura Torres
#4	Sra. Rosiane Oliveira
#5	Sr. Raimundo Campos

Tabela 2. Resumo das Contribuições da CP nº 25/2023 e na AP nº 15/2023 – RTP Equatorial GO

Temas	Nº de contribuições	Situação
Mercado de Referência	1	Aceita
Parcela A – Encargos Setoriais	1	Aceita
Parcela A – Custo de Transporte de Energia	2	Aceita
Parcela A – Custos de Energia	1	Aceita
Parcela A – Perdas Não Técnicas	1	Não aceitas
Parcela B – Custos Operacionais	1	Não aceitas

Temas	Nº de contribuições	Situação
Parcela B – Componente Q do Fator X	1	Aceita
Parcela B – UDER e Excedentes de Reativos	1	Aceita
Parcela B – Outras	3	Não aceitas
Componentes Financeiros	4	Aceitas
Outras	8	5 Aceitas
Limites DEC e FEC	3	1 Aceita/1 Parcialmente aceita/1 Não aceita
Total	27	

21. 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 25/2023.

II.2 Reposicionamento Tarifário

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

Tabela 3. Efeito médio para consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-5,30%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	7,08%
Efeito Médio AT+BT	3,54%

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL.

23. O efeito médio de **3,54%** decorre: a) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de **13,36%**; b) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de **-11,82%**; e c) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, realizado em outubro de 2022, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de **2,00%**.

24. 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.

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

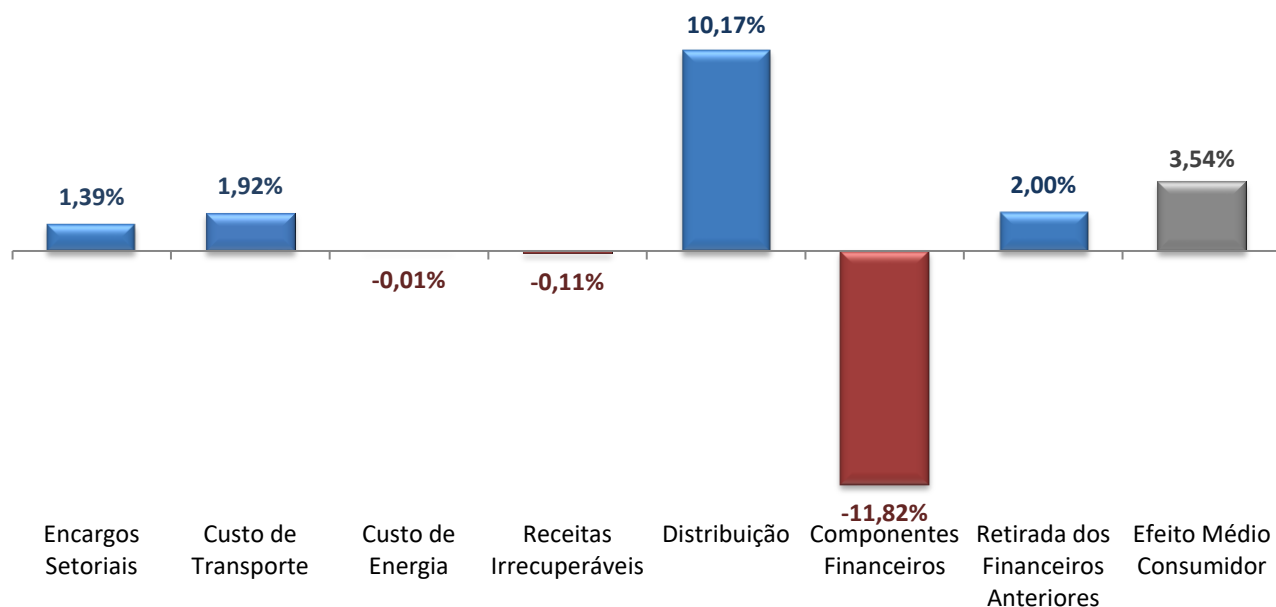


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL.

26. 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.

