



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Gabinete do Ministro

Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900

Telefone: (61) 2032-5041 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 683/2023/GM-MME

Brasília, data da assinatura eletrônica

Ao Senhor

Deputado **LUCIANO BIVAR**

Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados

70160-900 – Brasília – DF

Assunto: **Requerimento de Informação nº 2030/2023.**

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E nº 295, de 11 de setembro de 2023, da Câmara dos Deputados, relativo ao Requerimento de Informação nº 2030/2023, de autoria da Comissão de Minas e Energia, por meio do qual "Requer que sejam solicitadas informações ao Ministro de Minas e Energia, no sentido de esclarecer esta Casa quanto às razões para a aprovação de revisão tarifária periódica da Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A, a vigorar a partir de 7 de agosto de 2023, que resultará em elevação média das tarifas de energia elétrica de 15,57%".

2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência o Ofício nº 89/2023-AID/ANEEL, de 22 de setembro de 2023, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com esclarecimentos sobre o assunto.

Atenciosamente,

ALEXANDRE SILVEIRA

Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Silveira de Oliveira, Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 03/10/2023, às 17:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0812135** e o código CRC **29B93727**.



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/?codArquivo=Teor-2341128> | Ofício 683 (0012135) | SET-48300.001428/2023-16 / pg. 1

2341128



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/>?codArquivo=2341128
Ofício 665 (0812135) - SEI 48300.001428/2023-16 / pg. 2

OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL

Brasília, 22 de setembro de 2023

Ao Senhor
Raphael Ehlers dos Santos
Chefe da Assessoria Parlamentar e Assuntos Federativos
Ministério de Minas e Energia – MME
Brasília-DF

Assunto: Requerimento de Informação nº 2030/2023

Senhor Assessor,

1. Referimo-nos aos questionamentos formulados pelo Deputado Federal Rodrigo de Castro por meio do Requerimento de Informação nº 2030/2023, de 9 de agosto de 2023, acerca da aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, do resultado da Revisão Tarifária Periódica – RTP, da Equatorial Pará, para prestar os seguintes esclarecimentos.

2. Inicialmente, cumpre salientar que resultado da RTP da Equatorial Pará decorre do exercício da competência legal atribuída à Agência Reguladora, à luz as cláusulas contratuais disciplinadoras da matéria, assim como ocorre para todas as concessionárias, conforme estabelece o art. 15, IV, da Lei 9.427/96:

“Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

IV – em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato” (Grifos acrescidos)

3. Nota-se que, em cumprimento do seu dever institucional de privilegiar a transparência dos seus atos, a ANEEL adota uma série de ações no âmbito dos processos de revisão e reajustes tarifários com vistas a assegurar a ampla divulgação dos resultados e privilegiar a participação dos consumidores.

4. Esse foi exatamente o caso da RTP da Equatorial Pará, cujos resultados preliminares da revisão foram divulgados no dia 9 de maio de 2023, na 15ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da ANEEL, tendo o período de contribuição se estendido do dia

2341128

Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

Documento assinado digitalmente. Código de Verificação: 48585.001438/2023-16 / pg. 1

<https://infoleg-autenticidade-assinatura.camara.leg.br/>?codArquivo=48585.001438/2023-16

Confira a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação SDF32EC300756350

P. 2 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

10 de maio de 2023 a 23 de junho de 2023. Além disso, foram realizadas duas Audiência Públicas na cidade de Belém-PA, nos dias 26 de maio e 16 de junho de 2023, com vistas a privilegiar a participação da sociedade.

5. Esclarece-se, ainda, que, cumprindo o seu dever de transparéncia, a ANEEL disponibiliza todos documentos e planilhas que serviram de parâmetro para ao cálculo da revisão na página da internet da Agência no seguinte endereço: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/participacao-social/consultas-publicas>, bastando localizar a Consulta Pública nº 014/2023 para obter os dados da revisão da Equatorial Pará.

6. Ainda, observa-se que nos processos de revisão tarifária a ANEEL realiza reuniões com os Conselhos de Consumidores, sendo que, no caso específico da revisão da Equatorial Pará, foram realizadas duas reuniões, sendo uma no dia 4 de maio de 2023, ocasião em que foi apresentada proposta preliminar da Revisão Tarifária¹, e outra no dia 27 de julho de 2023, na qual houve a apresentação e discussão do resultado.

