



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, Sala 608, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5925 e Fax: @fax_unidade@ - http://www.mme.gov.br

RELATÓRIO

Processo nº 48330.000046/2023-18

Interessado: GABINETE DO MINISTRO - MME

ASSUNTO: Relatório de situação e proposição de medidas visando a sustentabilidade da concessão de distribuição de energia elétrica do estado do Amazonas.

1. INTRODUÇÃO

1. A concessionária Amazonas Energia S.A. (AmE) vem apresentando dificuldades de caráter econômico-financeiro há algum tempo. Com intuito de evitar reflexos negativos na qualidade e segurança da prestação do serviço oferecido à população amazonense, na condição de Poder Concedente, o Ministério de Minas e Energia (MME) tem monitorado essa concessão, e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem avaliado a situação por meio da fiscalização.

2. Além do MME e da ANEEL, a situação da concessão também tem sido objeto de preocupação das autoridades de controle, como o Tribunal de Contas da União (TCU). Ademais, a AmE, dentro de poucos meses, deixará de contar com flexibilizações previstas no contrato de concessão e na legislação para viabilizar o processo de licitação, ocorrido à época, o que pode agravar as suas dificuldades. Este fator torna ainda mais importante a adoção de medidas tempestivas para avaliar de forma estrutural a sustentabilidade desta concessão.

3. Dado os indícios de insustentabilidade da concessão e potenciais consequências para os consumidores, foi proposta a criação de um grupo de trabalho específico para a avaliação das especificidades que atingem as referidas áreas de concessão.

4. Assim, por meio da Portaria nº 448-P/GM/MME, de 20 de julho de 2023, foi instituído o Grupo de Trabalho - Concessões de Distribuição dos Estados do Amazonas e do Rio de Janeiro (GT CDAR) para assessoramento de natureza consultiva, com a finalidade de avaliar a sustentabilidade das concessões de serviço público de distribuição de energia elétrica outorgadas a Amazonas Energia S.A., Light Serviços de Eletricidade S.A. e Enel Distribuição Rio.

5. Em atendimento ao disposto na referida Portaria, este GT CDAR apresenta, por meio do presente relatório, a situação e propostas de medidas visando a sustentabilidade da concessão de distribuição de energia elétrica do Estado do Amazonas.

6. Quanto às propostas de medidas visando a sustentabilidade das concessões do Estado do Rio de Janeiro, por estarem intrinsecamente relacionadas ao processo de diretrizes para o tratamento de concessões de distribuição de energia elétrica vincendas entre 2025 e 2031 conduzido pelo MME, estas serão encaminhadas num segundo relatório.

2. CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA

2.1. Contrato de Concessão nº 20/2001

7. Em 21 de março de 2001, foi firmado o Contrato de Concessão nº 20/2001, para a distribuição de energia elétrica no Município de Manaus, entre a União e a Manaus Energia, que tinha a Eletronorte como acionista controladora, com prazo de vigência até 7 de julho de 2015.

8. O segundo Termo Aditivo, assinado em novembro de 2008, tratou da incorporação e transferência de outorga dos bens e instalações, direitos e obrigações da Companhia Energética do Amazonas S/A – CEAM, então responsável pela distribuição de energia elétrica nos demais Municípios do estado do Amazonas, para a Manaus Energia, formando a Amazonas Energia. A Eletrobras foi interveniente.

9. Como regra, a operação da Amazonas Energia foi deficitária durante todo o período da concessão, com geração de caixa insuficiente para arcar com os gastos da atividade de distribuição, realizar investimentos e honrar o serviço das dívidas, sendo caracterizada por recorrentes prejuízos, baixa eficiência operacional, elevado endividamento, baixos investimentos, dentre outros. A operação foi viabilizada, regra geral, por meio de recorrentes empréstimos e/ou aportes do então controlador, a Eletrobras.

10. Anteriormente ao fim da vigência do Contrato de Concessão nº 20/2001, foi publicado o Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, que previu a possibilidade de renovação das concessões de distribuição que venciam entre 2015 e 2017, por mais 30 anos.

11. Pelas regras estabelecidas, a prorrogação seria condicionada ao cumprimento, ao longo do novo prazo de concessão, de metas de qualidade e indicadores de gestão econômico-financeira das concessões. O tema foi discutido pela ANEEL na Audiência Pública nº 38/2015, cuja decisão foi publicada por meio do Despacho nº 3.540, de 20 de outubro de 2015. Foi estabelecido período de transição de cinco anos para que as concessionárias com contratos renovados atingissem uma condição de sustentabilidade econômica e financeira, inclusive por meio de aportes de capital dos acionistas.

12. No entanto, a Eletrobras decidiu^[1] que não prorrogaria seis de suas concessões de distribuição, dentre elas, a Amazonas Energia, e que seguiria com a prestação do serviço somente pelo prazo necessário para a realização da licitação para a contratação de novo concessionário, em conjunto com a transferência dos respectivos controles societários de suas distribuidoras.

2.2. Regime de designação temporária até a licitação da concessão

13. Para os casos de não prorrogação das concessões, a Lei nº 12.783, de 2013, previu a possibilidade de o titular permanecer prestando o serviço ou o poder público designar um órgão da administração pública federal, até a conclusão do processo licitatório, conforme a seguir transcrito:

Art. 9º Não havendo a prorrogação do prazo de concessão e com vistas a garantir a continuidade da prestação do serviço, o titular poderá, após o vencimento do prazo, permanecer responsável por sua prestação até a assunção do novo concessionário, observadas as condições estabelecidas por esta Lei.

§ 1º Caso não haja interesse do concessionário na continuidade da prestação do serviço nas condições estabelecidas nesta Lei, o serviço será explorado por meio de órgão ou entidade da administração pública federal, até que seja concluído o processo licitatório de que trata o art. 8º.

§ 2º Com a finalidade de assegurar a continuidade do serviço, o órgão ou entidade de que trata o § 1º fica autorizado a realizar a contratação temporária de pessoal imprescindível à prestação do serviço público de energia elétrica, até a contratação de novo concessionário.

§ 3º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá receber recursos financeiros para assegurar a continuidade e a prestação adequada do serviço público de energia elétrica.

§ 4º O órgão ou entidade de que trata o § 1º poderá aplicar os resultados homologados das revisões e reajustes tarifários, bem como contratar e receber recursos de Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e Reserva Global de Reversão - RGR, nos termos definidos pela Anel.

§ 5º As obrigações contraídas pelo órgão ou entidade de que trata o § 1º na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação.

§ 6º O poder concedente poderá definir remuneração adequada ao órgão ou entidade de que trata o § 1º, em razão das atividades exercidas no período da prestação temporária do serviço público de energia elétrica.

§ 7º Caso o titular de que trata o caput seja pessoa jurídica sob controle direto ou indireto de Estado, do Distrito Federal ou de Município e permaneça responsável pela prestação do serviço até a assunção do novo concessionário, poderá a União autorizar o titular a fazer uso das prerrogativas constantes nos §§ 2º ao 6º deste artigo até a data prevista no inciso II do § 1º-C do art. 8º.

