



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 vindas 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<sup>[1]</sup> 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 Aneel.*

*§ 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.

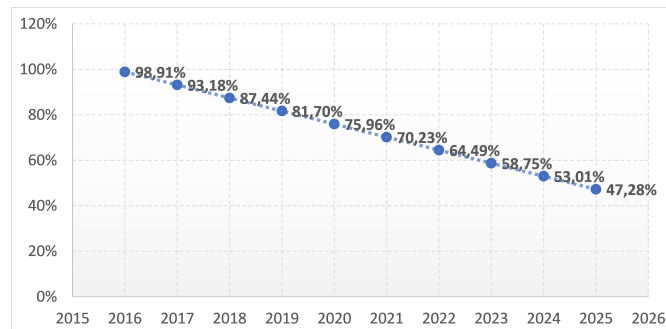


Figura 1: Trajetória de Perdas Não Técnicas (%BT) definida na Lei nº 13.299, de 2016[5]

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<sup>[6]</sup> 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<sup>[7]</sup>:

*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<sup>[14]</sup> 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<sup>[15]</sup> 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<sup>[16]</sup> 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<sup>[17]</sup>.

54. Em 23 de janeiro de 2024, durante a 1ª Reunião Pública Ordinária, a diretoria da Aneel, por unanimidade, decidiu<sup>[18]</sup> 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<sup>[19]</sup> 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).



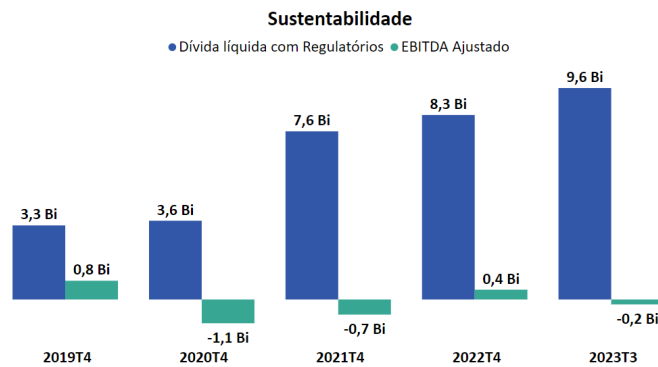


Figura 2: Evolução de EBITDA e dívida líquida

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.

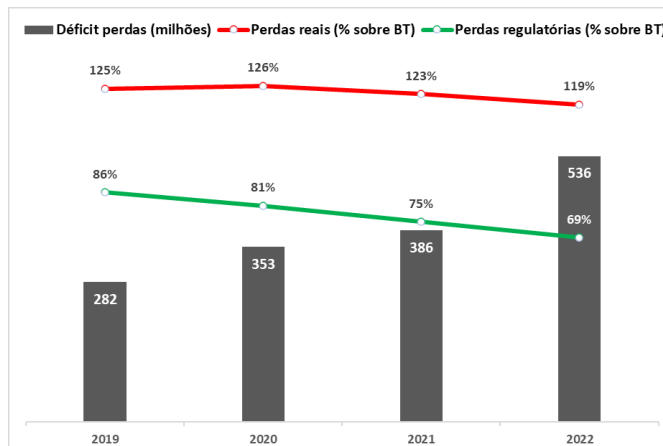


Figura 3: Evolução de perdas não técnicas (% sobre mercado BT) reais x regulatórias e glosa anual estimada, em milhões

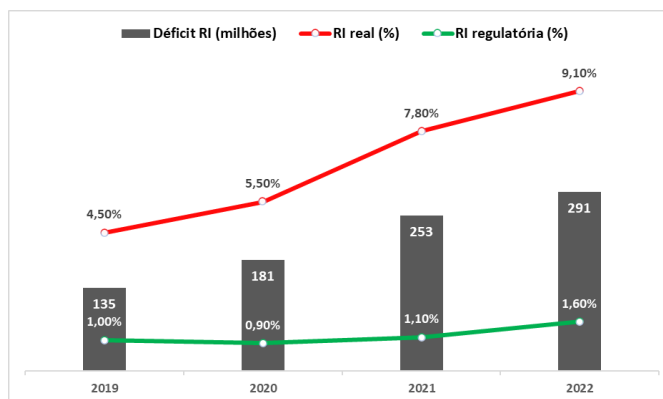


Figura 4: Evolução de receitas irrecuperáveis reais x regulatórias e glosa anual estimada, em milhões

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%:

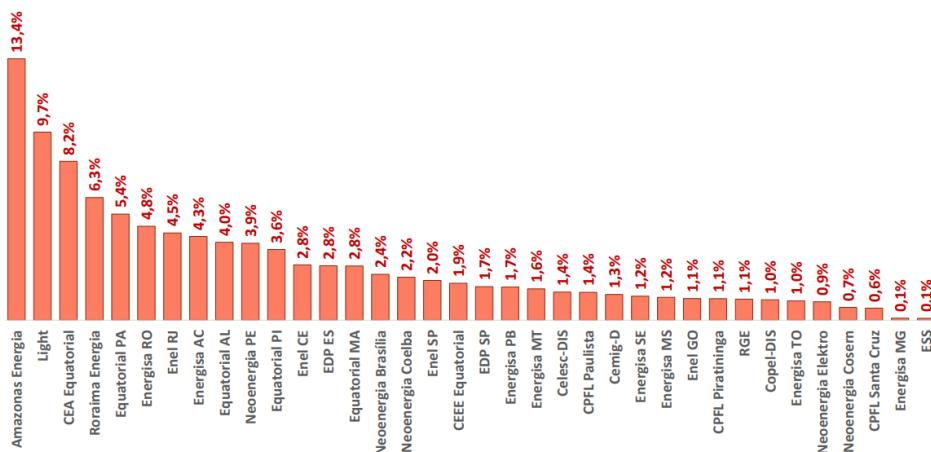


Figura 5: Participação das Perdas Não Técnicas nas tarifas residenciais, sem tributos

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.

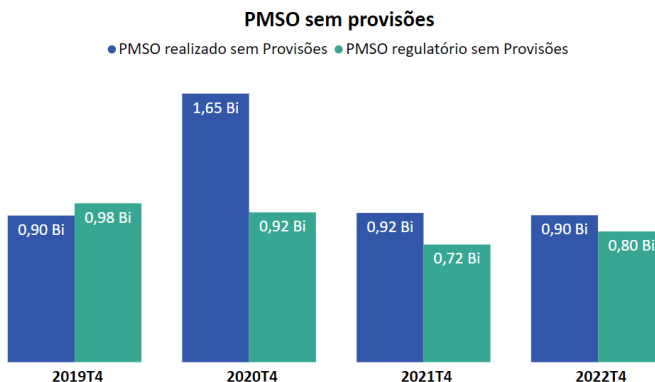


Figura 6: Evolução dos custos operacionais reais x regulatórios

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 inadimplimento 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: Déficit 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
<b>Total (em R\$ milhões)</b>		<b>987</b>	<b>1.983</b>	<b>2.685</b>	<b>2.766</b>

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.