7. No que tange ao cálculo da revisão tarifária, a ANEEL procede o seu cálculo em estrita observância das cláusulas econômicas constantes do Contrato de Concessão, das Leis e das Normas atinentes ao assunto, haja vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427/1996, redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848/2004, com explícita remessa ao inciso V do art. 29 da Lei nº 8.987/1995, que atribui à ANEEL a competência para:

“V – homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato”.

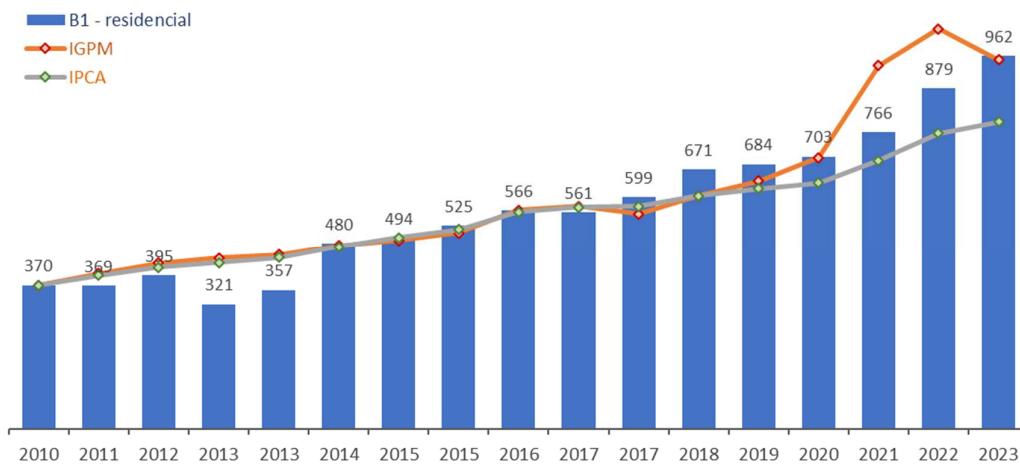
8. Ademais, a ANEEL homologa os processos tarifários em observância das políticas públicas estabelecidas em Lei, que visam favorecer a modicidade, quais sejam: a Tarifa Social de Energia Elétrica – TFSEE (Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010), a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002) e a Conta de Consumo de Combustível – CCC (Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009).

9. Assim, a par das expressas previsões legais citadas, fica evidente que a ANEEL não possui a discricionariedade de aprovar processos tarifários observando aspectos alheios às normas do setor. Tampouco limitar os resultados dos processos tarifários aos índices oficiais de inflação, tendo vista que as tarifas são reflexo da variação de itens de custo que não necessariamente acompanham a inflação.

¹ SIC 48581.000769/2023-00

P. 3 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

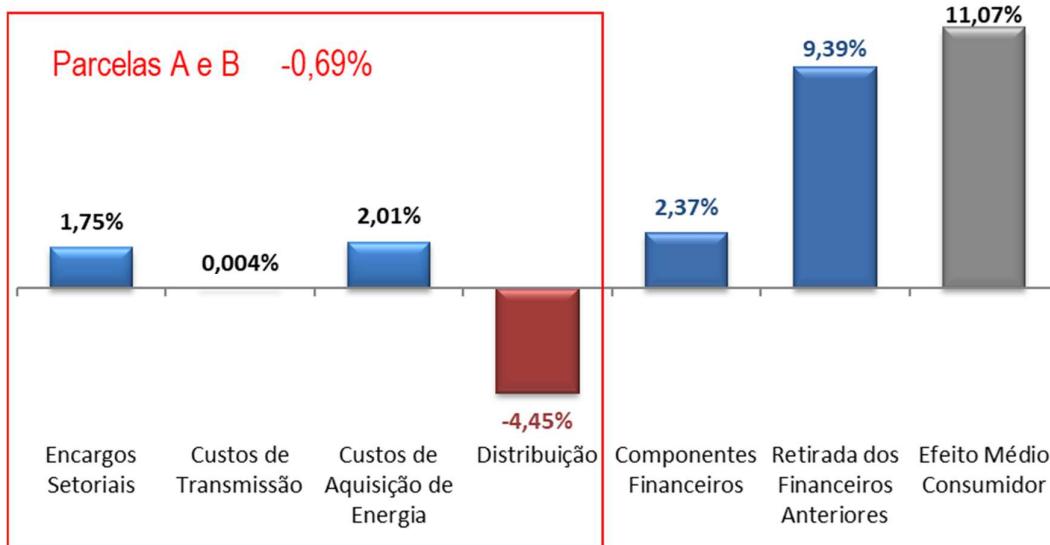
10. A este ponto, convém ilustrar que caso fosse observado apenas o índice de inflação usado como referência para atualização da Parcela B da concessionária, o IGP-M, conforme consta do Contrato de Concessão da distribuidora, a tarifa praticada nos anos de 2021 e 2022 teria sido superior à homologada pela ANEEL, conforme ilustra o histórico da tarifa residencial abaixo ilustrado:



11. No que tange aos resultados do cálculo tarifário, na 29ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da ANEEL, realizada em 15 de agosto de 2023, foi aprovada a revisão tarifária da Equatorial Pará, o que resultou em um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 11,07%, sendo de 15,79%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 9,89%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

12. A figura que segue apresenta os principais itens de custos que contribuíram para o efeito médio percebido de 11,07%.

P. 4 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023



13. O reposicionamento dos itens de custos de Parcada A e B contribuíram para o efeito médio em -0,69%, ao se ter como base de comparação os custos de Parcada A e B atualmente contidos nas tarifas. A Parcada A envolve os custos relacionados às atividades de geração e de transmissão e os encargos setoriais, que custeiam políticas públicas estabelecidas por meio de leis e decretos. A Parcada B, por sua vez, corresponde aos custos próprios da atividade de distribuição, estando relacionados principalmente com os custos de operação e manutenção e a remuneração do capital investido na concessão.

14. A inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuiu para o efeito em 2,37%. Já a retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, contribuíram para um efeito de 9,39% no processo tarifário da Equatorial Pará.

15. No processo tarifário de 2022, foram considerados componentes financeiros no valor total de R\$ 600,9 Milhões, o que amenizou as tarifas homologadas daquele processo em 8,72%. Na ocasião, foi incluído o diferimento solicitado pela Equatorial Pará e pelo Conselho de Consumidores no valor de R\$ 500 milhões, o qual, individualmente, amenizou as tarifas anteriormente vigentes em 7,25%.

16. O fim dos efeitos dessas medidas atenuadoras, que se fizeram presentes no processo tarifário de 2022, é o que explica o efeito da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário de 9,39%.

P. 5 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

17. Ressalta-se ainda que o fim da devolução dos créditos de PIS/Confins, que foi concluído no processo tarifário de 2022, também é responsável por grande parte do impacto nessa revisão de 2023. No ano de 2021, a ANEEL procedeu a devolução, em favor dos consumidores de créditos de PIS/Cofins² no montante de R\$ 623,5 milhões, o que amenizou o efeito médio daquele processo tarifário em 11,0%.

18. Ressalta-se que, conforme constou do voto do Diretor-Geral na 29ª Reunião Pública Ordinária, de 15 de agosto de 2023, optou-se por recuperar na revisão de 2023 a metade do valor que foi diferido em 2022. Assim, ao invés de um impacto de 7,3%, a opção por incluir a metade contribuiu para um efeito menor, de 3,65%, nas tarifas homologadas.

19. No que tange ao alegado desconhecimento das ações da ANEEL para redução da ineficiência da concessionária, esclarece-se inicialmente que toda a metodologia aplicada aos processos tarifários é pública e decorre de extensos debates com a sociedade por meio de Consultas e Audiências Públicas, e está disponível nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET³.

20. Por meio dos procedimentos depreende-se que a metodologia de regulação aplicada pela ANEEL baseia-se em incentivos, e é assim que se procura reduzir as ineficiências da concessionária.