27. 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 Equatorial GO

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	5.899.761.706	6.160.073.491	4,4%	3,19%	66,6%
Encargos Setoriais	1.746.080.738	1.859.300.103	6,5%	1,39%	20,1%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.802.490	12.883.405	31,4%	0,04%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.135.016.642	1.069.021.133	-5,8%	-0,81%	11,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	97.129.646	97.392.142	0,3%	0,00%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	110.796.812	111.573.359	0,7%	0,01%	1,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(188.140.970)	(22.375.342)	-88,1%	2,03%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	2.550.092	0,0%	0,03%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	43.987.286	0,0%	0,54%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	66.706.342	0,0%	0,82%	0,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	316.934.234	237.831.869	-25,0%	-0,97%	2,6%
PROINFA	199.589.260	170.685.808	-14,5%	-0,35%	1,8%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	64.952.624	69.044.009	6,3%	0,05%	0,7%
Custos de Transmissão	803.991.696	960.946.496	19,5%	1,92%	10,4%
Rede Básica	433.070.778	519.874.737	20,0%	1,06%	5,6%
Rede Básica Fronteira	209.232.070	243.613.541	16,4%	0,42%	2,6%
Rede Básica ONS (A2)	3.273.443	1.939.136	-40,8%	-0,02%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	-	4.800.130	0,0%	0,06%	0,1%
MUST Itaipu	48.285.017	48.216.312	-0,1%	-0,00%	0,5%
Transporte de Itaipu	70.097.263	97.286.186	38,8%	0,33%	1,1%
Conexão	19.767.239	23.892.497	20,9%	0,05%	0,3%
Uso do sistema de distribuição	20.265.886	21.323.957	5,2%	0,01%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	3.294.583.987,54	3.293.705.478,43	0,0%	-0,01%	35,6%
Receitas Irrecuperáveis	55.105.284,68	46.121.413,26	-16,3%	-0,11%	0,5%
PARCELA B	2.263.968.373	3.094.593.552	36,7%	10,17%	33,4%
Custos Operacionais	1.412.024.980	1.395.907.922	-1,1%	-0,20%	15,1%
Anuidades	144.151.166	189.195.953	31,2%	0,55%	2,0%
Remuneração	540.946.159	1.089.347.061	101,4%	6,72%	11,8%
Depreciação	284.452.600	499.038.703	75,4%	2,63%	5,4%
UD+ER+OR	(117.606.533)	(127.621.158)	8,5%	-0,12%	-1,4%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	48.725.071	0,0%	0,60%	0,5%
RT considerando a variação tarifária da RTE	8.163.730.079	9.254.667.043		13,36%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(964.882.956)		-11,82%	
CVA em processamento - Energia		(362.766.313)		-4,44%	
CVA em processamento - Transporte		114.974.111		1,41%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(55.448.755)		-0,68%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(26.922)		0,00%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(10.474.751)		-0,13%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		30.482.055		0,37%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		7.088.289		0,09%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		(10.686.741)		-0,13%	
Neutralidade dos créditos de PIS COFINS		3.674.375		0,05%	
Sobrecontratação/exposição de energia		133.727.285		1,64%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		3.811.612		0,05%	
Arrecadação CDE COVID consumidores migrantes		(4.551.983)		-0,06%	
Ajuste TUSDg		(20.374)		0,00%	
Ajuste CUSD		1.953.613		0,02%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(49.523)		0,00%	
Previsão do Risco Hidrológico		316.789.503		3,88%	
Reversão do Risco Hidrológico		(289.902.022)		-3,55%	
Reversão dos créditos de PIS/COFINS		(968.707.286)		-11,87%	
Reversão de créditos REN 414 e 376		(4.656.465)		-0,06%	
Financeiro CDE Eletrobrás		(17.654.315)		-0,22%	
Recomposição a conta de Itaipu		151.903.902		1,86%	
Conselho de Consumidores		(726.603)		-0,01%	
Penalização por descumprimento de metas de universalização (1º tranche)		(3.615.646)		-0,04%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				2,00%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				3,54%	

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL.

28. O reposicionamento econômico de **13,36%** é derivado das variações de custos da Parcela A e da Parcela B.

29. 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 **66,6%** dos custos da concessionária, variou em **4,4%**, o que representa um impacto tarifário de **3,19%**.

30. Os **custos com os encargos setoriais** impactaram a revisão em **1,39%**. Destacam-se a variação da cota associada à CDE Modicidade Eletrobrás, **2,03%**, em razão de a cota para 2023 ser menor que a cota para 2022; e o início do recolhimento das novas cotas de CDE Conta-Escassez Hídrica, **0,57%**, e CDE GD, **0,82%**. Por outro lado, a redução das cotas de CDE Uso e Proinfa e da nova previsão ESS/EER para a distribuidora contribuíram com uma redução agregada de **-2,13%**.

31. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **1,92%**. 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 foram aprovadas, na 23ª Reunião Pública Ordinária, pela Diretoria Colegiada da ANEEL,

32. Os **custos com compra de energia** impactaram a revisão em **-0,01%**. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Cotas de Garantia Física, que impactaram a revisão em **1,18%**. Por outro lado, amenizou o efeito médio em **-2,01%** 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.

33. As **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de **9,45%** sobre a energia injetada.

34. 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.

35. 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.

36. No caso da Equatorial GO, a aplicação da metodologia de PRORET 2.6, foi estabelecido o percentual regulatório de 6,32%, sobre o mercado de baixa tensão medido, para o ano de 2023, o que equivale a 4,46% sobre o mercado de baixa tensão faturado, com trajetória de redução ao longo do ciclo, de forma que, em 2027 esses percentuais caem para 6,20% e 4,34%, respectivamente.

37. As **Receitas Irrecuperáveis** variaram -16,3%, amenizando o efeito em -0,11%.

38. A **Parcela B**, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa Parcela trata dos custos com a atividade de distribuição e compreende os custos de administração, operação e manutenção, ou seja, os custos operacionais eficientes e o custo anual dos ativos, que reflete os investimentos prudentes realizados pela distribuidora. A Parcela B representa **33,4%** dos custos da concessionária e apresentou uma variação de **36,7%**, o que representa um impacto tarifário de **10,17%**.

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

40. Os **custos operacionais** variaram em **-1,1%** contribuindo para uma redução tarifária de **-0,20%**, a aplicação da metodologia indicou que os custos operacionais atualmente presentes nas tarifas estão abaixo do limite inferior do intervalo considerado eficiente, sendo estabelecida trajetória de aumento dos custos operacionais reconhecidos na tarifa ao longo do ciclo.

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

42. A **remuneração do capital** sofreu variação de **101,4%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, conforme apresentado no Gráfico 2, o que representou um impacto de **6,72%**. Ocorre que o aumento da base líquida, em decorrência dos investimentos realizados pela Equatorial GO (em especial aqueles realizados pela antiga controladora, Enel) desde sua última revisão tarifária, provocou um aumento significativo no valor dos Ativos Imobilizados em Serviço – AIS, e por conseguinte, um aumento da Base de Remuneração Líquida.