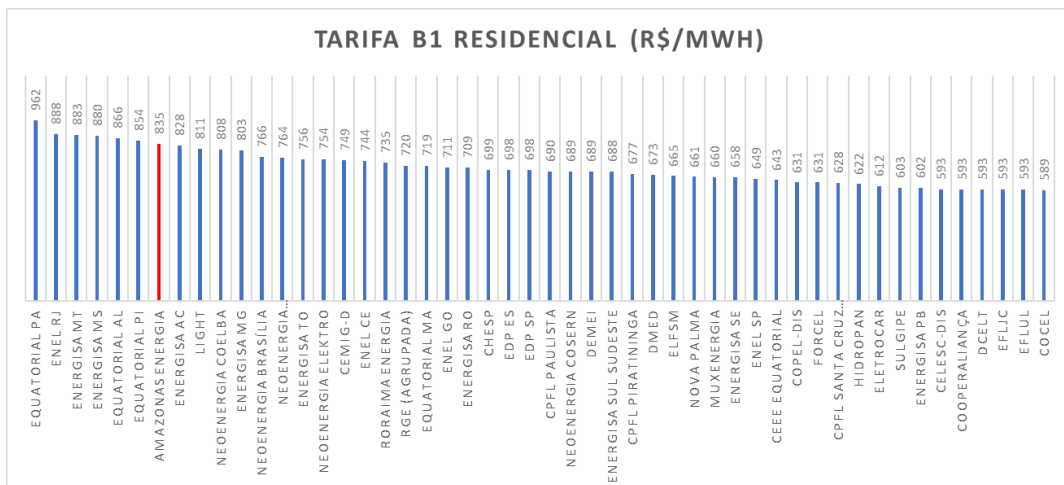
77. Por fim, quanto à sobrecontratação, a Lei nº 14.146, de 2021, tratou do pagamento até 2026, mediante CCC, do ônus decorrente da sobrecontratação reconhecida pela Aneel como involuntária. Nos últimos anos, conforme informações da CCEE, foram reconhecidos, em milhões:

**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.



87. Neste sentido, considerando as condições desafiadoras da concessão, conforme já apresentado, entende-se relevante que seja selecionado, entre os eventuais proponentes, um operador que tenha as condições técnicas e econômicas para adequar o serviço de distribuição aos padrões de eficiência regulatórios.

#### 4.1. Mudanças Legislativas

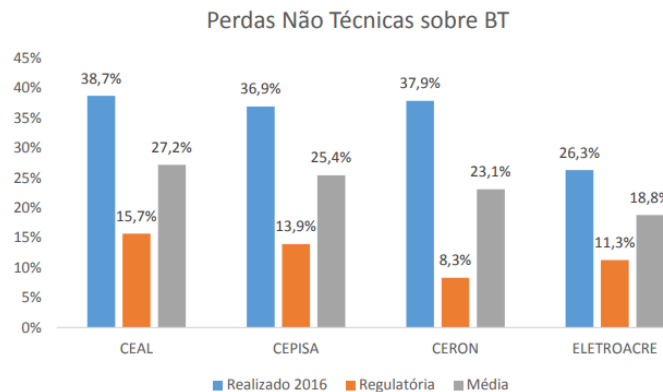
88. Considerando as flexibilizações concebidas no âmbito da licitação ocorrida em 2018, e observando os déficits atuais que comprometeram a situação econômico-financeira, identificou-se as medidas listadas a seguir para permitir que novo concessionário tenha prazo para promover os ajustes operacionais necessários para criar as condições de sustentabilidade econômica e financeira da concessão, medidas essas que requerem, como ocorreu àquela ocasião, mudanças legislativas.

89. Importante frisar que tais medidas são necessárias independentemente da forma de escolha do novo concessionário, dado o cenário de insustentabilidade da concessão caracterizado nas seções anteriores.

##### 4.1.1. Trajetória de Perdas Não Técnicas

90. O art. 4º da Lei nº 13.299, de 2016, incluiu o art. 4º-A na Lei nº 12.111, de 2009, e estabeleceu o nível regulatório de perdas da Amazonas Energia até o ano de 2025. Ocorre que a distribuidora não tem obtido êxito em reduzir o nível de perdas e, atualmente, o nível real de perdas não técnicas (com relação ao mercado faturado de baixa tensão) é de 119%, enquanto a trajetória regulatória definida por Lei se encontra em 64% e será reduzida para 52% em 2025. É necessário que a trajetória de perdas definida em Lei seja afastada e que seja permitido ao Poder Concedente e à ANEEL definir nível compatível com a readequação do serviço prestado por novo concessionário.

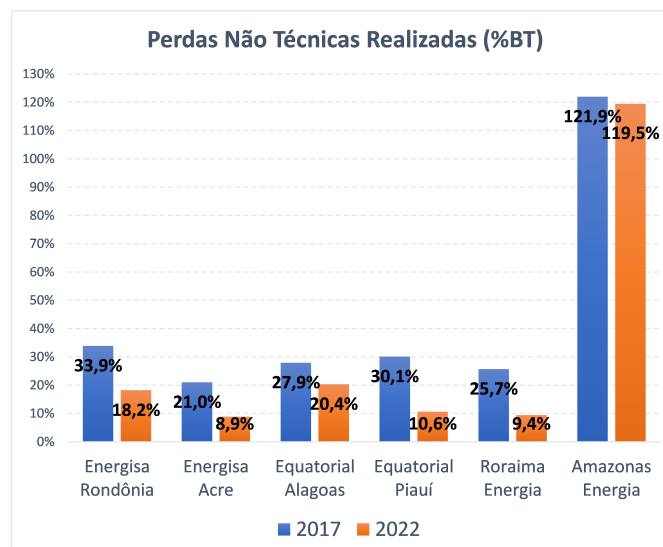
91. A título de exemplo, para as demais distribuidoras designadas, que não tiveram o nível regulatório de perdas definidos em Lei[25], a ANEEL discutiu na segunda fase da Audiência Pública nº 32/2017[26] o nível de flexibilização necessário para viabilizar o processo de licitação das concessões tendo definido, por meio da Resolução Homologatória nº 2.298/2017, que o nível regulatório seria elevado para a média entre o nível real e o regulatório anteriormente vigente, conforme figura a seguir.



**Figura 8: Flexibilização do nível regulatório de perdas das distribuidoras designadas[27]**

92. A premissa empregada foi de que as flexibilizações deveriam permanecer nas tarifas por 5 anos e, portanto, até a primeira revisão tarifária ordinária posterior à assinatura dos novos contratos de concessão, de modo que o novo concessionário teria um ciclo tarifário para convergir para os referenciais regulatórios. Numa trajetória linear de redução, nos dois primeiros anos o novo concessionário ainda teria perdas não técnicas superiores às regulatórias, que se equivaleriam no terceiro ano e, nos dois últimos anos do ciclo tarifário, as perdas reais seriam inferiores às regulatórias, compensando as perdas que o novo concessionário obteve nos dois primeiros anos.

93. Para as demais distribuidoras designadas, a assunção por novo concessionário de fato resultou em melhoria de desempenho em relação às perdas não técnicas. Os novos concessionários têm tido sucesso em reduzir o nível de perdas não técnicas, conforme demonstrado na figura a seguir, que mostra a diferença entre os índices apurados em 2017, último ano antes dos processos licitatórios, e o ano de 2022.



**Figura 9: Comparação entre o nível de perdas não técnicas realizadas em 2017 e 2022**

94. O modelo, portanto, tem sido bastante funcional e a contratação de novos concessionários tem contribuído com a redução de um dos principais problemas do setor elétrico, que são as fraudes e furtos de energia elétrica. No entanto, a Amazonas Energia não tem conseguido reduzir o nível de perdas, o que reforça a necessidade de que o novo concessionário tenha grande expertise no combate às perdas não técnicas, sobretudo porque o estado do Amazonas é considerado o segundo mais complexo para se combater perdas, atrás somente do Pará[28].