21. Um ponto de forte atuação que estimula uma maior eficiência é sobre as perdas não técnicas da distribuidora. As perdas não técnicas decorrem principalmente dos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento. Essas perdas, também denominadas popularmente de “gatos”, estão em grande medida associadas à gestão da concessionária e às características socioeconômicas das áreas de concessão. Os montantes de perdas não técnicas são divididos pelo mercado de baixa tensão faturado, dado que essas perdas ocorrem predominantemente na baixa tensão.

² créditos tributários decorrentes dos processos judiciais que versam sobre a exclusão do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS da base de cálculo dos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS sobre as tarifas de energia elétrica.

³ Disponível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret>

P. 6 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

22. Conforme previsto nos Contratos de Concessão, os processos de Revisão Tarifária Periódica (RTP) ocorrem a cada 4 (quatro) ou 5 (cinco) anos, dependendo de cada concessionária. É no momento da Revisão Tarifária que se determina entre outros aspectos, os limites regulatórios de perdas técnicas e não técnicas, que serão aplicados até a próxima Revisão, sejam fixos com trajetórias de redução ao longo do período, dependendo da situação de cada concessionária.
23. As perdas não técnicas são obtidas pela diferença das perdas totais (energia injetada no sistema de distribuição menos a energia fornecida pelo sistema de distribuição) e as perdas técnicas regulatórias calculadas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição – STD no escopo do processo de revisão tarifária.
24. O repasse tarifário dos níveis eficientes das perdas está previsto nos contratos de concessão e essas perdas são contempladas nos custos com compra de energia até o limite regulatório estipulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Assim, as perdas realizadas ou reais das distribuidoras não são totalmente repassadas para a tarifa.
25. As perdas elétricas sempre fizeram parte do cálculo tarifário. Nos primeiros anos após a mudança do regime de regulação pelo custo do serviço para regulação por preço, as perdas elétricas consideradas correspondiam, via de regra, às perdas praticadas pelas empresas.
26. Desde 2003, com o início do Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 1º CRTP, a ANEEL passou a desenvolver metodologias específicas com o objetivo de estabelecer níveis adequados de perdas técnicas e não técnicas das distribuidoras levando em consideração critérios de eficiência, dado as especificidades de cada concessão.
27. A metodologia regulatória das perdas não técnicas sofreu alterações significativas no 2º CRTP (2007-2010), quando a ANEEL adotou a regulação por incentivos, com base na comparação das distribuidoras. Essa metodologia se baseou na determinação de uma trajetória de redução das perdas não técnicas para a distribuidora em processo de revisão tarifária, baseada no ponto de partida (referencial regulatório inicial a ser considerado no ano da revisão da empresa) e no ponto de chegada ao final do ciclo tarifário. As perdas não técnicas também passaram a ser homologadas sobre o mercado de baixa tensão faturado, que é o mesmo mercado utilizado no processo tarifário.
28. As concessionárias atuam em áreas de concessão heterogêneas e para tratar essa questão a ANEEL desenvolveu um ranking de complexidade socioeconômica, a partir dos resultados de um modelo econométrico, que permitiu a comparação do desempenho das perdas não técnicas das distribuidoras, conforme o porte e a posição nesse ranking.

2341128



P. 7 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

29. Assim, para a distribuidora cuja perda não técnica regulatória será estabelecida em processo de revisão tarifária, esse modelo identifica a existência de uma empresa de referência (benchmark), que normalmente se situa em área de maior complexidade socioeconômica, mas que pratica perdas menores do que a distribuidora em análise.

30. As perdas não técnicas do benchmark, empresa mais eficiente no combate às perdas, são ponderadas com as perdas não técnicas da distribuidora em processo de revisão, conforme a probabilidade de comparação entre elas, indicadas no modelo econométrico, resultando no ponto de chegada da empresa. Assim, definidos os pontos de partida e chegada, estabelece-se uma trajetória de redução das perdas não técnicas regulatórias ao longo do ciclo tarifário. Nos casos em que o ponto de partida está distante da chegada, são definidos limites de redução baseados nas melhores práticas de combate às perdas.

31. As metodologias do 3º CRTP (2011-2014), 4º CRTP (2015-2018) e recentemente aprimorada pela REN 1.003/2022, objeto da Consulta Pública nº29/2020, mantiveram o modelo de regulação por incentivos e comparação de desempenho entre as distribuidoras. Ressalta-se que os aperfeiçoamentos da metodologia de perdas não técnicas ao longo dos ciclos tarifários sempre foram efetuados por meio da participação pública, seja Consulta e/ou Audiência Pública.