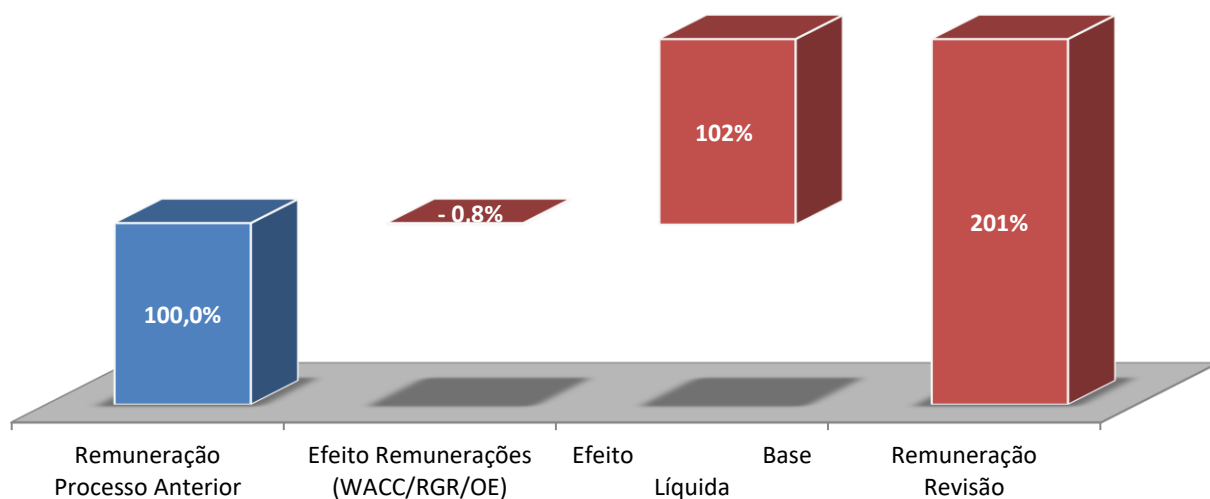


Gráfico 2. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL.

43. A **quota de reintegração regulatória** variou **75,4%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **2,63%**. O aumento ocorre em função dos investimentos incrementais realizados pela empresa ao longo do ciclo, bem como em função do aumento da taxa de depreciação (3,79% para 3,92%). O Gráfico 3 indica ambos os efeitos.

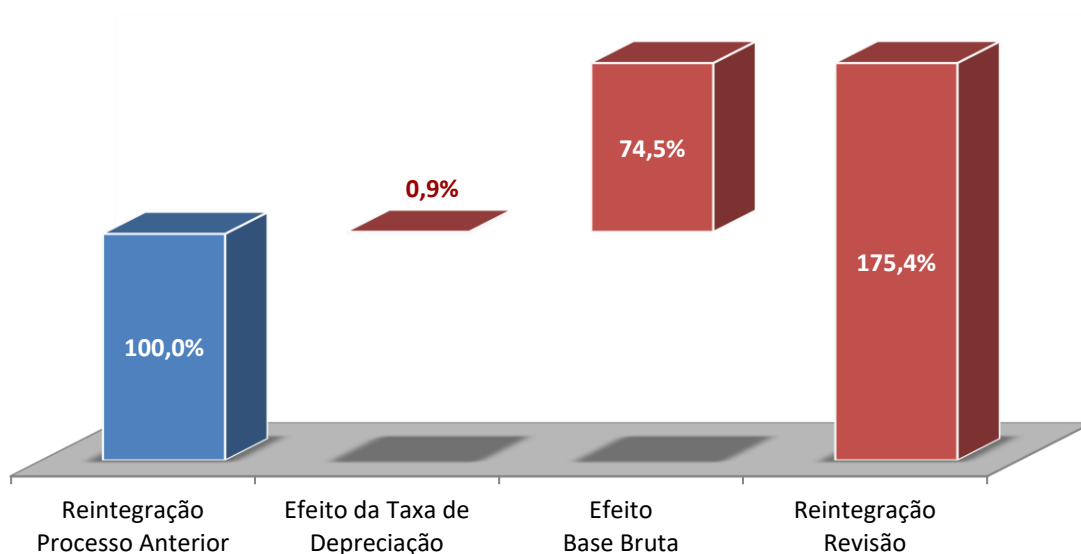


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL.

44. A cobertura para **anuidades** variou **31,2%** em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **0,55%** no efeito médio. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

45. 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 **-0,12%**.

46. 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.

47. 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 Equatorial GO tanto como contribuição a CP nº 25/2023, 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.

48. Desse modo, de forma similar ao que foi realizado na RTP da Enel RJ, e tendo em vista entendimento dessa Diretoria, nesta Revisão da Equatorial GO, o mesmo componente está sendo considerado. O cálculo foi realizado de acordo com as orientações contidas no Ofício Circular nº 06/2023, e resultou em **R\$ 48.725.070,86**, que impactou em **0,60%** o efeito médio.

49. A Tabela 5 resume os componentes financeiros incluídos na revisão tarifária da Equatorial GO:

Tabela 5. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(362.766.313)	-4,44%
CVA em processamento - Transporte	114.974.111	1,41%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(55.448.755)	-0,68%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(26.922)	0,00%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(10.474.751)	-0,13%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	30.482.055	0,37%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	7.088.289	0,09%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(10.686.741)	-0,13%
Neutralidade dos créditos de PIS COFINS	3.674.375	0,05%
Sobrecontratação/exposição de energia	133.727.285	1,64%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	3.811.612	0,05%
Arrecadação CDE COVID consumidores migrantes	(4.551.983)	-0,06%
Ajuste TUSDg	(20.374)	0,00%
Ajuste CUSD	1.953.613	0,02%
Repasse de compensação DIC/FIC	(49.523)	0,00%
Previsão do Risco Hidrológico	316.789.503	3,88%
Reversão do Risco Hidrológico	(289.902.022)	-3,55%
Reversão dos créditos de PIS/COFINS	(968.707.285,78)	-11,87%
Reversão de créditos REN 414 e 376	(4.656.465)	-0,06%
Financeiro CDE Eletrobrás	(17.654.315)	-0,22%
Recomposição a conta de Itaipu	151.903.902	1,86%
Conselho de Consumidores	(726.603)	-0,01%
Penalização por descumprimento de metas de Univ (1ª tranche)	(3.615.646)	-0,04%
Total	(964.882.956)	-11,82%

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL.

50. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-11,82%** na atual revisão da Equatorial GO. Quanto aos financeiros que impactarão positivamente na tarifa, destaca-se a sobrecontratação de energia no valor aproximado de R\$ 134 milhões, com impacto de **1,64%**, devido ao baixo valor de PLD

51. 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\$ 151,9 milhões, com impacto de **1,86%**, foi realizado conforme previsto na Nota Técnica nº 247/2021-SGT/ANEEL¹⁰.