(nossos grifos)

14. Diante da situação econômico-financeira da concessão da Amazonas Energia, marcada por sucessivos déficits decorrentes dos patamares de perdas reais muito superiores aos níveis considerados eficientes pela regulação, a Lei nº 13.299, de 21 de junho de 2016, alterou a redação da [Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009](#), para estabelecer **novo referencial de perdas regulatórias** para a distribuidora. Tal alteração legal estabeleceu que seriam reconhecidas nas tarifas e nos reembolsos da CCC, no ano de 2016, o nível real de perdas de 2015, com uma trajetória de redução entre 2017 e 2025, conforme redação a seguir:

[Art. 4º - A.](#) As concessionárias titulares das concessões de distribuição que prestam serviço em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN na data de 9 de dezembro de 2009 terão reconhecidos os custos com a compra de energia, para fins tarifários, e o custo total de geração, para fins de reembolso da CCC, necessários para atender a diferença entre a carga real e o mercado regulatório, sendo que:

I – a carga real a ser utilizada no processo tarifário de 2016 considerará as perdas técnicas e não técnicas efetivas realizadas em 2015;

II – para os anos subsequentes, de 2017 a 2025, a carga real será calculada considerando redutor anual de 10% (dez por cento) da diferença entre as perdas técnicas e não técnicas efetivas realizadas em 2015 e o percentual regulatório estabelecido pela ANeel no processo tarifário do ano de 2015.

(nossos grifos)

15. A título de comparação, antes da alteração promovida pela Lei, que igualou o nível regulatório de perdas da Amazonas aos percentuais realizados no ano de 2015, a distribuidora operava com déficit[2]. Para perdas técnicas, os níveis reais e regulatórios eram muito próximos, de 7,76%[3] para 7,77% da energia injetada, respectivamente. No entanto, com relação às perdas não técnicas a diferença entre o nível real e regulatório era substancial: de 98,91%[4] e 41,54% do mercado de baixa tensão, respectivamente.

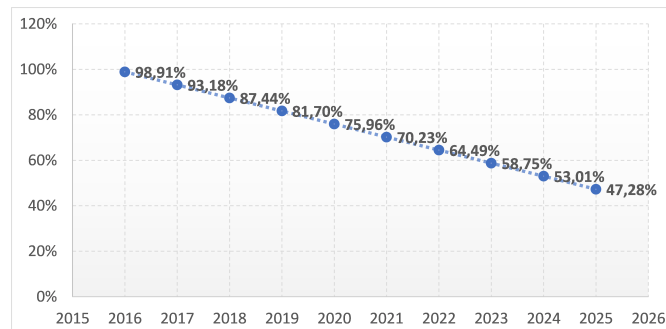


Figura 1: Trajetória de Perdas Não Técnicas (%BT) definida na Lei nº 13.299, de 2016[5]

16. Desse modo, a Lei cuidou de déficit relevante, um dos principais ofensores da geração de caixa da distribuidora, neutralizando, na partida, seus efeitos durante a designação temporária e definindo uma trajetória pelo prazo de 10 anos, o que alcançaria o início da gestão de um novo controlador e, portanto, seria importante para o processo de licitação da concessão, visto que o dispositivo se aplicaria até 2025.

17. Ainda, para dar eficácia aos dispositivos da Lei nº 12.783, de 2013, foi editada a Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, que definiu os termos e as condições para a prestação do serviço público de distribuição por órgão da administração federal até a conclusão do processo licitatório. A Amazonas Energia, então controlada pela Eletrobras, foi designada por meio da Portaria nº 420, de 3 de agosto de 2016, a seguir prestando o serviço no estado do Amazonas.

18. A equação econômico-financeira da designação compreendia: a aplicação das regras dos reajustes e revisões tarifárias dispostas no contrato não prorrogado, independentemente de eventual inadimplência intrasetorial; o repasse dos recursos provenientes dos encargos setoriais, sobretudo CCC e CDE; e empréstimos mensais com recursos da RGR, para assegurar o que a legislação definiu como “remuneração adequada”, cujo cálculo foi delegado à regulação da ANEEL, conforme trecho a seguir transcrito da Portaria nº 388, de 2016.

Art. 11. A remuneração adequada de que trata o art. 9º, § 6º, da Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013, necessária para assegurar a continuidade e a prestação adequada do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, fica definida pela seguinte condição:

Geração Operacional de Caixa - Investimentos de Reposição - Juros da Dívida ≥ 0;

Onde: Geração Operacional de Caixa: Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização - LAJIDA ajustado por eventos não recorrentes;

Investimentos de Reposição: Quota de Reintegração Regulatória - QRR; e

Juros da Dívida: Dívida Líquida x (1,11 x SELIC).

§ 1º Os critérios a serem utilizados no cálculo dos parâmetros definidos no caput serão definidos pela ANEEL.

§ 2º Caso as receitas de que trata o art. 9º sejam insuficientes para assegurar a remuneração adequada, o RESPONSÁVEL poderá receber recursos financeiros, nos termos definidos pela ANEEL, para assegurar a continuidade e a prestação adequada do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, inclusive oriundos de empréstimos da Reserva Global de Reversão - RGR, em conformidade com o art. 9º, §§ 3º e 4º, da Lei n. 12.783, de 2013.

§ 3º O empréstimo de que trata o § 2º fica limitado à disponibilidade de recursos da RGR.

(nossos grifos)

19. A ANEEL regulou as diretrizes estabelecidas na Portaria nº 388, de 2016, por meio da Resolução Normativa nº 748, de 29 de novembro de 2016, após instrução da Audiência Pública nº 63/2016, que discutiu o regime regulatório aplicável às Distribuidoras Designadas até a assunção de novo concessionário e estabeleceu o método para apuração dos valores de repasse advindo dos fundos setoriais.

20. Em resumo, observada a legislação aplicável, o regime de designação regulado pela ANEEL pressupõe o cumprimento de metas como: redução nos custos operacionais; e melhoria dos indicadores de continuidade do serviço e adimplência com as obrigações intrasetoriais. Em contrapartida, seriam aplicados os reajustes e revisões tarifárias, feitos todos os repasses da CCC e CDE, além dos empréstimos mensais com recursos da RGR, com a possibilidade de suspensão dos empréstimos caso fossem descumpridas as condições e os limites estabelecidos pela norma.

21. Posteriormente, por meio da Portaria MME nº 346, de 31 de agosto de 2017, foi alterada a Portaria nº 388, de 2016, determinando, como forma de contribuir com o processo de licitação das concessões, a flexibilização dos valores reconhecidos nas tarifas a título de custos operacionais e perdas não técnicas das distribuidoras designadas, conforme trecho a seguir:

§ 23. No processo tarifário do ano de 2017, a ANEEL deverá flexibilizar, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico da concessão a ser licitada nos termos do art. 8º da Lei n. 12.783, de 2013.