95. Nesse ponto, cabe a reflexão quanto à alocação dos custos de tais flexibilizações. Isso porque, embora faça parte de um debate mais amplo, as tarifas da Amazonas Energia estão entre as maiores do país, com forte impacto do reconhecimento tarifário das perdas não técnicas, com participação de 13,4% das tarifas residenciais, o maior entre todas as distribuidoras do país.

96. As medidas podem incluir, por exemplo, a previsão de reconhecimento, mediante Encargos Setoriais, de parte das flexibilizações, mantendo-se o incentivo para o combate às perdas por parte do novo concessionário, mas amenizando o impacto nas tarifas locais. Reforça-se que o reconhecimento de mais

perdas regulatórias nas tarifas da concessionária pode contribuir para agravar a situação, levando mais consumidores para a inadimplência ou irregularidade no consumo da energia, dada a limitada capacidade de pagamento dos consumidores naquele Estado.

#### 4.1.2. Reembolso da CCC

97. A Medida Provisória nº 855, de 2018, permitiu carência de cinco anos, contados da assinatura do contrato de concessão, para a aplicação de parâmetros de eficiência econômica e energética e dos limites de reembolso previstos nos [§12](#) e §16 do art. 3º da Lei nº 12.111, de 2009.

98. O referido prazo se encerra em abril de 2024 e, conforme dados mostrados na seção de diagnóstico, a aplicação dos seus parâmetros impactaria em cerca de R\$ 1 bilhão por ano a geração de caixa da distribuidora, o que agravaria a situação de desequilíbrio econômico-financeiro, inviabilizando a assunção por novo concessionário.

99. É, portanto, necessária previsão legal para que o reembolso da CCC ocorra de forma a permitir o reequilíbrio da concessão após a transferência do controle ou assunção de novo concessionário, ou seja, sem a aplicação das glosas correspondentes ao fator de corte (perdas reais no consumo de energia acima das perdas regulatórias). Com relação aos limites de eficiência na geração, se recomenda voltar a aplicá-los após o período necessário à recuperação da concessão.

#### 4.1.3. Demais parâmetros regulatórios

100. A flexibilização dos custos operacionais regulatórios se deu no âmbito do regime de designação de que trata o art. 9º da Lei nº 12.783, de 2013, tendo sido definida pelo Poder Concedente por meio da Portaria nº 346, de 2016, e constado do Contrato de Concessão objeto do Edital de Licitação de privatização da Amazonas Energia.

101. A flexibilização permanece nas tarifas até a primeira revisão tarifária periódica após a assinatura do novo Contrato de Concessão, o que ocorrerá em maio de 2024. Ocorre que, atualmente, a distribuidora opera com custos próximos aos reconhecidos com as flexibilizações, de modo que se faz necessário que a Lei permita a permanência desse nível de custos operacionais, além da readequação de outros parâmetros regulatórios, como receitas irrecuperáveis, por um prazo suficiente para que o novo controlador ou novo concessionário tenha condições de trazer os níveis reais para níveis considerados eficientes.

#### 4.1.4. Sobrecontratação

102. A Amazonas Energia também possui uma questão referente à sobrecontratação de energia da empresa, a qual resulta, em parte, dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica – CCVEs, relativos à comercialização da energia proveniente dos Produtores Independentes de Energia Elétrica – PIEs de Manaus [UTE Cristiano Rocha (85,38 MW), UTE Tambaqui (93,046 MW), UTE Manaura (68,304 MW), UTE Jaraqui (75,477 MW) e UTE Ponta Negra (85,38 MW), totalizando 407,507 MW de capacidade instalada, conforme Figura 10 abaixo, formalizados entre a distribuidora e a antiga Amazonas GT.

Usina	Processo de Outorga	CEG	Proprietário	Potência (kW)	Contrato de Compra de GN	Custo médio mensal declarado (Mi R\$)
UTE Ponta Negra	48500.004044 /2005-37	UTE.GN.AM.029 361-0.02	Gera Amazonas Geradora de Energia do Amazonas S.A.	85.380	CCVE 01/2018	18,16
UTE Manaura	48500.003560 /2005-81	UTE.GN.AM.029 432-2.01	Companhia Energética Manauara	68,304	CCVE 02/2018	17,98
UTE Jaraqui	48500.002479 /2005-29	UTE.GN.AM.029 272-9.01	Breitener Jaraqui S.A.	75.477	CCVE 03/2018	18,24
UTE Tambaqui	48500.002510 /2005-77	UTE.PE.AM.029 276-1.01	Breitener Tambaqui S.A.	93.046	CCVE 04/2018	20,08
UTE Cristiano Rocha	48500.002867 /2005-28	UTE.PE.AM.029 499-3.01	Rio Amazonas Energia S.A.	85.380	CCVE 05/2018	19,10

Figura 10: Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica dos PIEs de Manaus<sup>[29]</sup>

103. Essa situação decorre de questões que remontam à desverticalização da empresa e posterior celebração de contratos entre geradora e distribuidora, que resultaram em uma sobrecontratação continuada, desde o período em que a companhia era estatal, anterior a 2015, passando pelo período de designação entre 2016 e 2018 e chegando à época atual em que a empresa foi privatizada em 2018/2019.

104. Os PIEs de Manaus foram contratados em 2005, quando a região de Manaus era um Sistema Elétrico Isolado, tendo sido celebrado contratos pelo período de 20 (vinte) anos, com reversão das usinas ao fim do contrato, como uma espécie de *leasing*.

105. Após a definitiva interligação de Manaus em 2015, a distribuidora alegou que parte expressiva de sua carga industrial migrou para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), deixando de pertencer ao mercado cativo da distribuidora, bem como a existência de sobras de energia decorrentes de Alocação de Cotas de Garantia Física e de Energia Nuclear, que poderiam ser consideradas como involuntárias.

106. Ou seja, devido a esses e outros fatores, a sobrecontratação da Amazonas Energia nos últimos anos sempre esteve ao redor de 40%, representando cerca de 400 MW médios, e a desconstrução desses PIEs teria o condão de reduzir substancialmente esse panorama.

107. Quanto ao reconhecimento tarifário, essa sobrecontratação, nos termos do Decreto nº 10.050/2019, foi identificada pela Aneel como involuntária, e considerada como custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, sendo ressarcida pela CCC entre 2015 e 2020. Após 2020, ela continuou sendo involuntária, porém com o fim da cobertura pela CCC, recairá sobre as tarifas dos consumidores amazonenses.

108. Destaca-se também que essa sobrecontratação decorre de uma necessidade sistêmica sucessivamente apontada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, de manutenção de um parque gerador mínimo em Manaus, para atuação em situações de contingência da linha de transmissão que atende a capital e região metropolitana.

109. Em 2020, dentre tantas tentativas de tratamento do assunto, a ANEEL abriu a Consulta Pública (CP) nº 077/2020, cujo objetivo foi o de obter subsídios e informações adicionais relativas à alteração dos contratos de compra e venda de energia das usinas dos Produtores Independentes de Energia - PIEs de Manaus.

110. Fruto dessa CP, a Agência indeferiu a proposta apresentada pela Amazonas GT de alteração dos CCVEs relativos à energia proveniente dos PIEs de Manaus e propôs a utilização da mediação administrativa da ANEEL como forma de facilitar a obtenção de consenso em torno das minutas de termos aditivos. A mediação não logrou êxito.