52. É oportuno mencionar o financeiro negativo decorrente da **CVA Energia**, com valor estimado em **R\$ 362,7 milhões** e impacto de **-4,44%**. Há ainda o financeiro negativo decorrente da **Penalização por descumprimento de metas de universalização** no valor de – **R\$ 3.615.645,88**, calculado

¹⁰ Documento nº 48581.001708/2021-00.

por determinação do Despacho nº 3.580/2023, emitido no âmbito do Processo nº 48500.003665/2023-65, após apuração dos descumprimentos pela Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos (AGR). O mencionado financeiro foi calculado de acordo com o submódulo 4.4A, item 5.2.3 do PRORET, no valor total de R\$ 18.078.229,38, que será considerado em 5 parcelas, do presente até o processo tarifário de 2027.

53. Destaca-se ainda, como financeiros negativos, o **Ressarcimento dos Créditos de PIS/Cofins**, correspondente ao saldo estimado de créditos de PIS/Cofins, de - **R\$ 968,7 milhões**, com impacto de **-11,87%**, somando-se valores já compensados e a perspectiva de aproveitamento para os próximos 12 meses, os quais devem ser revertidos aos consumidores, conforme Lei 14.385/2022.

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

54. 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.

55. 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.

56. 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 0,746%.

57. 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 Equatorial GO é de -0,427%.

58. O outro integrante do Fator X é o Componente Q, fixado anualmente nos processos tarifários. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q é denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade e foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2021 e 2022, resultando em 1,311%. 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.

59. Assim, o valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes da Equatorial GO, até a próxima revisão tarifária, considerará o componente T de -0,427%, sendo que os componentes Q e Pd devem ser calculados em cada processo de reajuste.

60. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 4 e 5¹¹.

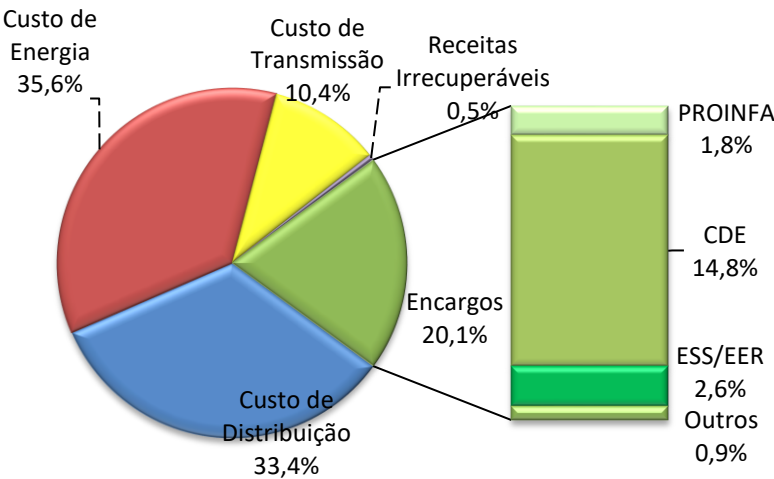


Gráfico 4. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL.

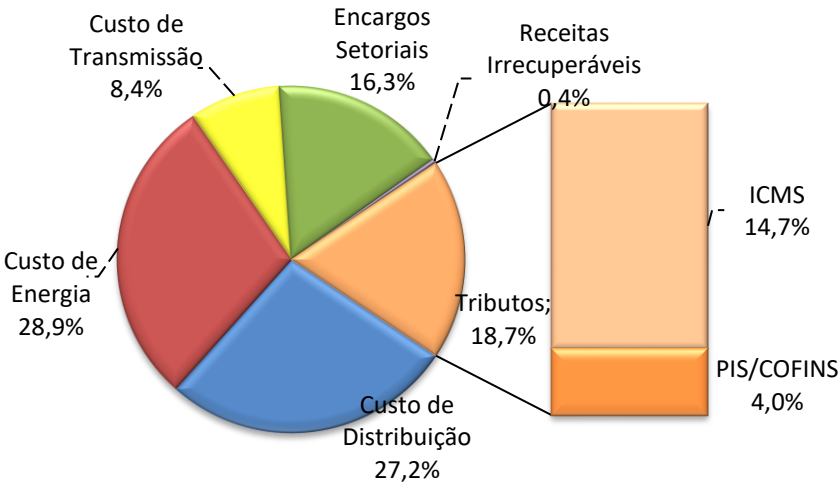


Gráfico 5. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STR/ANEEL.

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

61. 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 25/2023 e a Final

¹¹ 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.