(nosso grifo)

22. A flexibilização dos custos operacionais da Amazonas Energia foi homologada pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.349, de 28 de novembro de 2017, e resultou em aumento de cerca de 79,7% nos custos operacionais reconhecidos à época, com impacto médio de 9,8% nas tarifas de energia elétrica da distribuidora.

23. Destaca-se que para a Amazonas Energia, não houve alteração do nível de perdas não técnicas, já redefinidas por meio da Lei nº 13.299, de 2016. Vale registrar que os empréstimos mensais da RGR foram reduzidos na mesma proporção do aumento nos repasses tarifários.
24. Os custos operacionais regulatórios da Amazonas Energia seguiriam flexibilizados até a 1ª Revisão Tarifária Ordinária da Concessionária, que ocorreria cinco anos após a transferência do controle societário, ou seja, maio de 2024. A premissa que sustentou o processo de venda do controle da distribuidora deficitária foi a de que seria necessário ao novo concessionário um ciclo tarifário de cinco anos para reduzir seus custos, convergindo para os referenciais regulatórios e trazendo a concessão para um patamar sustentável.
25. Assim, durante o período de designação, a Amazonas Energia teve elevação do nível regulatório de perdas, flexibilização dos custos operacionais, volta dos repasses da CCC e CDE, homologação e aplicação de todos os reajustes tarifários, além de ter recebido empréstimos com recursos da RGR no valor de R\$ 1.939.410.230,41 (um bilhão e novecentos e trinta e nove milhões e quatrocentos e dez mil e duzentos e trinta reais e quarenta e um centavos), conforme Despachos emitidos pela ANEEL entre 2016 e 2019.
26. No entanto, mesmo com todas as medidas adotadas, o que se verificou foi a piora no desempenho econômico-financeiro da distribuidora durante a designação, para qual, conforme decisão da ANEEL, não havia previsão de neutralidade^[6] de custos, o que, conforme a Lei nº 12.783, de 2013, resultaria em obrigações a serem assumidas pelo novo concessionário.
27. Posteriormente à decisão administrativa da ANEEL que negou o Requerimento interposto pela Amazonas Energia, com vistas à revisão da neutralidade da remuneração durante o período de prestação temporária do serviço de distribuição de energia elétrica, a concessionária moveu, em 13 de junho de 2022, Ação Declaratória, com pedido indenizatório, em face da União e ANEEL, objetivando que: i) seja confirmado o direito à condição de *equity* igual a zero na data da transferência do controle acionário (10.04.2019); ii) seja o Poder Concedente condenado a indenizar a concessionária no valor de R\$ 3,3 bilhões, referente à diferença do *equity* da AmE constante no balancete de 31 de março de 2019; iii) seja a ANEEL condenada reconhecer a insuficiência das medidas de neutralidade regulatória para a justa indenização dos valores relativos ao período de designação da Requerida para prestação de serviço temporário; e iv) seja determinado à ANEEL que garanta a manutenção do prazo de carência de 5 anos para cumprimento dos parâmetros regulatórios de eficiência na gestão econômico-financeira, conforme art. 8º-C da Lei nº 12.783/2013.
28. As alegações da Amazonas Energia partem do pressuposto de que o edital do leilão da nova concessão estabeleceu que o vencedor assumiria a Distribuidora livre de dívidas, isto é, com *equity* igual a zero quando da transferência do controle da empresa.
29. O Ministério de Minas e Energia se manifestou, por meio do processo nº 48300.000699/2022-73, invocando os itens 1.111 a 1.115 do edital do certame, que trataram dos trabalhos de avaliação da Amazonas Energia e registram a data-base da avaliação de dezembro de 2016, atualizada para junho de 2017, e que a previsão no edital do leilão de *equity* igual a zero é na data-base da avaliação, em junho de 2017, com endividamento a ser assumido pela controladora, para que se atingisse o valor simbólico de R\$ 50 mil, dos R\$ 8.911.866.558,94 apurados na referida avaliação, sem qualquer garantia de que o valor atribuído à empresa fosse congelado no tempo.
30. A manifestação registra também que os proponentes tiveram acesso aos resultados da companhia ocorridos após a data-base da avaliação por meio das demonstrações financeiras do terceiro trimestre de 2018, constantes do data-room do leilão, e que tanto pelos resultados ocorridos no período quanto os montantes acumulados no passivo a descoberto até a data das demonstrações, em conjunto com o montante a ser absorvido pela Eletrobras de R\$ 8.911.866.558,94, restava claro que a empresa seria recepcionada com valores a serem equacionados em montantes consideráveis.
31. Ademais, a manifestação do Ministério coadunou com a decisão da Agência ao confirmarem a inexistência da possibilidade de neutralidade regulatória, mas sim de remuneração adequada, nos termos da Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, que define os termos e as condições para a Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica por Órgão ou Entidade da Administração Pública Federal.
32. Por fim, este assunto encontra-se judicializado, por meio do processo nº 1037142-69.2022.40.1.3400, no âmbito do TRF-1.
- 2.3. **Licitação da Concessão em conjunto com a transferência do controle societário da Amazonas Energia (Edital do Leilão nº 2/2018 – PPI/PND)**
33. O Decreto nº 9.192, de 6 de novembro de 2017, dispôs sobre as diretrizes do processo licitatório, estabelecendo diretrizes para modelagem da licitação, incluindo a realização de aportes de capital ou assunção de dívidas por parte da Eletrobras com o objetivo de viabilizar a licitação, conforme trecho a seguir transcrito:

Art. 4º Nas licitações de que trata o art. 1º deverão ser utilizados, como critérios de julgamento das propostas, aqueles previstos no art. 15, caput, incisos I e II, da Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, observado o disposto neste artigo.

§ 1º A Aneel deverá prestar informações sobre as flexibilizações necessárias aos parâmetros tarifários, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão a ser licitada nos termos estabelecidos no art. 8º da Lei n. 12.783, de 2013.

[...]

§ 4º A modelagem da licitação de concessão de distribuição de energia elétrica prevista no art. 1º deverá considerar a flexibilização dos parâmetros tarifários de que tratam os §§ 1º e 2º até o limite necessário para que o valor de avaliação da empresa, considerado o novo contrato de concessão, seja zero.

[...]

§ 10. Com base nos estudos previstos no art. 3º, caput, incisos II e III, deste Decreto e no art. 2º, caput, inciso II, do Decreto n. 8.893, de 2016, já consideradas as flexibilizações de que tratam os §§ 1º e 2º e o reconhecimento de que trata o art. 6º, caso o valor de avaliação da empresa somado ao valor do novo contrato de concessão seja negativo, o controlador da pessoa jurídica prestadora do serviço de distribuição de energia elétrica deverá aprovar a adoção das recomendações dos estudos para que a referida adição seja igual a zero, definidas pelos seguintes órgãos competentes:

I - Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos - CPPI, na hipótese prevista no art. 2º; ou

II - Ministérios de Minas e Energia, da Fazenda e do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, na hipótese prevista no art. 3º.

