


CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 47/2025																																																
CONCEN CONSELHO DE CONSUMIDORES DE ENERGISA MATO GROSSO DO SUL AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 249/2025-STR/ANEEL de 13/12/2025.																																																
EMENTA: Receber contribuições para definição do critério de rateio dos recursos arrecadados na CDE de que tratam os parágrafos 8º e 9º do art. 4º da Lei nº 15.235/2025, relativos à repactuação de parcelas vincendas devida a título de UBP.																																																
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.																																																
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO																																															
<p>NOTA TÉCNICA Nº 249/2025-STR/ANEEL</p> <p>Referência: 48500.037166/2025-33</p> <p>Assunto: Proposta de utilização dos recursos arrecadados na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de que tratam os §§ 8º e 9º do Art. 4º da Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, acerca da repactuação das parcelas vincendas de Uso do Bem Público (UBP), para fins de modicidade tarifária.</p> <p>I - DO OBJETIVO</p> <p>1. Propor critério a ser debatido em Consulta Pública para a alocação dos recursos arrecadados na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de que tratam os §§ 8º e 9º do Art. 4º da Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, acerca da repactuação das parcelas vincendas de Uso do Bem Público (UBP), para fins de modicidade tarifária.</p> <p>II - DOS FATOS</p> <p>2. Instituída pela Lei nº 10.438/2002, a CDE é um fundo setorial que tem por objetivo prover recursos para o custeio de diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro e possui como principal fonte de receita, as quotas anuais pagas pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante repasse de encargo nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica (TUSD e TUST).</p> <p>3. Instituída pela Lei nº 10.438/2002, a CDE é um fundo setorial que tem por objetivo prover recursos para o custeio de diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro e possui como principal fonte de receita, as quotas anuais pagas pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante repasse de encargo nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica (TUSD e TUST).</p> <p>4. Conforme a referida Lei, a receita advinda dos pagamentos anuais realizados a Título de Uso de Bem Público (UBP) integram as receitas da CDE, sendo estimado para o exercício de 2026 uma obrigação de pagamento pelos geradores da ordem de R\$ 2,1 bilhões.</p> <p>5. O art. 4º da Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, definiu critérios para que os geradores hidrelétricos repactuassem as parcelas vincendas de UBP. Os geradores que decidirem repactuar as parcelas vincendas de UBP deverão formalizar termo aditivo aos seus contratos de concessão e recolher os valores repactuados, em parcela única, à CDE. O debate quanto aos critérios e procedimentos para a repactuação é feito em processo apartado[1], objeto da Consulta Pública n. 45/2025.</p> <p>6. Os critérios legais para a utilização dos recursos arrecadados na CDE em razão da repactuação são definidos nos §§ 8º e 9º do art. 4º da referida Lei, conforme a seguir transcrito:</p> <p><i>"Art. 4º As parcelas vincendas devidas a título de Uso de Bem Público (UBP) poderão ser repactuadas, mediante formalização de termo aditivo com o poder concedente, observadas as seguintes condições:</i></p> <p>[...]</p> <p>§ 8º Os recursos arrecadados na CDE na forma deste artigo serão exclusivamente utilizados para fins da modicidade tarifária, para os anos de 2025 e 2026, dos consumidores do ambiente regulado situados nas regiões abrangidas pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene), conforme diretrizes da Aneel.</p>	<p>Este CONCEN fará a contribuição para a CP-45/25 que trata de repactuação da CDE.</p> <p>O foco da modicidade tarifária deve ser para os consumidores cativos, já que, os consumidores livres estão sendo beneficiados em larga escala com subsídios para as fontes incentivadas que são pagos por todos consumidores cativos brasileiros através da CDE. É inconcebível que os benefícios de antecipação da UBP sejam limitados justamente às regiões atendidas pela SUDAM e pela SUDENE, regiões cujos consumidores já pagam valores 35% menores que das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste, pela CDE USO. Esta constatação se deprende na avaliação da tabela de valores propostos pela Aneel na CP-44/25 que prevê o orçamento da CDE para 2026, conforme abaixo:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Agente</th> <th rowspan="2">Região</th> <th rowspan="2">Nível de Tensão</th> <th colspan="2">MERCADO TUSD (MWh)</th> <th colspan="2">Custo Unitário (R\$/MWh)</th> <th colspan="2">Quota Anual CDE USO</th> <th rowspan="2">Part. %</th> </tr> <tr> <th>SET/24 A AGO/25</th> <th>2026</th> <th>2026</th> <th>2026</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">Distribuidoras</td> <td rowspan="3">N/NE</td> <td>AT</td> <td>11.649.151</td> <td>44,30</td> <td>R\$ 516.025.091</td> <td>1,08%</td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td>29.373.403</td> <td>70,89</td> <td>R\$ 2.082.138.961</td> <td>4,30%</td> </tr> <tr> <td>BT</td> <td>53.856.774</td> <td>88,61</td> <td>R\$ 4.775.603.194</td> <td>9,95%</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">S/SE/C/O</td> <td>AT</td> <td>55.865.900</td> <td>08,23</td> <td>R\$ 3.811.561.939</td> <td>7,98%</td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td>111.500.544</td> <td>109,16</td> <td>R\$ 12.171.753.557</td> <td>25,47%</td> </tr> <tr> <td>BT</td> <td>161.876.301</td> <td>135,45</td> <td>R\$ 22.088.936.986</td> <td>46,22%</td> </tr> </tbody> </table>	Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)		Custo Unitário (R\$/MWh)		Quota Anual CDE USO		Part. %	SET/24 A AGO/25	2026	2026	2026	Distribuidoras	N/NE	AT	11.649.151	44,30	R\$ 516.025.091	1,08%	MT	29.373.403	70,89	R\$ 2.082.138.961	4,30%	BT	53.856.774	88,61	R\$ 4.775.603.194	9,95%	S/SE/C/O	AT	55.865.900	08,23	R\$ 3.811.561.939	7,98%	MT	111.500.544	109,16	R\$ 12.171.753.557	25,47%	BT	161.876.301	135,45	R\$ 22.088.936.986	46,22%