Descrição	CP 25/2023 Receita Requerida (R\$)	Final Receita Requerida (R\$)	CP Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	6.179.643.575	6.160.073.491	3,52%	3,19%	-0,3%
Encargos Setoriais	1.904.527.618	1.859.300.103	2,00%	1,39%	-0,6%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	13.832.228	12.883.405	0,05%	0,04%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.069.021.133	1.069.021.133	-0,77%	-0,81%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	97.392.142	97.392.142	0,01%	0,00%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	111.573.359	111.573.359	0,01%	0,01%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(22.375.342)	(22.375.342)	2,03%	2,03%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	2.550.092	2.550.092	0,03%	0,03%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	43.987.286	43.987.286	0,54%	0,54%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	66.706.342	66.706.342	0,82%	0,82%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	279.916.748	237.831.869	-0,45%	-0,97%	-0,5%
PROINFA	170.685.808	170.685.808	-0,34%	-0,35%	0,0%
P&D, Efic.Energ	71.237.821	69.044.009	0,08%	0,05%	0,0%
Custos de Transmissão	952.435.873	960.946.496	1,81%	1,92%	0,1%
Rede Básica	517.150.080	519.874.737	1,02%	1,06%	0,0%
Rede Básica Fronteira	241.851.538	243.613.541	0,40%	0,42%	0,0%
Rede Básica ONS (A2)	1.939.136	1.939.136	-0,02%	-0,02%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	-	4.800.130	0,00%	0,06%	0,1%
MUST Itaipu	48.216.312	48.216.312	0,00%	0,00%	0,0%
Transporte de Itaipu	97.286.186	97.286.186	0,33%	0,33%	0,0%
Conexão	23.928.195	23.892.497	0,05%	0,05%	0,0%
Uso do sistema de distribuição	22.064.426	21.323.957	0,02%	0,01%	0,0%
Custo de Aquisição de Energia	3.274.590.552	3.293.705.478	-0,21%	-0,01%	0,2%
Receitas Irrecuperáveis	48.089.531	46.121.413	-0,08%	-0,11%	0,0%
PARCELA B	3.147.014.894	3.094.593.552	10,80%	10,17%	-0,6%
Custos Operacionais	1.424.003.233	1.395.907.922	0,13%	-0,20%	-0,3%
Anuidades	193.422.934	189.195.953	0,60%	0,55%	-0,1%
Remuneração	1.117.605.650	1.089.347.061	7,06%	6,72%	-0,3%
Depreciação	510.849.328	499.038.703	2,77%	2,63%	-0,1%
OR, UD e ER	(130.530.884)	(127.621.158)	-0,16%	-0,12%	0,0%
Ajuste de PB associado ao SCEE	31.664.634	48.725.071	0,39%	0,60%	0,2%
Reposicionamento Tarifário	9.326.658.469	9.254.667.043	14,32%	13,36%	-1,0%
Componentes Financeiros do Processo Atual	(806.183.701)	(964.882.956)	-9,88%	-11,82%	-1,9%
CVA em processamento - Energia	(361.556.985)	(362.766.313)	-4,4%	-4,44%	0,0%
CVA em processamento - Transporte	104.711.144	114.974.111	1,3%	1,41%	0,1%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(58.659.178)	(55.448.755)	-0,7%	-0,68%	0,0%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	1.097.813	(26.922)	0,0%	0,00%	0,0%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(12.889.330)	(10.474.751)	-0,2%	-0,13%	0,0%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	17.862.888	30.482.055	0,2%	0,37%	0,2%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	12.776.129	7.088.289	0,2%	0,09%	-0,1%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(9.759.387)	(10.686.741)	-0,1%	-0,13%	0,0%
Neutralidade de créditos de PIS COFINS	3.187.852	3.674.375	0,0%	0,05%	0,0%
Sobrecontratação/exposição de energia	168.784.563	133.727.285	2,1%	1,64%	-0,4%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CC	3.798.858	3.811.612	0,0%	0,05%	0,0%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	(20.391)	(20.374)	0,0%	0,00%	0,0%
Ajuste CUSD	2.033.201	1.953.613	0,0%	0,02%	0,0%
Previsão do Risco Hidrológico	282.908.927	316.789.503	3,5%	3,88%	0,4%
Reversão do Risco hidrológico	(290.130.224)	(289.902.022)	-3,6%	-3,55%	0,0%
Reversão de créditos de PIS/COFINS	(802.824.640)	(968.707.286)	-9,8%	-11,87%	-2,0%
Arrecadação CDE COVID consumidores Migrantes	(2.344.778)	(4.551.983)	0,0%	-0,06%	0,0%
Financeiro CDE Eletrobrás (ajuste 2022)	(18.053.968)	(17.654.315)	-0,2%	-0,22%	0,0%
Recomposição a Conta de Itaipu	152.893.804	151.903.902	1,9%	1,86%	0,0%
Conselho de Consumidores		(726.603)	0,0%	-0,01%	0,0%
Reversão de créditos REN 414 e 376		(4.656.465)	0,0%	-0,06%	-0,1%
Penalização por descumprimento de metas de universalização (1ª tranche)		(3.615.646)	0,0%	-0,04%	0,0%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior			2,12%	2,00%	-0,1%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores			6,56%	3,54%	-3,0%

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-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 B e os financeiros, com os seguintes destaques:

- a. Quanto aos **encargos setoriais**, a principal alteração foi a redução dos encargos de EER/ESS, que diminuiu o efeito em **-0,5%**;
- b. Para os **custos de transporte**, destaca-se a inclusão da Rede Básica Exportação, não previsto na abertura de Consulta pública, com acréscimo de **0,1%** no efeito;
- c. Quanto aos custos de **compra de energia**, ocorreu uma variação de **0,2%**, em virtude do aumento do preço do mix de compra da distribuidora (de 247,78 R\$/MWh na CP para 248,32 R\$/MWh final) devido a variação de indicadores que atualizam os contratos;
- d. Para a **Parcela B**, a principal motivação de diferença entre as versões CP 025/2023 e a atual está relacionada à alteração do componente Q, como já mencionado em tópico específico; e
- e. Para os **componentes financeiros** a alteração mais significativa foi a alteração da devolução dos créditos de PIS/COFINS a serem devolvidos ao consumidor que estava sendo considerados em R\$ 802,8 milhões na fase de consulta pública e passou a R\$ 968,7 milhões, após a atualização enviada pela empresa e validada pela SFF.

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

62. 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 PRODIST¹².

63. As contribuições à CP nº 25/2023 foram avaliadas pela STD, considerando essa metodologia, e os resultados foram consolidados por meio da Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL, os quais acompanho e apresento a seguir.

64. A Equatorial GO apresentou contribuição no sentido de reconfigurar os conjuntos de sua área de concessão, o que foi parcialmente acatado pela STD, e está consolidado na Tabela IX constante da Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL, que apresenta a revisão dos limites e as reconfigurações dos conjuntos aplicadas. A STD ressaltou que dos 156 conjuntos da Distribuidora, 118 tiveram algum tipo de flexibilização em relação ao resultado inicial da metodologia, conforme exposto na Nota Técnica nº 98/2023.

65. Nos Gráficos 6 e 7 são apresentados o histórico de apuração, os limites globais de DEC e FEC propostos pela ANEEL, a contraproposta da Equatorial GO e os limites finais propostos pela STD. Em

¹² 12 “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.”

relação aos limites globais propostos para o período 2024 a 2028, a redução média anual é 1,71% no DEC e de 3,64% no FEC.