§ 11. As recomendações de que trata o § 10 poderão incluir, entre outras medidas, a realização de:

I - aportes de recursos; e

II - operações societárias na pessoa jurídica responsável pela prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

(nossos grifos)

34. O processo licitatório foi coordenado e monitorado pelo MME, cabendo ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES a execução e o acompanhamento do processo, inclusive a responsabilidade pela valoração das distribuidoras. Coube ao Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos – CPPI definir valores relativos às vendas das ações da Eletrobras nas distribuidoras, valor simbólico de R\$ 50 mil, além dos valores das dívidas das distribuidoras que seriam assumidas pela Eletrobras, de forma a viabilizar o processo licitatório que, no caso da Amazonas Energia, totalizou R\$ 8,91 bilhões, conforme trecho a seguir transcrito da Resolução PPI nº 20, de 2017^[7]:

Art. 2º A desestatização das distribuidoras, associada à outorga de nova concessão de distribuição de energia elétrica, se dará nas modalidades previstas no art. 4º, incisos I e VI, da Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, mediante a alienação do seguinte:

[...]

VI - Amazonas Distribuidora: o número de ações ordinárias e ações preferenciais de titularidade da Eletrobras que representem 100% (cem por cento), menos 1 (uma) ação ordinária, do capital social da Amazonas Distribuidora, na data da liquidação do leilão, pelo valor total de R\$ 50.000,00 (cinquenta mil reais).

[...]

Art. 3º A Eletrobras deverá, previamente à efetivação da transferência do controle acionário, realizar ajustes nas distribuidoras mediante conversão de dívida em capital social ou assunção de dívidas das distribuidoras junto à Eletrobras e/ou terceiros, nos seguintes montantes:

[...]

VI - Amazonas Distribuidora: R\$ 8.911.866.558,94 (oito bilhões, novecentos e onze milhões, oitocentos e sessenta e seis mil, quinhentos e cinquenta e oito reais e noventa e quatro centavos).

(nossos grifos)

35. Todos os leilões das distribuidoras designadas foram feitos com a mesma modelagem[8], tendo sido assinados seis novos contratos de concessão decorrentes do referido certame, a saber Ceal (Alagoas), Cepisa (Piauí), Ceron (Rondônia), Eletroacre (Acre), Roraima Energia (Roraima), além da Amazonas Energia. Nesse ponto, reforça-se o disposto no art. 9º da Lei nº 12.783, de 2013, de que as obrigações contraídas pela distribuidora designada seriam assumidas pelo vencedor do processo licitatório, conforme trecho a seguir:

Art. 9º -----

[...]

§ 5º As obrigações contraídas pelo órgão ou entidade de que trata o § 1º na prestação temporária do serviço serão assumidas pelo novo concessionário, nos termos do edital de licitação.

(nossos grifos)

36. Como critério de seleção do Leilão, nos termos do Edital nº 2/2018 – PPI/PND [9], foi privilegiada a modicidade tarifária, ou seja, se sagraria vencedor o ofertante que propusesse o maior deságio com relação ao nível de flexibilizações tarifárias e repasse tarifário da amortização dos empréstimos da RGR, conforme trecho a seguir transcrito (nossos grifos):

4.13. A Proposta Econômica deverá apresentar o Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga (“Índice”), mediante o preenchimento do Anexo 4 – Modelo de Proposta Econômica.

[...]

4.16. O deságio ofertado será aplicado de forma linear sobre os valores dos parâmetros flexibilizados pela ANEEL e sobre reconhecimento tarifário relativo aos empréstimos de RGR, conforme indicados no Anexo 13.

[...]

5.12. Será considerada vencedora do Leilão a oferta final que apresentar o maior Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga.

(nossos grifos)

37. Ainda, com o intuito de viabilizar a licitação da concessão da Amazonas Energia, foi publicada a Medida Provisória nº 855, de 13 de novembro de 2018, que previu o reembolso de até R\$ 3,00 bilhões em valores glosados em reembolsos da CCC, e a assinatura de um Termo de Compromisso com carência de cinco anos, a contar da assinatura do novo contrato de concessão, sem a aplicação de parâmetros de eficiência econômica e energética nos reembolsos da CCC. Tal prazo expira em **abril de 2024** e a partir de então os parâmetros de eficiência econômica e energética voltam a ser aplicados nos reembolsos, o que significa que serão glosados da cobertura da CCC a diferença entre os percentuais de perdas real e regulatória (fator de corte) e a parcela de custo de geração própria acima dos parâmetros de eficiência, resultando em mais um déficit da concessionária.

38. Em 4 de janeiro de 2019, encerrado o processo de desestatização da Amazonas Energia, foi declarado[10] “vencedor do LEILÃO N.º 2/2018-PPI/PND o Proponente CONSÓRCIO OLIVEIRA ENERGIA – ATEM, em relação ao Leilão da concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica associada à alienação de ações da AMAZONAS ENERGIA, mediante a apresentação da Proposta Econômica que ofertou Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga de 00,00” (nossos grifos).

39. Como balanço do processo de licitação tem-se as seguintes definições contratuais:

(i) como não houve deságio na flexibilização tarifária decorrente dos ajustes de custos operacionais, o valor dessa rubrica seria mantido, nos termos do Edital, até a primeira revisão tarifária ordinária da concessionária, fixada para maio de 2024;

(ii) a trajetória regulatória de perdas seguiria conforme definido pela Lei nº 13.299, de 2016, até 2025; e,

(iii) os reembolsos da CCC sem a aplicação dos parâmetros de eficiência econômica e energética até abril de 2024 e, portanto, sem as glosas que adviriam da sua aplicação.

2.4. Contrato de Concessão nº 1/2019

40. O grupo Oliveira/ATEM assumiu a concessão em 11 de abril de 2019, com a assinatura do Contrato de Concessão nº 01/2019-ANEEL.

41. Inicialmente, reforça-se a disposição estabelecida na Subcláusula Primeira, da Cláusula Sexta – Tarifas Aplicáveis na Prestação do Serviço, em que a concessionária reconheceu que a aplicação das tarifas vigentes, em conjunto com as regras de reposicionamento tarifários, seriam suficientes para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão, conforme trecho a seguir transcrito:

CLÁUSULA SEXTA-TARIFAS APLICÁVEIS NA PRESTAÇÃO DO SERVIÇO

Pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica que lhe é concedido por este Contrato, a DISTRIBUIDORA cobrará as tarifas homologadas pela ANEEL.

Subcláusula Primeira - A DISTRIBUIDORA reconhece que as tarifas vigentes na data da assinatura deste Contrato, em conjunto com as regras de Reposicionamento Tarifário são suficientes à adequada prestação do serviço e à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato.