32. Os resultados das perdas não técnicas regulatórias, portanto, dependem: i) das perdas técnicas definidas pela ANEEL em cada ciclo tarifário; ii) das perdas não técnicas regulatórias estabelecidas no ciclo anterior; iii) das perdas realizadas da própria distribuidora em processo de revisão e; iv) das perdas da empresa benchmark. As perdas realizadas da própria empresa e do benchmark são ponderadas pela probabilidade de comparação indicada pelos modelos econometríticos, conforme o ranking de complexidade socioeconômica de cada distribuidora. O resultado obtido pela metodologia pode ou não indicar trajetórias de variação das perdas regulatórias.

33. O gráfico 1 apresenta a evolução das perdas da Equatorial Pará, a segunda empresa mais complexa no ranking de complexidade socioeconômica desenvolvido pela ANEEL⁴ para as distribuidoras de grande porte, apresentado no Submódulo 2.6 e 2.6A do PRORET, de 36 distribuidoras.

⁴ A primeira colocada no ranking, ou seja, a distribuidora de maior complexidade é a CEA. A terceira é a Amazonas Energia.

P. 8 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

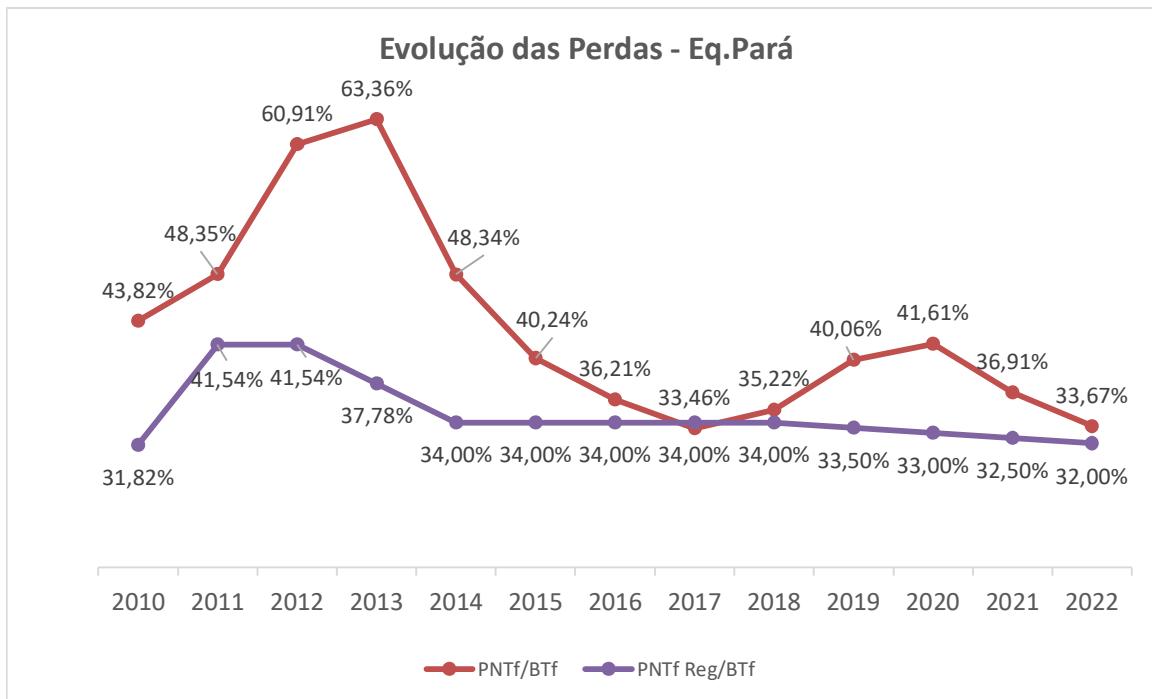


Gráfico 1 – Evolução das perdas da Equatorial Pará

34. Nota-se que, após situação de instabilidade na concessão a partir de 2011, principalmente devido ao aumento da distância entre as perdas realizadas e regulatórias, a Equatorial Pará teve êxito em reduzir as perdas não técnicas praticadas para níveis mais próximos dos reais, saindo do patamar de 63,3% sobre o BT faturado, em 2013, para 33,4%, em 2017. De 2017 a 2020 observa crescimento das perdas, alcançando 41,6%, com redução para 36,9% em 2021 e 33,7% em 2022.