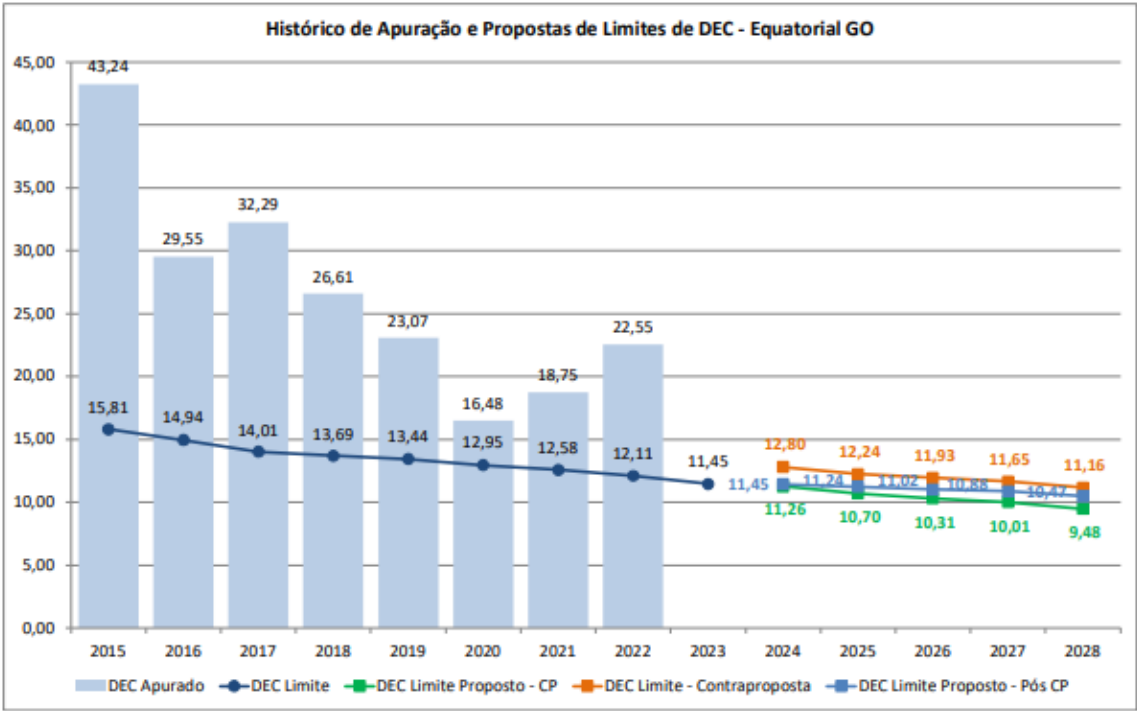


Gráfico 6. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da Equatorial GO
Fonte: Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL.

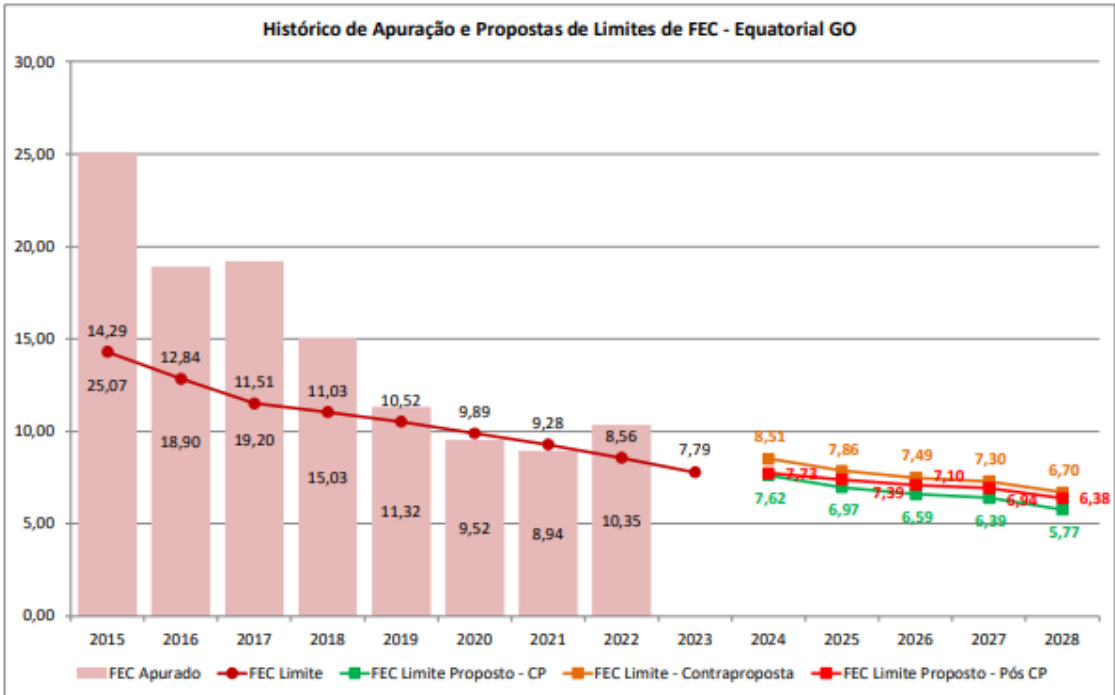


Gráfico 7. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da Equatorial GO
Fonte: Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL.

66. Nos Gráficos 8 e 9 são apresentados os histogramas dos limites de 2023 (vigentes) e 2028 (propostos pela STD) dos conjuntos da Concessionária. Nota-se assim que a proposta para o período de 2024 a 2028 irá reduzir a distância entre os limites dos conjuntos, levando a uma uniformização da continuidade prestada pela Equatorial Go em toda sua área de concessão.