Agente	Região				Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)		Custo Unitário (R\$/MWh)		Quota Anual CDE USO		Part. %																																				
		SET/24 A AGO/25	2026	2026		2026																																										
Distribuidoras	N/NE	AT	11.649.151	44,30	R\$ 516.025.091	1,08%																																										
		MT	29.373.403	70,89	R\$ 2.082.138.961	4,30%																																										
		BT	53.856.774	88,61	R\$ 4.775.603.194	9,95%																																										
	S/SE/C/O	AT	55.865.900	08,23	R\$ 3.811.561.939	7,98%																																										
		MT	111.500.544	109,16	R\$ 12.171.753.557	25,47%																																										
		BT	161.876.301	135,45	R\$ 22.088.936.986	46,22%																																										
<p>§ 9º A Aneel publicará os descontos nas tarifas previstos no § 8º, detalhados por unidade da federação, a serem concedidos aos consumidores do ambiente regulado situados nas regiões abrangidas pela Sudam e pela Sudene, após a conclusão do procedimento previsto no § 6º. (Incluído pela Lei nº 15.269, de 2025)"</p> <p>7. O art. 12 da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, deu nova redação ao Art. 2º-G da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, para realocar os valores excedentes do mecanismo concorrencial centralizado de que trata o art. 7º da Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025, destinados à CDE, para os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada – ACR das distribuidoras da Região Norte que ainda não haviam passado por processo tarifário em 2025, na data de publicação da Lei, ou seja, Energisa Rondônia, Equatorial Amapá e Energisa Acre, na proporção do mercado regulado. Definiu ainda que tais valores deveriam ser considerados na distribuição dos recursos de que trata o art. 4º da Lei nº 15.325, de 8 de outubro de 2025, relativo aos recursos repactuados de UBP, reduzindo o repasse para as distribuidoras que ficaram com os recursos do mecanismo concorrencial, conforme redação a seguir transcrita:</p> <p><i>"Art. 12. A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, passa a vigorar com as seguintes alterações:</i></p> <p>[...]</p> <p><i>"Art. 2º-G. Os valores excedentes do mecanismo concorrencial centralizado de que trata o art. 7º da Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025, destinados à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, serão utilizados, no ano de 2025, para fins da modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado das concessionárias de distribuição de energia elétrica da Região Norte que ainda não tiveram os resultados dos processos tarifários homologados pela Aneel na data de publicação deste artigo, na proporção do mercado regulado das respectivas distribuidoras.</i></p> <p>Parágrafo único. Os valores de que trata o caput serão considerados na distribuição dos recursos de que trata o art. 4º da Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, reduzindo o repasse para as distribuidoras de que trata o caput."</p> <p>8. Em razão do comando da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, os R\$ 550,63 milhões relativos ao mecanismo concorrencial centralizado da MP 1.300/2025 foram alocados nos processos tarifários de 2025, em benefício da modicidade tarifária dos consumidores cativos da seguinte forma: R\$ 321,47 milhões no processo tarifário da Energisa Rondônia[2]; R\$ 118,64 milhões no processo da Equatorial Amapá [3] e R\$ 110,51 milhões no processo da Energisa Acre[4].</p> <p>III - DA ANÁLISE</p> <p>9. Dos textos legais apresentados, denota-se, em primeiro lugar, a preocupação do formulador da política pública de que a repercussão tarifária dos valores se dê de forma independente do cronograma dos processos tarifários. Isso porque o § 9º do Art. 4º da Lei nº 15.235/2025 estabelece que a ANEEL deve publicar os descontos nas tarifas após a conclusão do depósito dos valores devidos na conta CDE, conforme dispõe o § 6º ("§ 6º O saldo devedor repactuado deverá ser quitado, em parcela única, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, contado da assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão, nos termos do § 2º deste artigo, por meio de pagamento direto à CDE"). Ou seja, logo que os valores relativos à repactuação da UBP estiverem definidos pela ANEEL e depositados na CDE pelos geradores, a ANEEL deve homologar os valores a serem utilizados nos faturamentos pelas distribuidoras para que haja a reversão em benefício da modicidade tarifária, independentemente do cronograma de reajustes, observando que a proposta alcança áreas de concessões integrais e parciais conforme regiões da Sudam e Sudene.