111. Dessa forma, ante a todo exposto e considerando as especificidades do assunto, bem como as tentativas de equacionamento da questão, é necessário tratamento legal a esse tema, tendo em vista que (i) a sobrecontratação afeta a sustentabilidade econômico-financeira da Amazonas Energia, com potencial aumento tarifário na região; e (ii) e, conforme Operador Nacional do Sistema – ONS, a operação dos PIEs é necessária sob a ótica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

112. Isto posto, aventa-se uma proposição para que esses contratos passem a ser suportados pelo Encargo de Energia de Reserva – EER, nos termos do art. 3º-A da [Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004](#).

#### 4.2. Seleção de novo operador

113. Considerando-se que não se justificaria estender condições similares decorrentes das flexibilizações viabilizadas por lei no âmbito do processo licitatório de 2018 ao mesmo concessionário que não logrou êxito na redução do endividamento da companhia e da recuperação de sua performance

operacional, o segundo ponto diz respeito à seleção de um operador com as condições técnicas e econômicas para adequar o serviço de distribuição aos padrões de eficiência regulatórios.

114. Diante do cenário em que se encontra a distribuidora, possibilitar medidas que flexibilizem os custos somente devem ser admitidas caso o proponente a novo operador demonstrar, de forma inequívoca, capacidade técnica, econômica e financeira de levar a distribuidora à sustentabilidade. Ou seja, o cenário exige sólida e efetiva melhoria de desempenho, por meio de ações que visem redução de custos e acréscimo de receitas.

115. Atualmente, há recomendação da Aneel, ao Ministério de Minas e Energia, para decretar a caducidade da concessão, uma vez que a Aneel não aprovou o plano de transferência do controle societário submetido pela Amazonas Energia. A decisão está consubstanciada no Despacho nº 4.506, de 21 de novembro de 2023.

116. É necessário, portanto, avaliar os cenários possíveis para se permitir, a partir dessa recomendação, a assunção do serviço por novo concessionário, seja por meio de troca de controle societário ou licitação de nova concessão.

117. Importante novamente citar que, para qualquer um dos cenários avaliados, será necessária a alteração da legislação anteriormente discutida. Dessa forma, condicionadas às flexibilizações propostas, as alternativas privilegiam processos competitivos, com fins de escolher a proposta mais vantajosa em benefício do interesse público.

#### 4.2.1. Licitação da concessão, com a indenização dos bens reversíveis

118. A contratação de novo concessionário por meio de licitação está prevista nas Leis nº 8.987, de 1995, e nº 9.074, de 1995, que também prevê a indenização dos bens reversíveis necessários à continuidade e atualidade do serviço concedido.

119. Nessa alternativa, há a decretação da caducidade do atual contrato de concessão por parte do Poder Concedente, que determina a indenização de bens reversíveis ainda não amortizados por meio das tarifas e dos ativos regulatórios, previstos em regulação da ANEEL, ainda não faturados pela distribuidora relativos ao período anterior à decretação da caducidade.

120. Na sequência, é necessário que se organize uma licitação para a contratação do novo concessionário, devendo as regras da licitação preverem como serão feitas as indenizações, os critérios técnicos e econômico-financeiros para a rigorosa seleção do novo concessionário, bem como o contrato de concessão com a cláusula de regulação econômica que, em conjunto com as mudanças legislativas, criam as condições econômico-financeiras para a readequação do serviço.

121. Para preservar a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica até que se conclua o processo licitatório, o contrato de concessão da Amazonas Energia prevê três possibilidades:

- 1. Prorrogação precária do Contrato** – essa hipótese está prevista na Subcláusula Primeira da Cláusula Décima Segunda com a seguinte redação: “O advento do termo contratual opera de pleno direito a extinção da concessão, facultando-se ao PODER CONCEDENTE, quando indispensável à preservação da continuidade na prestação do serviço público, prorrogar precariamente o presente Contrato até a assunção de nova outorga”;
- 2. Retomada do serviço pelo Poder Concedente** – a Subcláusula Quinta da Cláusula Décima Segunda prevê essa possibilidade, embora remeta à necessidade de Lei específica, ao dispor que “para atender ao interesse público, mediante Lei autorizativa específica, o PODER CONCEDENTE poderá retomar o serviço, após prévio pagamento da indenização das parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pela DISTRIBUIDORA para garantir a prestação do serviço público adequado.”
- 3. Intervenção Administrativa** – essa possibilidade está disciplinada na Subcláusula Sétima da Cláusula Décima Segunda no sentido de que “para fins da preservação da continuidade da prestação do serviço público, a ANEEL poderá intervir na DISTRIBUIDORA até que o processo licitatório seja concluído.”

122. Considerando que a situação em tela não se trata do advento do termo contratual, e considerando que a prévia indenização das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis para a retomada do serviço pelo Poder Concedente é um cenário de difícil implementação, as duas primeiras alternativas são de difícil aplicação. Dessa maneira, para fins da preservação da continuidade da prestação de serviço público, diante da recomendação de caducidade da concessão, existe a possibilidade de deflagração de um processo licitatório para a seleção de um novo concessionário pelo Poder Concedente. Assim, até a assinatura de novo contrato de concessão, o serviço continuaria sendo prestado pela Amazonas Energia, com a possibilidade de intervenção administrativa para fins da preservação da continuidade do serviço, caso necessário.

123. Trata-se de alternativa pouco testada no setor elétrico brasileiro, com risco não desprezível à continuidade do serviço prestado, prazo longo para conclusão, estimado em aproximadamente dois anos, e elevado risco de judicialização em razão dos conflitos que surgirão com credores, funcionários, prestadores de serviço, dentre outros. Especialmente porque, após a declaração de caducidade, a Amazonas Energia estará sujeita às regras gerais de recuperação judicial e falência, conforme dispõe o art. 18 da Lei nº 12.767/2012.

124. Pelo lado positivo, como o controle societário da distribuidora não é transferido ao futuro concessionário, o elevado endividamento da empresa não é um problema que precise ser enfrentado no processo, além de o processo licitatório ter o potencial de revelar a proposta mais vantajosa para a readequação do serviço prestado sob o ponto de vista da modicidade tarifária, ou seja, uma competição pelo menor nível de flexibilizações.

125. A Figura a seguir apresenta o fluxo dessa alternativa. Os encaminhamentos aplicáveis são observados a partir do Despacho nº 4.506, de 2023, que recomendou ao MME a caducidade da concessão:

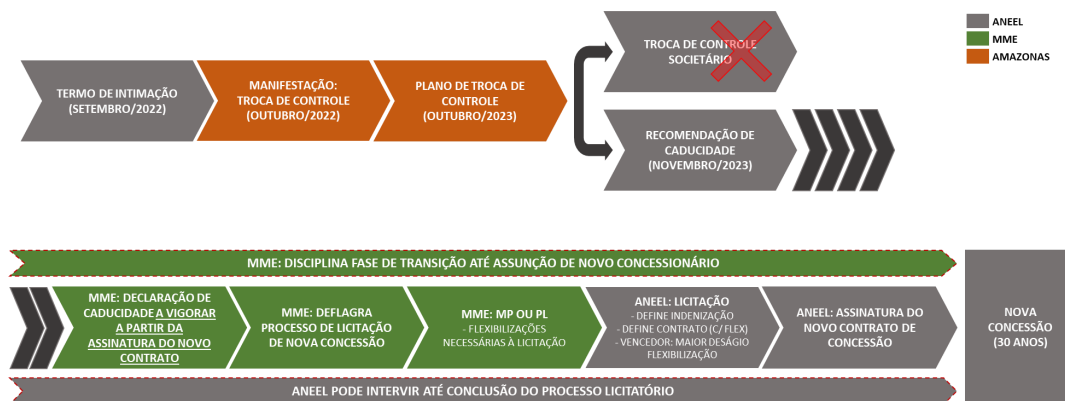


Figura 11: Fluxo da licitação da concessão, com a indenização dos bens reversíveis

#### 4.2.2. Licitação da concessão, em conjunto com a transferência de controle da distribuidora

126. Trata-se de alternativa que foi utilizada nos processos de privatização das distribuidoras da Eletrobras, além da distribuidora do estado do Amapá, a CEA. O fundamento legal para tais licitações está no Capítulo III da Lei nº 12.783, de 2013, tendo sido limitada sua aplicação às distribuidoras designadas à prestação do serviço de distribuição, sob o controle da União e dos Estados. Logo, seria necessária alteração legislativa para adoção do mesmo procedimento à Amazonas Energia.