(nossos grifos)

42. Desde então, observa-se o atendimento pelo Poder Público às disposições legais, regulamentares e contratuais no âmbito da nova concessão de distribuição, incluindo, mas não se limitando:

(i) a homologação de reajustes tarifários anuais;

(ii) a manutenção da flexibilização de custos operacionais até a primeira revisão tarifária ordinária, em maio de 2024;

(iii) a manutenção da trajetória de perdas definidas na Lei nº 13.299, de 2016 até 2025;

(iv) a homologação, em 2020, da revisão tarifária extraordinária[11], a pedido da Concessionária, nos termos da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão, com avaliação completa da base de remuneração;

(v) o pagamento de valores que não tinham sido reembolsados[12], pela CCC, por força das exigências de eficiência econômica e energética, nos termos da Medida Provisória nº 855, de 2018;

(vi) os reembolsos da CCC, até abril de 2024, conforme Termo de Compromisso assinado em março de 2019[13], que permitiu não aplicar os parâmetros de eficiência econômica e energética; e,

(vii) o repasse ordinário de fundos setoriais, nos termos da regulamentação e legislação aplicável.

43. Apesar da aplicação das condições previstas na licitação para a readequação do equilíbrio econômico e financeiro, por meio da Lei nº 14.120, de 2021, foi prorrogada em 5 (cinco) anos a aplicação dos Critérios de Eficiência quanto à Gestão Econômico-Financeira, previstos no Anexo II do Contrato de Concessão, que previam a necessidade de atendimento dos limites abaixo descritos, e seriam fundamentais para se preservar a sustentabilidade econômico-financeira da concessão, dado que o contrato também previa aportes de capital na hipótese de descumprimento dos parâmetros e a abertura do processo de caducidade da concessão por descumprimento dos critérios em dois anos consecutivos ou no último ano.

(i) LAJIDA > 0 (p/ 2020 em diante);

(ii) [LAJIDA (-) QRR] > 0 (p/ 2021 em diante);

(iii) {Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} < 1/(0,8 * SELIC) (p/ 2022 em diante);

(iv) {Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} < 1/ (1,11 * SELIC) (p/ 2023 em diante).

44. Com a mudança legislativa, apenas a partir de 2025 se iniciará a apuração de cumprimento dos referidos critérios contratuais, sem prejuízo de outras ações fiscalizatórias. Foram postergadas as obrigações do novo concessionário quanto à apuração das cláusulas objetivas de sustentabilidade econômica e financeira do contrato, no entanto, a referida prorrogação não afastou obrigação contratual e normativa de gerir adequadamente os recursos da concessão, preservando condição de sustentabilidade econômica e financeira na gestão dos seus custos e despesas, solvência de endividamento, adimplência setoriais, entre outros.
45. Por fim, destaca-se dispositivo legal acrescido pela Lei nº 14.146, de 26 de abril de 2021, que estendeu^[14] o repasse de sobrecontratação involuntária para a CCC até 2026:
- Art. 4º-C. O ônus decorrente da sobrecontratação reconhecida pela Aneel como exposição involuntária, para as distribuidoras de energia elétrica prestadoras do serviço em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN em 9 de dezembro de 2009, a partir da interligação ao SIN, será repassado à CCC, mediante:*

I – custeio das obrigações decorrentes da repactuação de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEEs), preferencialmente;

II – repasse do efeito financeiro da sobrecontratação.

§ 1º O disposto no inciso I do caput deste artigo está condicionado à existência de economicidade na proposta e à aprovação pela Aneel.

§ 2º Para o repasse de que trata o inciso II do caput deste artigo, o efeito financeiro, negativo ou positivo, será considerado no custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, entre janeiro de 2021 e dezembro de 2026, nos termos definidos pela Aneel.

(nossos grifos)
46. Em resumo, além dos dispositivos ordinários de homologação de reajustes tarifários, revisões tarifárias e de repasse de fundos setoriais (CCC/CDE/RGR), foram garantidas as seguintes flexibilizações dos parâmetros regulatórios, com fins de permitir transição para alcançar a sustentabilidade da área de concessão de Amazonas Energia:

Tabela 1: Resumo das flexibilizações aplicáveis ao Contrato de Concessão nº 1/2019

Flexibilização	Medida Legal/contratual	Vigência	Impacto tarifário?
Perdas de energia	Lei nº 13.299, de 21/6/2016	Até nov/2025	Sim, tarifa
Fator de corte CCC	Medida Provisória nº 855, de 13/12/2018	Até abr/2024	Sim, CCC
Geração ineficiente CCC	Medida Provisória nº 855, de 13/12/2018	Até abr/2024	Sim, CCC
Custos Operacionais	Contratual, cláusula Vigésima do CC 1/2019	Até 1ª Revisão Tarifária Periódica - RTP (mai/2024)	Sim, tarifa
Fator X	Contratual, cláusula Vigésima do CC 1/2019	Até 1ª RTP (mai/2024)	Sim, tarifa
Apuração dos critérios de eficiência na gestão econômico e financeira	Lei nº 14.120, de 1/3/2021	Postergado de 2020 para 2025	Não
Sobrecontratação	Lei nº 14.146, de 26/4/2021, e Portaria MME nº 15, de 2/7/2021	Até dez/2026	Sim, CCC