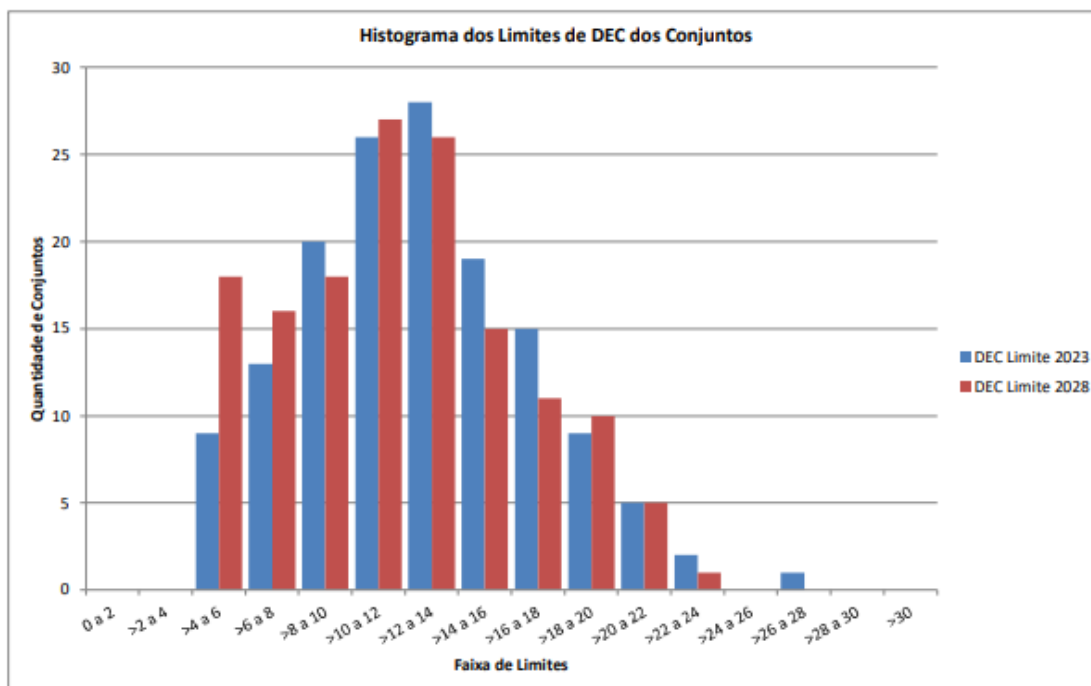


Gráfico 8. Histograma do limite do DEC dos conjuntos da Equatorial GO para 2023 e 2028.

Fonte: Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL.

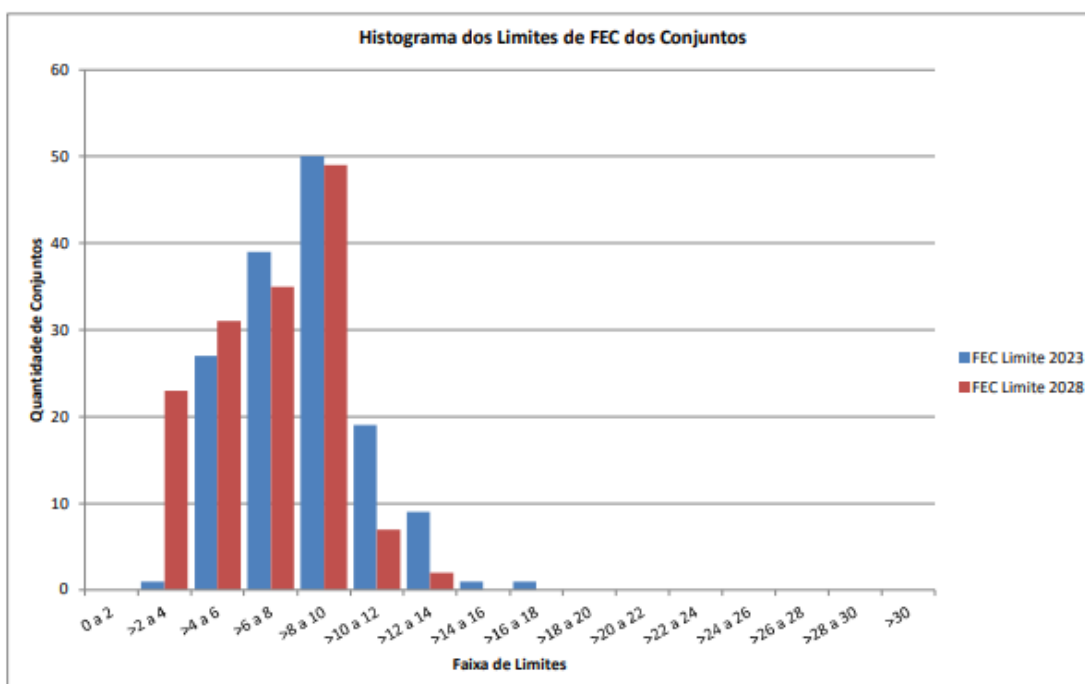


Gráfico 9. Histograma do limite do FEC dos conjuntos da Equatorial GO para 2023 e 2028.

Fonte: Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL.

67. Já nos gráficos 10 e 11 são apresentadas comparações entre os limites propostos para a Equatorial GO e os limites das outras distribuidoras de grande porte da região Centro-Oeste, demonstrando que os limites de DEC e FEC propostos estão aderentes à realidade da região.