127. Nessa hipótese, ocorre a decretação da caducidade do atual contrato de concessão por parte do Poder Concedente, sem a necessidade de indenização de bens reversíveis ainda não amortizados e nem de ativos regulatórios, previstos em regulação da ANEEL. Isso porque a empresa de distribuição é transferida no processo licitatório, com todos os seus ativos, inclusive os bens reversíveis e os ativos regulatórios, e os seus passivos.

128. É necessário que se instrua uma licitação para a contratação do novo controlador, devendo as regras da licitação preverem o valor a ser pago pela empresa que está sendo transferida, as regras para readequação do nível de endividamento, que deve ser compatível com a capacidade de geração de caixa da concessão, os critérios técnicos e econômico-financeiros para a rigorosa seleção do novo acionista controlador, bem como o contrato de concessão com a cláusula de regulação econômica que, em conjunto com as mudanças legislativas, criam as condições econômico-financeiras para a readequação do serviço.

129. A título de exemplo, no caso da licitação para a transferência do controle societário da Amazonas Energia, então controlada pela Eletrobras, coube ao PPI definir um valor simbólico a ser pago pela distribuidora, de R\$ 50 mil, além da obrigação de a Eletrobras assumir dívidas da Amazonas Energia no valor de R\$ 8,91 bilhões [30]. Em paralelo, foram criadas as condições para viabilizar a licitação, como a nova trajetória de perdas, a flexibilização de custos operacionais e o reembolso da CCC sem aplicação de glosas por 5 anos.

130. Como forma de preservar a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica até a conclusão do processo licitatório, aplicam-se as mesmas alternativas descritas na seção anterior desse relatório.

131. A licitação para transferência de controle da distribuidora em conjunto com a outorga de nova concessão foi realizada algumas vezes no setor elétrico brasileiro, como na licitação das concessões dos estados do Amazonas, Roraima, Alagoas, Piauí, Rondônia, Acre e Amapá. No entanto, vale destacar que, nesses casos, o regime de designação previa uma equação econômico-financeira diferenciada entre o fim das concessões, em 2015, e a conclusão dos processos licitatórios, que incluía a aplicação dos reajustes tarifários, o repasse dos encargos setoriais, sobretudo CCC e CDE, além de empréstimos com recursos da RGR para assegurar a remuneração adequada da distribuidora designada até a conclusão do processo licitatório.

132. Logo, embora essa alternativa reduza o risco à continuidade do serviço prestado, as condições atuais são menos favoráveis do que as presentes no período de designação que antecedeu a licitação das distribuidoras mencionadas. A preocupação deve ser mencionada dado o extenso prazo para a conclusão do processo licitatório, de pelo menos dois anos. A título de exemplo, os processos de licitação das ex-distribuidoras da Eletrobras foram concluídos em 2018, aproximadamente três anos após o término das concessões.

133. Como pontos positivos dessa alternativa há um risco menor de judicialização, dado que haveria a transferência do controle da distribuidora, além do fato de o processo licitatório ter o potencial de revelar a proposta mais vantajosa para a readequação do serviço prestado sob o ponto de vista da modicidade tarifária, ou seja, uma competição pelo menor nível de flexibilizações. Por fim, vale reforçar que na licitação há grande controle do processo por parte do poder público.

134. A Figura a seguir apresenta o fluxo dessa alternativa. Os encaminhamentos aplicáveis são observados a partir do Despacho nº 4.506, de 2023, que recomendou ao MME a caducidade da concessão:



Figura 12: Fluxo da licitação da concessão, com a transferência de controle da distribuidora

#### 4.2.3. Plano de Transferência do Controle Societário

135. Trata-se de alternativa criada em conjunto com o processo de renovação de concessões de 2015. Por um lado, os contratos seriam mais rigorosos em relação à qualidade e sustentabilidade econômica e financeira e para se ter o *enforcement* dessas medidas, os contratos previram que o descumprimento de parâmetros mínimos em ambas as dimensões levaria à caducidade da concessão.

136. No entanto, processos de caducidade com posterior licitação são bastante demorados, o que pode deteriorar ainda mais as condições para a readequação do serviço e colocar em risco sua continuidade. Por essa razão, o Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, que estabeleceu as condições para a prorrogação das concessões, previu em seu art. 4º a possibilidade de transferência do controle societário como alternativa à caducidade da concessão.

137. Tal possibilidade se encontra atualmente prevista também no art. 4º-C da Lei nº 9.074, de 1995, com redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016. Os comandos legais preveem que a aprovação de um plano de transferência do controle societário suspende o processo de caducidade da concessão e sua conclusão, com a efetiva transferência do controle, enseja o arquivamento do processo e, portanto, diferente das demais alternativas, nessa não há a necessidade de se decretar a caducidade da concessão e proceder à nova licitação.

138. A ANEEL já concluiu alguns processos de transferência de controle de distribuidoras que, caso contrário, poderiam ter suas concessões caducas, como a transferência da Enel Goiás [31] e da CEEE-D [32] para o Grupo Equatorial e a transferência da CEB [33] para o Grupo Neoenergia, porém, nenhuma delas envolveu flexibilizações tarifárias.

139. A ANEEL já possui norma que disciplina a transferência de controle. O Módulo III do Anexo III da Resolução Normativa nº 948, de 2021, prevê uma série de requisitos para a transferência, dentre os quais se destaca a necessidade de demonstrar a capacidade econômica e financeira da pretensa controladora, a projeção de balanço patrimonial, de demonstração de resultado e de fluxo de caixa da sociedade sucessora, simulando o cenário pós-operação de reestruturação societária, a descrição da qualificação e da experiência profissional do corpo técnico do administrador e do gestor, além dos certificados de adimplemento do agente setorial e do pretense controlador.

140. Vale lembrar, no entanto, que as transferências de controle já realizadas não dependeram de alterações legislativas ou de revisão dos níveis tarifários para sua conclusão. As transferências puderam ser aprovadas com pequenos ajustes regulatórios, como a previsão de um período de carência para a recuperação do serviço, tendo em vista que estas são obrigadas, por Contrato, a atender critérios objetivos de sustentabilidade e qualidade.

141. No caso da Amazonas Energia, como o plano de transferência do controle apresentado no âmbito do Termo de Intimação expedido pela Aneel não foi aprovado, nos termos da legislação vigente, surge a possibilidade de se aventar a edição de alterações legislativas necessárias à sustentabilidade econômica e financeira da concessão, viabilizando a troca de controle da concessionária a todos os potenciais interessados, permitindo a seleção daquele que apresentar a proposta mais vantajosa aos consumidores.