47. Diante da assinatura de novo contrato de concessão, no período de dois anos após a sucessão societária, foi realizado monitoramento^[15] da qualidade do serviço prestado e da situação econômico-financeira da Amazonas Energia e das demais distribuidoras de energia elétrica privatizadas no âmbito do Edital 2/2018-PPI/PND. Ao final, recomendou-se à Amazonas Energia, dentre outros, elaboração de Plano de Resultados no aspecto econômico-financeiro.
48. Isso porque, mesmo após o processo de desestatização e garantido o atendimento aos dispositivos legais, regulamentares e contratuais aplicáveis, relacionados na Tabela 1, a distribuidora não vinha conseguindo atingir níveis sustentáveis do ponto de vista econômico-financeiro, o que imputava riscos à prestação adequada do serviço, em especial em função do nível de perdas não técnicas e inadimplência persistentemente elevados, somado ao nível de endividamento, incompatível com a geração de caixa da concessionária e, portanto, insustentável.
49. Passado o período de monitoramento da implementação do Plano de Resultados firmado, a concessionária não obteve resultados satisfatórios frente às projeções constantes do plano e ainda se encontrava em situação de inadimplência intrasetorial.
50. Assim, em 19 de setembro de 2022, foi emitido o Termo de Intimação nº 4/2022-SFF/ANEEL, que comunicou à distribuidora as falhas e as transgressões à legislação aplicável e ao Contrato de Concessão nº 01/2019-ANEEL, que poderiam ensejar a recomendação de caducidade da concessão por perda das condições econômicas para manter a adequada prestação do serviço, nos termos do art. 20, inciso IV, da Resolução Normativa ANEEL nº 846, de 2019.
51. Como resposta à Aneel, a concessionária comunicou que pretendia equacionar o seu desequilíbrio econômico-financeiro por meio de transferência do controle societário, tendo apresentado requerimento de Transferência do Controle em 9 de outubro de 2023.
52. Em 13 de novembro de 2023, a Eletrobras Eletronorte comunicou ao Ministério de Minas e Energia que procedeu ao registro da Amazonas Energia no cadastro de inadimplentes (Cadin) da Aneel. Caso a Amazonas Energia permanecesse no Cadin, deixaria de fazer jus aos reajustes e revisões tarifárias e aos repasses setoriais (CCC, CDE), o que a levaria a uma situação de insuficiência de caixa rapidamente. Porém, foi-lhe concedida uma liminar judicial que anulou estes efeitos.
53. Não obstante, em 21 de novembro de 2023, durante a 43ª Reunião Pública Ordinária, a diretoria da Aneel, por unanimidade, decidiu^[16] não aprovar o requerimento de transferência do controle societário encaminhado pela Amazonas Energia, por ter sido considerado insuficiente e sem as devidas comprovações de aporte de capital, e recomendar ao Ministério de Minas e Energia a caducidade da concessão^[17].
54. Em 23 de janeiro de 2024, durante a 1ª Reunião Pública Ordinária, a diretoria da Aneel, por unanimidade, decidiu^[18] conhecer do Pedido de Reconsideração interposto pela AmE e, no mérito, negar-lhe provimento, mantendo a recomendação de caducidade da concessão.
3. **DA SITUAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DA CONCESSÃO E PERSPECTIVAS**
55. Atualmente, é grave a situação econômica e financeira da concessionária, com risco à prestação do serviço no estado do Amazonas, de inadimplência com as obrigações intrasetoriais e com a perspectiva de agravamento em razão da recomendação de caducidade da concessão pela ANEEL ao MME, uma vez que a Amazonas Energia não logrou êxito em submeter à ANEEL um plano de transferência do controle que assegure a readequação do serviço prestado.
56. Como enunciado, são diversos os comandos legais, regulamentares e contratuais que têm garantido a cobertura, via tarifas de energia ou subvenções econômicas da CCC/CDE e da RGR, dos custos de geração e distribuição de energia no Estado do Amazonas, com fins de preservar o equilíbrio econômico e financeiro da concessão. Todavia, a distribuidora não teve êxito em atingir níveis sustentáveis de parâmetros econômicos e financeiros.
57. De forma resumida, o histórico^[19] da situação econômico-financeira é apresentado na Figura a seguir, que apresenta a evolução da dívida líquida (já considerados os ativos e passivos regulatórios) e da geração de caixa ajustada. O que se nota é a combinação de uma geração de caixa negativa, com um nível de endividamento elevado e crescente, ou seja, numa situação de insustentabilidade (em setembro de 2023, a dívida líquida alcança R\$ 9,6 bilhões).

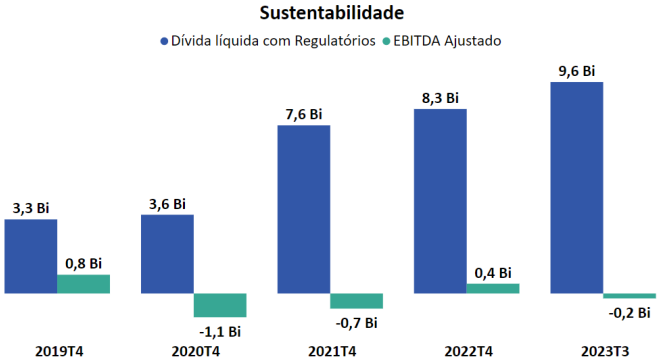


Figura 2: Evolução de EBITDA e dívida líquida

58. Desde o início da nova concessão, a geração de caixa foi insuficiente para cobertura dos investimentos na reposição dos ativos e pagamento do serviço da dívida.

59. Quando se compara o desempenho operacional com os patamares regulatórios, nota-se que o déficit gerado pela diferença entre o nível real e regulatório de perdas não técnicas e inadimplência é grande e crescente, conforme figuras a seguir, totalizando R\$ 830 milhões em 2022.

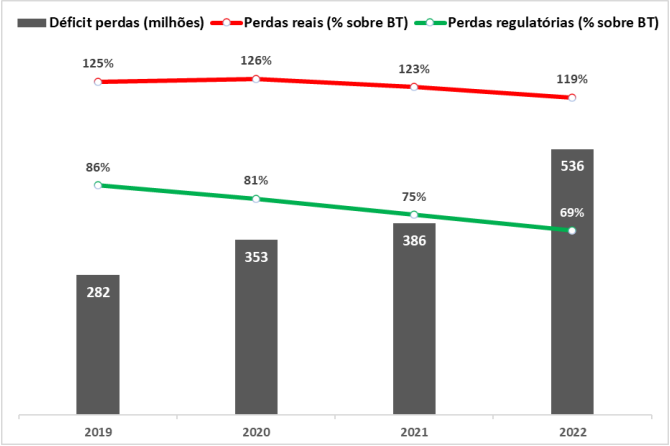


Figura 3: Evolução de perdas não técnicas (% sobre mercado BT) reais x regulatórias e glosa anual estimada, em milhões

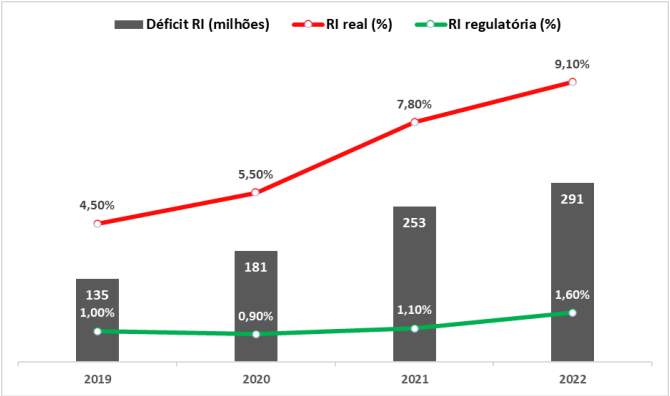


Figura 4: Evolução de receitas irrecuperáveis reais x regulatórias e glosa anual estimada, em milhões

60. Com relação às perdas não técnicas, diferente do resultado esperado com a flexibilização desse parâmetro, a diferença entre o nível real e regulatório de perdas tem aumentado significativamente, imputando déficits cada vez maiores à concessionária. Projeta-se, ainda, déficit adicional de cerca de **60 milhões**[20] ao ano, em razão da trajetória de redução das perdas regulatórias definida em Lei, caso as perdas não técnicas reais se mantenham nos patamares atuais.