35. Essa redução das perdas pela distribuidora tem contribuído para a manutenção das perdas regulatórias em 34% desde 2014, e abaixo de 34% a partir de 2019, inclusive alcançando a posição de empresa benchmark, com níveis eficientes de perdas para a área de concessão de elevada complexidade socioeconômica. Não obstante os esforços para a redução das perdas, a empresa não tem atingido os níveis regulatórios estabelecidos até o momento.

36. Para o processo de revisão tarifária de 2023, ressalta-se que a Equatorial PA é a segunda empresa mais complexa do atual ranking de complexidade socioeconômica, possuindo baixa probabilidade de comparação com grande parte das distribuidoras de grande porte. Por essa razão, o item 32 do Submódulo 2.6A do PRORET, estabelece que:

P. 9 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

[...] 32. Para as empresas que situam acima do percentil 90 do ranking de complexidade, que são CEA, Equatorial Pará e Amazonas Energia (Grupo 1) e Energisa Borborema (Grupo 2), o nível regulatório de perdas não técnicas poderá ser estabelecido mediante análises complementares. [...]

37. No caso da Equatorial PA, o modelo econométrico apontou a EDP ES como a empresa benchmark, com uma probabilidade de comparação de apenas 2,21%, o que implica que a meta de perdas não-técnicas é basicamente dependente da média de perdas praticada pela própria Equatorial PA nos últimos 3 (três) anos civis.

38. Considerando as contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 14/2023 e o elevado peso das perdas da Equatorial PA no modelo devido à baixa probabilidade de comparação com possíveis empresas benchmarks, foi realizado um ajuste no cálculo da perda média praticada pela distribuidora nos últimos três anos, por meio do expurgo das perdas realizadas no ano de 2020. Para o ano em questão, o valor de perdas não técnicas foi de 44,43% sobre o mercado BT medido, bem acima dos valores praticados em 2021 e 2022, de, respectivamente, 36,98% e 37,12%, motivo pelo qual esse dado foi considerado atípico (outlier) e expurgado da análise.

39. Assim, a perda média sobre o mercado BT medido reduziu de 39,5%, valor que seria obtido com a aplicação da metodologia convencional, para 37,1%. A conversão dessa referência para o mercado BT faturado resultou no patamar regulatório de 33,73%, valor que, pelo fato de ser maior do que o ponto de partida, não resulta em trajetória de redução ao longo do ciclo.

40. Em que pese esse resultado ser em um referencial regulatório de perdas não técnicas mais aderente ao patamar recente de perdas sobre o mercado faturado praticado pela concessionária, de 33,67% no ano de 2022, optou-se ainda por uma sinalização regulatória na direção da eficiência ao longo do ciclo desta revisão tarifária, como a inclusão de uma trajetória linear de redução de perdas em relação aos valores anteriores, para que se atinja o percentual de 32,00% no ano de 2026, conforme detalhamento abaixo:

Ano	Perdas Não-Técnicas	Redução anual
2023	33,73%	
2024	33,16%	-0,58%
2025	32,58%	-0,58%
2026	32,00%	-0,58%

P. 10 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

41. Esta trajetória estabelece o sinal regulatório de melhoria contínua em uma concessão cujo benchmark é ela própria, e guarda relação com o movimento recente de redução ano a ano de perdas praticadas pela concessionária desde 2020.

42. Outro ponto da regulação aplicado pela ANEEL para redução da ineficiência da distribuidora baseia-se na construção da Parcela B da distribuidora. É importante elucidar que o processo de Revisão Tarifária Periódica tem por objetivo rever esses custos da distribuição. Nele todos os custos da distribuidora são redefinidos, em especial os custos associados a prestação do serviço de distribuição, que são os custos próprios da distribuidora. Esses custos são denominados no contrato de concessão de Parcela B, e compreendem o custeio dos custos operacionais, bem como a remuneração e a amortização do capital investido na concessão com recursos próprios e de terceiros.