142. Em razão das particularidades associadas aos atendimentos dos sistemas isolados e do fato de o atual nível de perdas, receitas irrecuperáveis e custos operacionais estar muito distante do nível considerado eficiente, para que haja interessados na aquisição do controle, alterações legislativas se fazem necessárias para criar as condições para que o novo concessionário tenha tempo suficiente para assumir a concessão e conduzi-la para uma condição de sustentabilidade, além de medidas para amenizar os impactos das flexibilizações regulatórias nas tarifas da concessão.

143. Nessa hipótese, portanto, seria uma transferência de controle diferente das anteriormente avaliadas pela Aneel e que, por essa razão, requereria cuidados adicionais. O principal deles é com a modicidade tarifária. Como estaria fundamentada sobre flexibilizações que impactam as tarifas, é essencial que o processo revele a proposta mais vantajosa para o interesse público, ou seja, que seja escolhida dentre as alternativas disponíveis, a que requeira o menor nível de flexibilizações, privilegiando a modicidade tarifária.
144. Para que haja menor flexibilização das tarifas, outros dois parâmetros fundamentais precisam ser analisados no processo: o valor a ser pago pela empresa cujo controle está sendo transferido e a revisão da estrutura de dívida.
145. Só faz sentido aprovar a transferência do controle se houver demonstração de que a medida contribui para a readequação do serviço prestado e, para isso, deve ser considerado no processo que a atual empresa chegou nesse período a um nível de passivos incompatível com seus ativos e, por esse motivo, entende-se razoável que a troca do controle ocorra por um valor simbólico a ser pago pela aquisição da empresa.
146. Além disso, o presente relatório demonstra que o atual nível de endividamento não é compatível com a característica da concessão, de modo que o pretenso novo controlador deve proceder à renegociação do endividamento com os credores, eventualmente permitir a conversão de dívidas em participação societária ou se comprometer com o aporte de capital necessário para que o nível de endividamento volte a estar compatível com a geração de caixa potencial da concessão.
147. Neste sentido, para não se incorrer em nova trajetória de insustentabilidade, deve-se considerar a possibilidade, no escopo das mudanças legislativas a serem propostas, de se incluir comando que condicione a efetividade da troca de controle nos moldes ora analisados à redução do endividamento a níveis compatíveis com a geração de caixa regulatória da concessão e, nesse sentido a solução depende de negociação com os credores ou aporte de capital.
148. Sobre a competição nessa nova troca de controle, para que todos os agentes interessados tenham a possibilidade de participar com as mesmas condições, é imprescindível que haja controle sobre o processo por parte do poder público. Primeiro, para assegurar que todos os agentes interessados tenham acesso às mesmas informações, depois para se certificar que todas as propostas de aquisição sejam conhecidas e, finalmente, para que se possa escolher a proposta que melhor atenda o interesse público e a readequação do serviço aos consumidores.
149. Um bom referencial para a análise dos planos de transferência do controle seria analisar o cenário contrafactual de caducidade e nova licitação com a indenização dos ativos. Nesse cenário, todos os credores teriam que dividir a indenização dos ativos físicos e regulatórios, considerando as ordens legais de prioridade e, provavelmente, não sobriam valores a serem restituídos aos atuais acionistas dados os passivos serem muito maiores que os ativos.
150. As vantagens desta alternativa estão na celeridade, o que evita deterioração ainda maior das condições econômico-financeiras, e o menor risco de judicialização, dado que há a transferência do controle da distribuidora, com todos os seus ativos e passivos, ainda que renegociados.
151. Como desvantagens, há o risco de não haver o controle suficiente do processo para assegurar que a solução seja efetiva na renegociação do nível de endividamento, no valor de venda da empresa e, principalmente, em revelar a proposta mais vantajosa sob o ponto de vista da modicidade tarifária.
152. Em caso de adoção dessa alternativa, é fundamental que se deixe claro que, em caso de não efetivação da medida, aplica-se o processo de caducidade com posterior licitação da concessão, com a devida indenização dos ativos a serem transferidos ao futuro concessionário.
153. A Figura a seguir apresenta o fluxo dessa alternativa. Os encaminhamentos aplicáveis são observados a partir do Despacho nº 4.506, de 2023, que recomendou ao MME a caducidade da concessão:

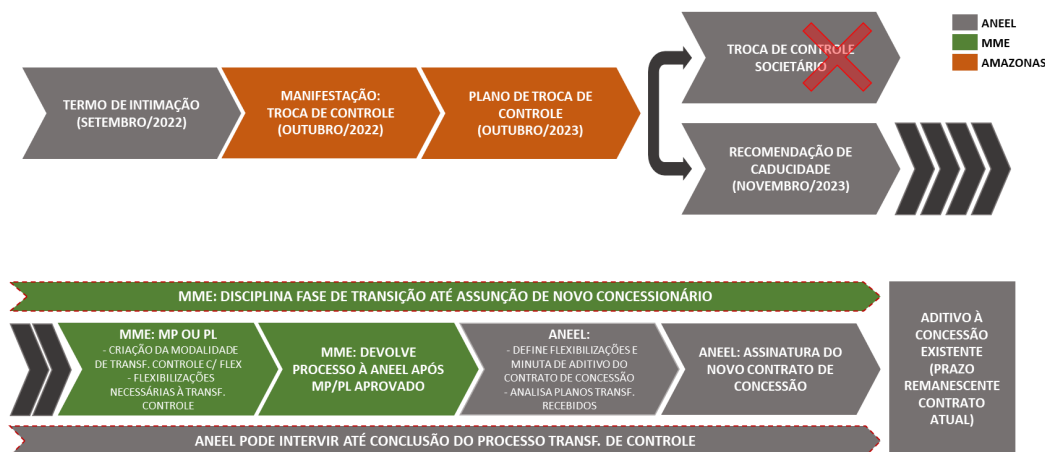


Figura 13: Fluxo de transferência de controle da distribuidora

#### 4.3. Plano de Ação, com acompanhamento diferenciado da ANEEL, a ser previsto no Contrato de Concessão

154. Além de selecionar novo concessionário, com as capacidades técnicas e econômico-financeiras para assumir a prestação do serviço de distribuição no estado do Amazonas, é fundamental reconhecer que é necessário um acompanhamento diferenciado do desempenho do novo concessionário, sobretudo nos principais fatores que levaram ao desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, como as perdas não técnicas e a inadimplência.
155. Embora os mecanismos tradicionais de regulação deem os incentivos para a redução das perdas, inadimplência e custos operacionais, o que se observa em concessões com elevado nível de complexidade, como as avaliadas no presente Grupo de Trabalho, é que segue havendo pouca efetividade nas medidas tomadas pelos concessionários para a redução desses indicadores e, recorrentemente, a discussão recai sobre elevação dos repasses tarifários ao invés de medidas eficazes para a solução do problema.
156. A lógica utilizada no processo de licitação da Amazonas Energia foi a mesma utilizada na licitação da Ceron, Eletroacre, Cepisa, Ceal, Roraima Energia e CEA. No entanto, diferente das demais, que de forma geral têm logrado êxito na redução de perdas, custos operacionais e inadimplência, respeitadas as particularidades de cada uma, na área de concessão da Amazonas Energia não se viu evolução suficiente para trazer a concessão para uma situação de equilíbrio passados cinco anos da licitação. Exatamente por essa razão foi necessário criar o presente Grupo de Trabalho, que encaminha relatório no sentido de criar condições para adequada prestação do serviço de distribuição por novo concessionário.
157. Por mais que se possa ter maior rigor com a escolha do novo concessionário, que deve demonstrar indiscutível capacidade de operar em áreas de elevada complexidade, a experiência vivenciada nos estados do Rio de Janeiro e Amazonas sugere a necessidade da celebração de um compromisso mais rigoroso de obrigações a serem implementadas pelo novo concessionário, que apontem para uma solução efetiva dos problemas estruturais da concessão.
158. Nesse sentido, o contrato de concessão deve prever a obrigação do novo concessionário elaborar um plano de ação, multidisciplinar, para a redução das perdas e inadimplência. O plano deve avaliar melhores práticas no Brasil e no mundo; contar com uma fase de pesquisas qualitativa e quantitativas com os consumidores das áreas de elevada complexidade socioeconômica para a melhor caracterização do problema; plano de investimentos em novas tecnologias, inteligência de rede e gestão dos dados de consumo; estratégias para a construção de relacionamento com os consumidores que levem a mudanças de hábitos de consumo e de adimplência com o pagamento das faturas; ações para prover maior previsibilidade quanto ao valor das faturas; testes de estruturas tarifárias diferenciadas que considerem a capacidade de pagamento da população em áreas de elevada complexidade socioeconômica; articulação com os



poderes públicos estaduais e municipais para a convergência de esforços na solução do problema; campanhas permanentes de educação e conscientização, dentre outros.

159. O referido plano de ação, a ser submetido no primeiro ano após a assinatura do aditivo e/ou contrato de concessão, seria então submetido ao escrutínio da sociedade por meio de Consulta Pública no âmbito da ANEEL e, após análise das contribuições, seria pactuado um plano de ações a ser periodicamente acompanhado pelo regulador, de forma a avaliar sua eficácia, potencializar as ações com os melhores resultados, corrigir ações cujos resultados forem insatisfatórios, com o objetivo de aumentar a probabilidade de que a concessão, passado o novo período de flexibilizações regulatórias, efetivamente atinja uma condição de sustentabilidade econômico-financeira para a prestação do serviço adequado aos consumidores.

## 5. CONCLUSÕES E ENCAMINHAMENTOS

160. Conforme previsto no art. 5º da Portaria nº 448-P/GM/MME, de 20 de julho de 2023, compete ao Grupo de Trabalho – Concessões de Distribuição dos Estados do Amazonas e do Rio de Janeiro apresentar o relatório de situação das concessões e as propostas de medidas visando a sustentabilidade das concessionárias de distribuição. O presente relatório focou na concessão da Amazonas Energia.

161. Na primeira seção, foi apresentado o histórico da concessão, desde a assinatura do Contrato de Concessão nº 20/2001 para atendimento ao Município de Manaus, com posterior incorporação, em 2008, da CEAM, então responsável pelo atendimento nos demais municípios do estado do Amazonas. Na sequência, a decisão da Eletrobras, em 2015, por não renovar a concessão e a adoção do regime de designação que se estendeu até a conclusão do processo licitatório, em 2018. Ato contínuo, houve a transferência do controle da Amazonas Energia da Eletrobras para o Grupo Oliveira/Atem com a assinatura de novo contrato de concessão, em 2019. O relatório avalia a prestação do serviço desde então, mostrando que houve perda da condição de sustentabilidade econômico-financeira da distribuidora, que motivou, em setembro de 2022, a emissão do Termo de Intimação e a recente recomendação de caducidade da concessão pela ANEEL.

162. A segunda seção do relatório mostra a situação de insustentabilidade econômica e financeira da concessionária, com a combinação de baixa geração de caixa com elevado e crescente nível de endividamento, além de inadimplência intrassetorial<sup>[34]</sup>. As principais causas são os elevados níveis de perdas não técnicas e receitas irrecuperáveis. Como foram estabelecidas uma série de condições transitórias para o processo de licitação e o concessionário não obteve êxito em atingir referenciais eficientes na gestão das perdas, receitas irrecuperáveis e custos operacionais, o relatório apresenta que a retirada dessas condições transitórias colocará a concessão em situação ainda mais preocupante, com relevantes riscos à prestação adequada do serviço de distribuição e à adimplência com as obrigações intrassetoriais, o que demanda ação tempestiva.

163. Tendo em vista que a distribuidora não logrou êxito na submissão de plano de transferência de controle, como se depreende do Despacho nº 4.506, de 21 de novembro de 2023, que recomendou ao Ministério de Minas e Energia a caducidade da concessão vinculada ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 01/2019, a terceira seção do relatório analisou medidas a serem tomadas, em duas vertentes de atuação: i) medidas legislativas que ofereçam um cenário de transição para um pretenso novo controlador para alcançar as condições de sustentabilidade econômica e financeira do serviço de distribuição; e, para tanto, ii) seleção de um operador, por meio de processo que permita ampla participação de interessados com as condições técnicas e econômicas para adequar o serviço de distribuição aos padrões de eficiência regulatórios, bem como permita que, em caso de mais de uma proposta, os efeitos sobre as flexibilizações tarifárias sejam priorizados como medida de escolha da proposta de transferência de controle.

164. Com relação às medidas legislativas que sejam editadas nesse caso, destaca-se o reembolso da CCC e a definição de referenciais regulatórios de perdas não técnicas, custos operacionais e receitas irrecuperáveis que permitam a assunção do serviço por novo concessionário ou novo controlador, bem como o acolhimento dos CCVEEs dos PIES de Manaus pela Conta de Energia de Reserva – CONER, com pagamentos sendo efetuados pelo Encargo de Energia de Reserva – EER, em contraposição ao modelo atual, em que esses contratos são bilaterais com a Amazonas Energia.

165. Por fim, é fundamental a escolha de um novo operador com condições técnicas e econômico-financeiras para a prestação do serviço de distribuição em área com a complexidade do estado do Amazonas. Para tal, o relatório explora três alternativas, cujos fluxos resumidos estão mais bem detalhados em cada seção: i) caducidade e licitação da concessão com a indenização dos ativos físicos e regulatórios; ii) caducidade e licitação da concessão em conjunto com a transferência de controle societário da distribuidora; iii) transferência do controle sem a necessidade de se decretar a caducidade. São avaliadas vantagens e desvantagens de cada uma das alternativas.

166. O novo concessionário deverá submeter Plano de Ação multidisciplinar, para a redução das perdas e inadimplência, que será submetido à consulta pública e, após aprovado, será acompanhado pela ANEEL de forma diferenciada com o objetivo de aumentar a probabilidade de que a concessão, passado o novo período de flexibilizações regulatórias, efetivamente atinja uma condição de sustentabilidade econômico-financeira para a prestação do serviço adequado aos consumidores.

167. **Reforça-se que todos os cenários aqui discutidos demandam mudanças legislativas, que ensejem flexibilizações criando as condições econômico-financeiras para a readequação do serviço na concessão. Nesse sentido, as medidas propostas visam remediar o cenário atual da concessão.**

168. Enquanto não há definição do cenário, que se mostra urgente diante do exposto no presente relatório, é fundamental que a ANEEL mantenha, por meio de sua competência fiscalizatória, o acompanhamento regular da prestação do serviço no estado do Amazonas, conforme determinação da Diretoria da ANEEL constante no Despacho nº 4.506/2023.