61. Tal fato torna-se ainda mais complexo quando se verifica que, do ponto de vista regulatório, a Amazonas já é, atualmente, a concessionária que possui maior participação[21] da componente de perdas não técnicas nas tarifas residenciais do Brasil, de 13,4%:

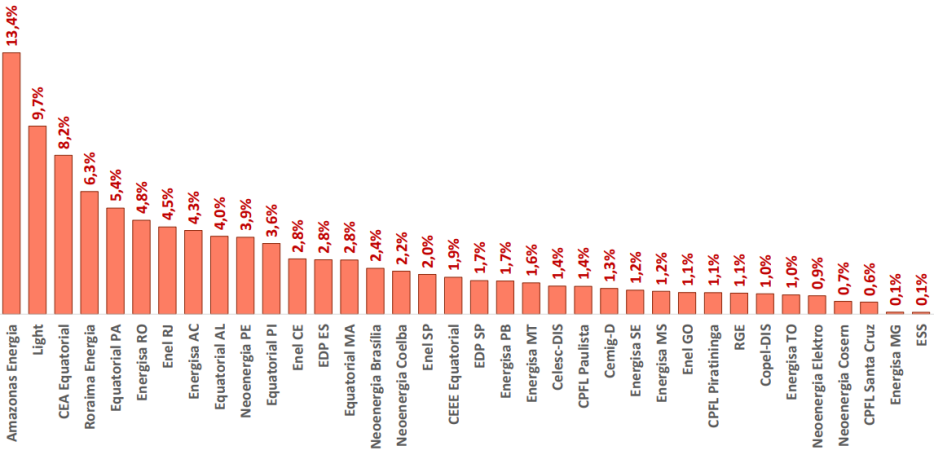


Figura 5: Participação das Perdas Não Técnicas nas tarifas residenciais, sem tributos

62. Com relação às receitas irrecuperáveis, não há flexibilização legal ou contratual. A evolução dos níveis reais mostra a dificuldade da distribuidora em receber os valores que fatura de seus consumidores, o que resulta em expressivo déficit. Projeta-se, no mínimo, manutenção desse déficit nos próximos anos.
63. Ademais, não houve a esperada redução de custos operacionais, especialmente quando se verificam lançamentos em mão de obra própria e serviços de terceiros. O custo realizado ao final de 2022 era equivalente aos valores regulatórios flexibilizados (excluindo-se os lançamentos em provisões, cuja cobertura é observada no âmbito de receitas irrecuperáveis).
64. No entanto, com a saída das flexibilizações a partir da revisão tarifária periódica, prevista para ocorrer em maio de 2024, com impacto de aproximadamente R\$ 375 milhões[22] na geração de caixa da concessionária, esse será mais um parâmetro crítico a pressionar a já precária condição econômico-financeira da concessão.

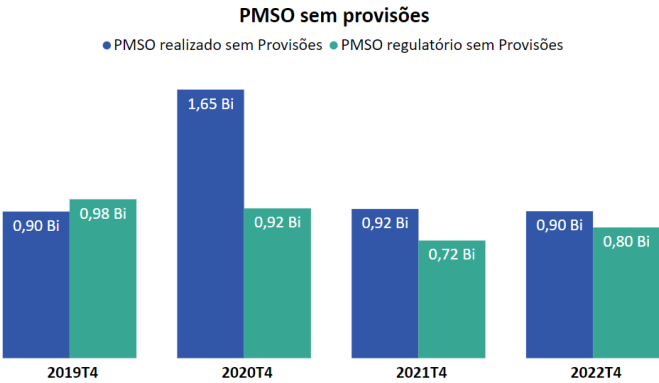


Figura 6: Evolução dos custos operacionais reais x regulatórios

65. Somado ao cenário de geração de caixa insustentável, a dívida também teve acréscimo expressivo, conforme observado na Figura 2, especialmente em virtude da recorrente inadimplência com os credores. Cerca de 80% da dívida é concentrada com Eletronorte e Eletrobras. Parte da dívida, inclusive, foi reconhecida pela distribuidora logo após a assinatura do Contrato de Concessão, quando a concessionária firmou novos contratos de confissão de dívida (CCDs) com Eletronorte, referentes ao período de designação posterior à data base do Edital de licitação.
66. Especificamente com a Eletronorte, que além de credora é supridora de energia elétrica, a distribuidora também se encontra inadimplente com valores de compra de energia. De acordo com o Cadastro de Inadimplentes da ANEEL, a empresa emitiu certidão positiva com efeito de negativa – CPEN, com validade até 19/1/2024, posteriormente emitida com validade até 18/2/2024, por força de decisão judicial proferida no Mandado de Segurança nº 1025838-91.2022.4.01.3200/SJDF.
67. Caso a Amazonas Energia fique inadimplente, a distribuidora terá suspensos os repasses de fundos setoriais, como a CCC, destinados à cobertura de parcela dos custos de geração de energia elétrica. Somada à precária situação econômico-financeira, eventual inadimplência que impeça repasse dos fundos setoriais potencializa o risco de prestação inadequada do serviço pela distribuidora.
68. O iminente risco de inadimplência intrasetorial foi o que motivou, inclusive, a autorização para pagamento direto[23] de parte dos reembolsos da CCC à Eletronorte, podendo ser estendido aos demais fornecedores, na hipótese de registro no Cadastro de Inadimplentes, com fins de garantir o fornecimento de energia para as localidades atendidas pelas usinas termelétricas.
69. Em suma, a situação econômico-financeira em que se encontra a Amazonas Energia é insustentável pela combinação de elevado endividamento, e a situação de inadimplência que daí decorre, com a reduzida geração de caixa decorrente da dificuldade do atual concessionário em operar conforme os critérios de eficiência admitidos nas tarifas.
70. Mesmo na hipótese de renegociação do endividamento, será necessário reverter a geração de caixa atual. Isso porque mantido o nível atual de geração de caixa, em patamar bastante inferior do nível regulatório, o fluxo de caixa não será compatível com as necessidades de liquidez para honrar compromissos setoriais e financeiros da distribuidora e nem sua necessidade de investimentos.
71. Sobre a perspectiva futura, vale destacar a representatividade dos custos de compra de energia frente à receita da distribuidora. Se observados os valores de CCC repassados à distribuidora em 2022, de cerca de R\$ 7 bi[24], 90% se referem a custos de geração acima do ACRmédio (incluindo custo e infraestrutura do gás natural, pagamento dos PIEs que atendem à capital, daqueles decorrentes de Leilões nos sistemas isolados e geração própria).
72. Ocorre que se encerra em abril de 2024 o prazo de 5 anos previsto na MP nº 855, de 2018, para a não aplicação, no reembolso da CCC, de parâmetros de eficiência econômica e energética e do limite de reembolso, previstos nos § 12 e § 16 do art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009. Os valores que deixaram de ser glosados, pela não aplicação do fator de corte e de geração ineficiente, conforme apuração realizada nos últimos anos, são apresentados na Tabela a seguir:

Tabela 2: Fator de corte e geração ineficiente reembolsados entre 2019 e 2022, em virtude da MP 855 e Termo de Compromisso (em R\$ milhões)

Item de custo	2019	2020	2021	2022
Fator de corte CCC	262	383	562	811
Geração ineficiente CCC	134	159	189	139