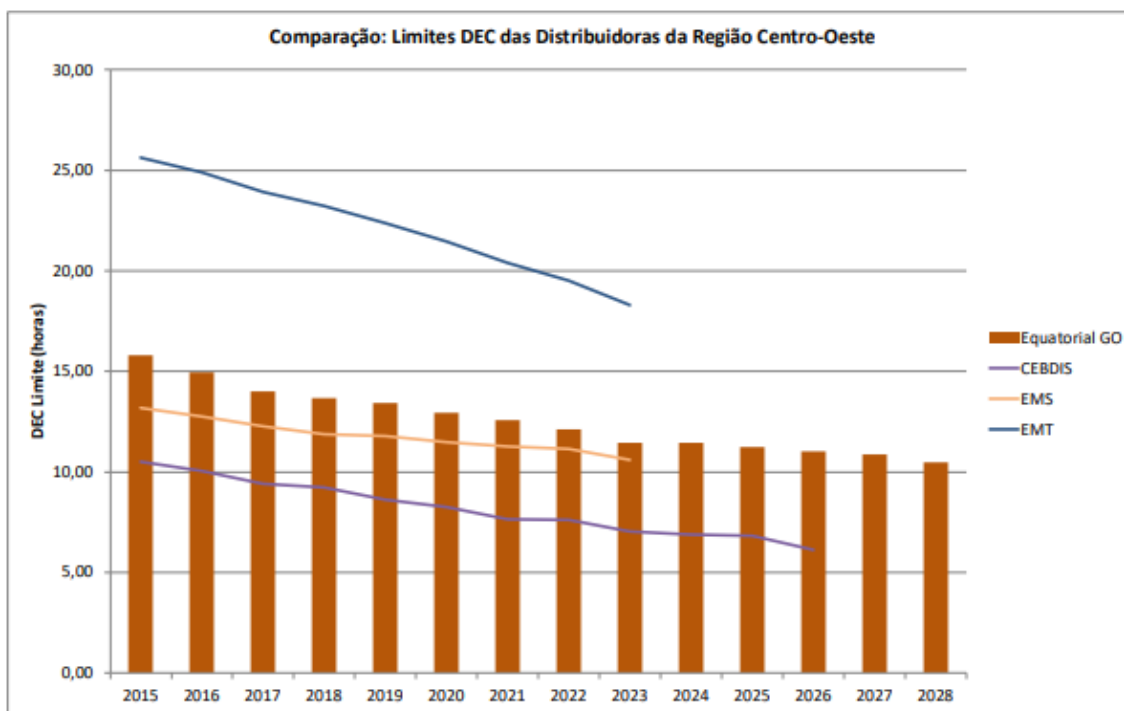


Gráfico 10. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Centro-Oeste.

Fonte: Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL.

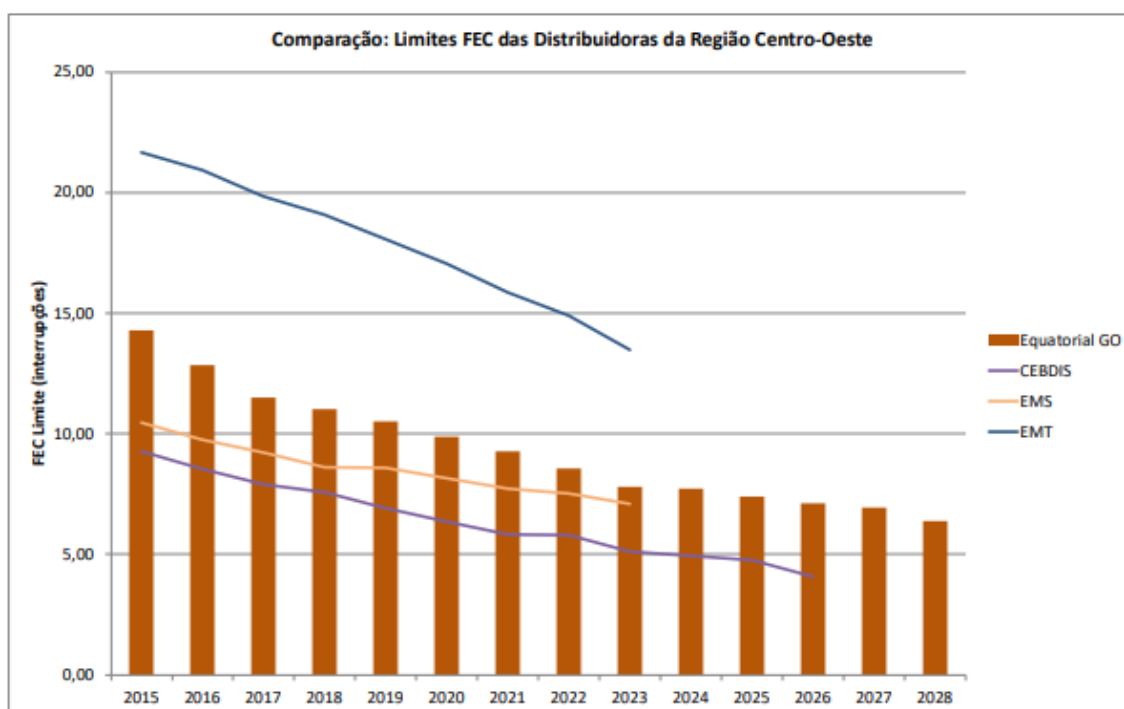


Gráfico 11. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 98/2023-STD/ANEEL.

III. DIREITO

68. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.;
- c) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;
- d) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- e) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;
- f) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist;
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 63/2000.

IV. DISPOSITIVO

69. A partir de tais argumentos, considerando o que consta dos Processos nºs 48500.006883/2022-71 e 48500.003519/2023-30, **voto por aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A., conforme minuta de Resolução Homologatória anexa, com vistas a:

- a) **homologar** o resultado da revisão tarifária periódica da Equatorial GO, a vigorar a partir de 22 de outubro de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **3,54%**, sendo de **-5,30%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **7,08%**, 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 EQTL GO, 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 em -0,427%;

- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028 a serem observados pela Equatorial GO;
- h) **autorizar** a revisão da configuração dos conjuntos de unidades da área de concessão da Equatorial GO;
- i) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2024 a 2027, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Não Técnicas sobre Energia	4,4594%	4,4226%	4,3900%	4,3612%	4,3358%
Perdas Técnicas sobre Mercado BT	9,4515%	9,4515%	9,4515%	9,4515%	9,4515%

- j) fixar as cotas mensais de R\$ 13.252.154,67, para os doze meses subsequentes, que devem ser recolhidas diretamente à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional – ENBPAr, referente à recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, nos termos do Decreto nº 10.665/2021 e da ReHs nº 2.969/2021.

Brasília, 17 de outubro de 2023

(Assinado digitalmente)

Ricardo Lavorato Tili

Diretor