[1] 165ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 22 de julho de 2016, e 169ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de dezembro de 2017.

[2] Nota Técnica nº 415/2016-SCT-SRD-SEM-SRG-SGT-SFF-SFE-ASD, de 25/11/2016

[3] Referencial (%) sobre energia injetada

[4] Referencial (%) sobre mercado de baixa tensão

[5] Fonte: Resolução Homologatória nº 2.184, de 2016

[6] Decisão da ANEEL consubstanciada no Despacho nº 2.430, de 6 de setembro de 2022, que conheceu e, no mérito, negou provimento ao Requerimento Administrativo interposto pela Amazonas Energia S.A, com vistas à revisão da neutralidade da remuneração durante o período de prestação temporária do serviço de distribuição de energia elétrica. Há, ainda, decisão da ANEEL consubstanciada no Despacho nº 146, de 24 de janeiro de 2023, que negou provimento ao pedido de reconsideração interposto pela Amazonas Energia em face do Despacho nº 2.430, de 2022.

[7] Resolução n. 20, de 8 de novembro de 2017, do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos

[8] <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/desestatizacao/processos-em-andamento/leilao-2-2018-ppi-pnd>

[9] <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/3712fd6-778f-4fe1-a9c2-92c99925cf81/Distribuidoras+ELB+-+EDITAL+-+Inclu%C3%ADda+aten%C3%A7%C3%A3o+no+Cap+IX.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mnffpBm>

[10] <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/2b654300-37ea-48ce-8a79-74c761e9b4f9/Comunicado-Relevante-36-Resultado-Definitivo-AMAZONAS-ENERGIA-internet.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mwEKP02>

[11] Resolução Homologatória n. 2.795, de 27 de outubro de 2020, na qual foi realizada avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória

[12] Despacho nº 1.962, de 16 de julho de 2019, que homologou o Termo de Compromisso firmado entre CCEE e Amazonas, para repasse de recurso da RGR, nos termos da Medida Provisória nº 855/2018, sujeito à fiscalização.

[13] Termo de compromisso entre a ANEEL e a Oliveira Energia para fixar carência de aplicação dos parâmetros de eficiência econômica e energética e dos limites de reembolso da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, assinado em 21 de março de 2019.

[14] Regulamentado pela Portaria Normativa nº 15/GM/MME, de 2 de julho de 2021, que definiu o procedimento do cálculo da sobrecontratação de que trata a Lei nº 14.146 de 2021.

[15] Nota Técnica nº 63/2021-SFE-SRD-SMA-SFF/ANEEL

[16] Despacho nº 4.364, de 2023, disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20234364.pdf>

[17] ~~Em 23 de janeiro de 2024, a Diretoria da ANEEL decidiu negar o recurso da Amazonas Energia, mantendo a recomendação de caducidade da concessão.~~

[18] Despacho nº 136, de 2024, disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2024136.pdf>

[19] Dados encaminhados pelo Balancete Mensal Padronizado (BMP) e Relatório de informações Trimestrais (RIT), documentos contábeis exigidos pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Para 2º trimestre de 2023, são considerados últimos 12 meses disponíveis (UDM).

[20] Admitido o custo de energia na referência do processo tarifário de 2022.

[21] [https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioeindicadores/tarifaeconomico/Relatorio\\_Perdas\\_Energia.pdf](https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/relatorioeindicadores/tarifaeconomico/Relatorio_Perdas_Energia.pdf)

[22] Na referência do processo tarifário de 2022

[23] Despacho nº 3.418, de 19 de setembro de 2023: (i) [...] proceder o reembolso direto à Requerente dos Custos Totais de Geração, no que exceder o ACR médio, associados aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica das Usinas Termelétricas Tambaqui, Jaraqui, Manauara, Ponta Negra, Cristiano Rocha, Anori, Anamã, Codajás, Caapiranga e da Usina Hidrelétrica Balbina, [...]; e (ii) autorizar [...] na hipótese de registro de eventual inadimplência da Amazonas Energia S. A. [...] no Cadastro de Inadimplentes [...], a proceder, desde já, ao reembolso do Custo Total de Geração direto ao respectivo PIE, no que exceder o ACR médio.

[24] [https://app.powerbi.com/view?](https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2Q1YjZlZTEtMzQ2ZS00OTYlLThiODctZDY2NTRhMDFhMmFjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsI)

[r=eyJrIjoiY2Q1YjZlZTEtMzQ2ZS00OTYlLThiODctZDY2NTRhMDFhMmFjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsI](https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2Q1YjZlZTEtMzQ2ZS00OTYlLThiODctZDY2NTRhMDFhMmFjIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsI)

[25] Ceal (Alagoas), Cepisa (Piauí), Ceron (Rondônia) e Eletoacre (Acre)

[26] [https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_auth=AceRf5ic&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=1161&participacaopublica_WAR_participacao)

[p\\_auth=AceRf5ic&p\\_p\\_id=participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=2&participacaopublica\\_WAR\\_participacaopublicaportlet\\_ideParticipacaoPublica=1161&participacaopublica\\_WAR\\_participacao](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_auth=AceRf5ic&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=1161&participacaopublica_WAR_participacao)

[27] Fonte: Nota Técnica nº 175/2017-SRM/SGT/SRD/SFF/ANEEL, de 16 de outubro de 2017

[28] [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2011457\\_Proret\\_Submod\\_2\\_6\\_V0.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2011457_Proret_Submod_2_6_V0.pdf)

[29] Fonte: Voto do processo 48500.005142/2020-19, proferido na 47ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da Aneel, realizada em 15/12/2020

[30] Resolução n. 20, de 8 de novembro de 2017, do Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos

[31] Processo 48500.007743/2022-10

[32] Processos 48500.000208/2018-51 e 48500.002111/2021-89

[33] Processos 48500.003681/2020-13 e 48500.000119/2021-19

[34] Atualmente há CPEN válida até 18/2/2024, por força de decisão judicial.



Documento assinado eletronicamente por **João Daniel de Andrade Cascalho, Assessor(a) Especial**, em 22/02/2024, às 08:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Usuário Externo**, em 22/02/2024, às 09:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alexandra Lucio Sales de Carvalho, Assessor(a)**, em 22/02/2024, às 09:28, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Raphael Ehlers dos Santos, Chefe da Assessoria Parlamentar**, em 22/02/2024, às 09:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gentil Nogueira de Sá Junior, Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 22/02/2024, às 09:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Maria Luiza Ferreira Caldwell, Usuário Externo**, em 22/02/2024, às 09:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Gonçalves Manfrim, Subsecretário de Assuntos Econômicos e Regulatórios**, em 22/02/2024, às 09:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Guilherme Zanetti Rosa, Diretor(a) do Dep. de Planejamento e Outorgas de Transmissão Distribuição e Int. Internacionais**, em 22/02/2024, às 10:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial**, em 22/02/2024, às 10:44, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Aline Teixeira Eleuterio Martins, Coordenador(a)-Geral de Distribuição de Energia Elétrica**, em 22/02/2024, às 11:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Frederico de Araujo Teles, Diretor(a) do Departamento de Políticas Setoriais**, em 22/02/2024, às 11:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Henrique Milhomem Coutinho, Coordenador(a)-Geral de Outorgas de Transmissão e Distribuição**, em 22/02/2024, às 11:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Ana Lúcia Alvares Alves, Coordenador(a) de Apoio aos Procedimentos de Outorgas**, em 22/02/2024, às 12:13, 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](http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0856181** e o código CRC **2F48B225**.