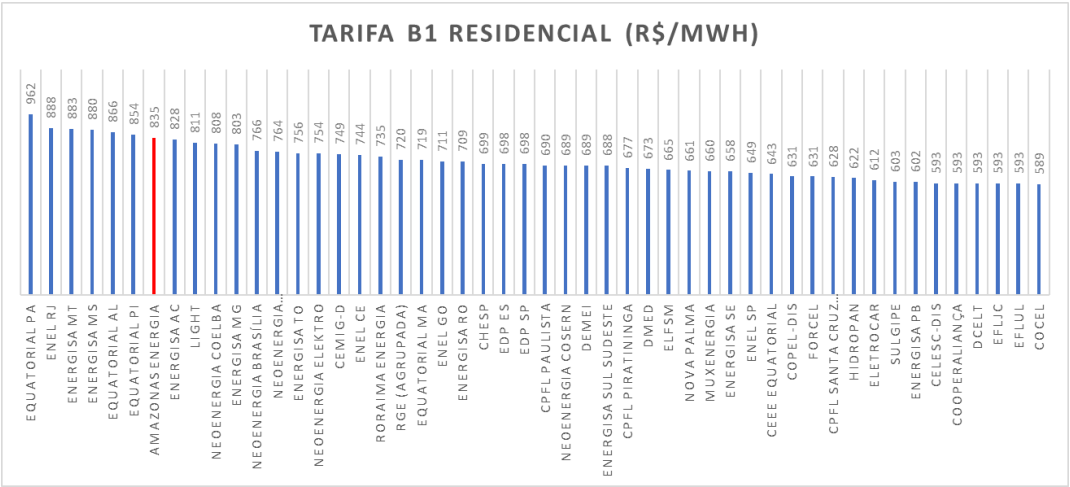
73. A título de comparação, se somadas todas as demais distribuidoras sujeitas à aplicação do fator de corte nos termos da Lei, o montante total não repassado foi de R\$ 246 milhões, no período de 2019 a 2022. Por outro lado, se não tivesse a cobertura garantida em Lei, a Amazonas Energia teria glosa de cerca de R\$ 2 bilhões no mesmo período, tendo em vista suas perdas reais muito superiores às regulatórias.
74. Assim, tendo em vista a proximidade do fim do período de carência definido na MP 855, de 2018, essa parcela de custo se transformará em expressivo déficit, que será arcado pelo acionista a partir de abril de 2024, agravando ainda mais a situação da distribuidora.
75. De forma resumida, a Tabela a seguir apresenta os déficits estimados para os próximos anos, decorrentes do desempenho operacional da distribuidora frente aos referenciais regulatórios para todos os itens discutidos nesse relatório e que serão potencializados em virtude do encerramento de flexibilizações legais e/ou contratuais:

Tabela 3: Défis estimados para 2023 e os próximos anos (em R\$ milhões)					
Item de custo	Medida Legal/Contratual	2023	2024	2025	2026
Perdas de energia	Lei 13.299/16	596	656	716	776
Fator de corte CCC	MP 855/18		643	1.076	1.097
Geração ineficiente CCC	MP 855/18		81	139	139
Custos operacionais	Contrato de Concessão 1/19	99	311	463	463
Inadimplência	N/A	291	291	291	291
Total (em R\$ milhões)		987	1.983	2.685	2.766

76. A título de comparação, a Parcela B (receita de distribuição) da Amazonas Energia é de R\$ 1,27 bilhão por ano, sendo a remuneração e a quota de reintegração do capital investido na concessão de aproximadamente R\$ 473 milhões, ou seja, o déficit projetado para os próximos anos é totalmente incompatível com a geração de caixa potencial da concessão.
77. Por fim, quanto à sobrecontratação, a Lei nº 14.146, de 2021, tratou do pagamento até 2026, mediante CCC, do ônus decorrente da sobrecontratação reconhecida pela Aneel como involuntária. Nos últimos anos, conforme informações da CCEE, foram reconhecidos, em milhões:

Tabela 4: Sobrecontratação repassada mediante CCC (em milhões)			
Item de custo	Medida Legal/Contratual	2021	2022
Sobrecontratação	Lei 13.299/16	347	873

78. Se projetados para 2023, a partir dos valores pagos até julho do corrente ano, o repasse pode chegar a R\$ 1,2 bilhão. Tal valor, inclusive, foi incluído no Orçamento da CDE aprovado para 2023.
79. Nos termos da Lei, o repasse dos efeitos financeiros (positivos ou negativos) da sobrecontratação é considerado mensalmente no reembolso do custo total de geração, pago com os recursos da CCC, e está estabelecido até 2026. A partir dessa data, os valores de sobrecontratação involuntária serão repassados às tarifas dos consumidores da área de concessão. Como a receita total da concessão, a ser paga pelos consumidores locais, é de R\$ 4,49 bilhões, o impacto tarifário tende a ser bastante elevado. Tal fato merece atenção, tendo em vista que, atualmente, a concessão do Amazonas encontra-se entre as maiores tarifas do Brasil, como pode ser visto no gráfico a seguir:



- Figura 7: Ranking tarifas B1 residencial
80. Assim, embora haja a possibilidade de repasse tarifário de 2027 em diante e, portanto, não necessariamente signifique uma perda econômica para o concessionário, a própria dinâmica de apuração da sobrecontratação, que ocorre em processo tarifário subsequente à realização do efetivo custo, pode imputar uma perda financeira à distribuidora, ampliando o déficit apresentado na Tabela 3.
81. Para a questão da sobrecontratação, ainda reside o risco associado aos contratos compulsórios oriundos da Medida Provisória nº 855, de 2018, discutido no capítulo III.1.4 deste Relatório.
82. Em resumo, a presente seção apresentou a situação econômico-financeira da concessionária e a perspectiva de agravamento, com risco à prestação adequada do serviço e à adimplência intrasetorial. Essa conjuntura motivou a Recomendação de Caducidade por parte da Aneel.
83. Dessa forma, mostra-se fundamental a avaliação das alternativas que possam ser conduzidas pelo Poder Concedente, considerando vantagens e desvantagens de cada uma delas, observada a superveniência do interesse público.
4. **MEDIDAS NECESSÁRIAS À SUSTENTABILIDADE ECONÔMICA E FINANCEIRA DA CONCESSÃO**
84. Feita a contextualização da situação econômica e financeira em que se encontra a concessão e a perspectiva de deterioração dessa situação, essa seção busca encaminhar soluções para a adequação do serviço prestado no estado do Amazonas.
85. A solução passa fundamentalmente por duas etapas: i) a edição de medidas legislativas que viabilizem um cenário de transição, por novo concessionário, para o atendimento das condições de sustentabilidade econômica e financeira do serviço de distribuição; e, ii) a seleção de um novo operador por meio de processo que permita ampla participação de interessados com capacidade técnica e econômica para adequar o serviço de distribuição aos padrões de eficiência regulatórios. No caso de múltiplos interessados, o referido processo deve adotar, a modicidade tarifária como critério de escolha.
86. Cumpre observar que a eficácia das novas medidas legislativas deve estar condicionada à assunção do serviço por novo operador, a ser selecionado por meio de troca do controle societário da atual empresa concessionária, com processo competitivo, ou ainda por meio da licitação exclusiva da concessão, como será explicado adiante. Isso porque não se justifica conceder novas flexibilizações ao atual concessionário que, mesmo já usufruindo de flexibilizações legais vigentes, não obteve êxito na recuperação da sustentabilidade da concessão, o que era o objetivo da licitação promovida com base na Resolução CPPI n. 20, de 8 de novembro de 2017.