43. No processo de revisão, inclusive, é feita a fiscalização dos ativos da concessionária, obtendo-se a base de remuneração regulatória, a partir disso é calculado o Custo Anual dos Ativos⁵, composto pelas parcelas denominadas Remuneração, Depreciação e Anuidades.

44. De acordo com dados apresentados à ANEEL o montante de investimentos realizados desde a última Revisão Tarifária Periódica soma R\$ 1,96 Bilhão⁶.

45. A despeito desse volume de investimentos, na atual revisão tarifária está sendo proposta redução desses componentes de receita da distribuidora, conforme indica a tabela abaixo.

PARCELA B	3.643.385.468	3.294.234.077	-9,6%
Custos Operacionais	1.527.308.978	1.437.209.161	-5,9%
Anuidades	224.514.438	184.683.267	-17,7%
Remuneração	1.250.909.710	1.057.593.939	-15,5%
Depreciação	521.429.698	484.264.451	-7,1%
Receitas Irrecuperáveis	202.323.581	158.670.776	-21,6%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(83.100.937)	(82.610.635)	-0,6%
Ajuste de PB associado ao SCEE	0	54.423.118	0,0%

46. Por sua vez, outra parcela importante da remuneração da distribuidora, denominada Custos Operacionais, também está sendo reduzida.

⁵ Compostos pelos componentes de Remuneração, Depreciação e Anuidades, conforme Proret 2.1.

⁶ O valor em questão refere-se à diferença entre os valores atualizados das Bases de Remuneração ILíquidas consideradas na atual e na última revisão tarifária.

P. 11 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

47. Nesse caso, os valores são determinados a partir de método de comparação entre distribuidoras por meio de um método de benchmarking que leva em consideração os atributos técnicos de cada concessionária. Essa metodologia, amplamente adotada na regulação econômica de serviços públicos com características de monopólio natural, tem como objetivo definir parâmetros de eficiência para o cálculo das tarifas, incentivando as empresas à melhoria contínua da performance operacional e assegurando o compartilhamento de parte dos ganhos de eficiência com os consumidores.

48. No caso da Equatorial Pará a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa é maior do que o limite superior definido pelo método de benchmarking, o que enseja redução do valor associado. Conforme demonstrado na tabela para o ano de 2023 está sendo considerado redução desse item de custo em 5,9%, o que representa um impacto tarifário na revisão de -1,15%.

49. Dessa forma, considerando-se a variação de todos os componentes da Parcela B, está sendo proposta redução de 9,6% da receita da distribuidora, o que corresponde a aproximadamente R\$ 350 milhões no ano.

50. Cabe esclarecer ainda que a metodologia de cálculo prevê ainda redução gradual dessa receita para os próximos anos, que no caso da Equatorial Pará, deve se dar por meio da redução de 3,138%⁷ do indicador inflacionário previsto em contrato, IGP-M.

51. Também se observa na tabela acima o montante de Outras Receitas, excedente de reativos e ultrapassagem de demanda que é compartilhado com os consumidores e revertido à modicidade tarifária, no valor de aproximadamente R\$ 82 milhões.

52. Todos esses pontos trazidos aqui sobre o processo de revisão tarifária periódica da Equatorial Pará estão disponíveis no processo tarifário da distribuidora, em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consulta-processual>.

⁷ Trata-se do mecanismo de ajuste da Parcela B (Componente T do Fator X) previsto no submódulo 2.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret.

P. 12 do OFÍCIO Nº 89/2023 – AID/ANEEL, de 22/09/2023

53. Sem mais para o momento, colocamo-nos à disposição para prestar os esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

(assinado digitalmente)

MARIANNA AMARAL DA CUNHA
Assessora Parlamentar



Autenticado eletronicamente, após conferência com original.

Assinado digitalmente por **Marianna Amaral da Cunha, Chefe da Assessoria Parlamentar**, em 22/09/2023 às 14:42

<https://infogov.anatel.gov.br/infogov/autenticacao/autenticar?origem=2341128&et=48300.001428/2023-16> / pg. 12

2341128