</p> <p>10. Embora o cronograma da repactuação da UBP com os geradores ainda esteja em andamento, é oportuno que se antecipe a discussão relativa ao critério de alocação dos recursos em benefício da modicidade tarifária para que seja possível defini-lo antes do depósito dos valores na CDE.</p> <p>11. Com relação aos critérios de rateio, a política pública definiu as seguintes balizas:</p> <p>a) Finalidade: modicidade tarifária;</p> <p>b) Público alcançado: consumidores do ambiente regulado situados nas regiões abrangidas pela Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia (Sudam) e pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene);</p> <p>c) Prazo: anos de 2025 e 2026.</p> <p>12. Com relação ao critério de alocação em benefício da modicidade tarifária, dentro das balizas definidas pela política pública, são apresentadas quatro alternativas baseadas em elementos presentes na própria legislação tarifária:</p> <p>a) Alternativa 1: Proporção do mercado cativo;</p> <p>b) Alternativa 2: Proporção do mercado cativo, ponderado pelos pesos das quotas da CDE para os consumidores atendidos em Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT); e</p> <p>c) Alternativa 3: Proporção das Tarifas de modo a produzir uma redução percentualmente equilibrada; e</p>	<p>Este CONCEN fará sua colaboração na CP-45/25 que trata do cálculo de valores.</p> <p>Este CONCEN defende o uso dos recursos no sentido de benefício dirigido aos consumidores cativos, visto que, estes foram os que colaboram para o pagamento e depreciação das UHE's.</p> <p>Alternativa atende ao disposto na lei já que incide sobre o Mercado Cativo.</p> <p>Alternativa atende ao disposto na lei já que incide sobre o Mercado Cativo e adicionalmente leva em conta os valores da colas estabelecidas para o aporte da CDE Uso elevando em conta os diferentes valores para Alta Tensão (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT).</p> <p>Contraria o disposto na lei já que a modicidade deve ser tarifária, portanto proporcional ao consumo e não com uma redução percentual sobre a tarifa de cada distribuidora.</p>																																															

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 47/2025																																																																																																																																											
 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 249/2025-STR/ANEEL de 13/12/2025.																																																																																																																																											
EMENTA: Receber contribuições para definição do critério de rateio dos recursos arrecadados na CDE de que tratam os parágrafos 8º e 9º do art. 4º da Lei nº 15.235/2025, relativos à repactuação de parcelas vincendas devidas a título de UBP.																																																																																																																																											
CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS																																																																																																																																											
IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.																																																																																																																																											
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO																																																																																																																																										
d) Alternativa 4: Proporção do mercado cativo , adicionadas as perdas não técnicas regulatórias .	Contraria o disposto na lei já que a modicidade deve ser tarifária e as perdas não técnicas já estão consideradas nas tarifas.																																																																																																																																										
13. Cabe ressaltar que os critérios propostos atendem a diretriz de serem alocados em benefício da modicidade tarifária , sem uma análise exaustiva e jurídica sobre os limites para a atuação discricionária do regulador dentro do campo da finalidade definida pela política pública de conferir modicidade tarifária aos consumidores do ambiente regulado das áreas da Sudam e Sudene . Assim, entende-se oportuno o debate das alternativas em Consulta Pública para agregar as contribuições da sociedade, em particular dos consumidores das regiões da Sudam e da Sudene, beneficiários da política pública.	Alternativas avaliadas devem ser aderentes ao instrumento legal e ao que é estabelecido pelos próprios instrumentos de aporte de recursos à CDE, sendo que, ambos convergem sempre para a Alternativa 2.																																																																																																																																										
14. Contudo, vale destacar que o objetivo da Consulta Pública é tão somente debater o critério de rateio , dado que os valores a serem efetivamente distribuídos ainda dependem de: <ul style="list-style-type: none"> (i) deliberação da Diretoria quanto aos critérios para a repactuação das parcelas vincendas de UBP; (ii) definição dos geradores quanto à adesão à repactuação (60 dias após "i"); (iii) convocação para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão (10 dias após "ii"); (iv) assinatura dos termos aditivos (20 dias após "iii"); (v) transferência dos valores para a CDE (30 dias após "iv"). 	Este conselho fará sua colaboração na CP-45/25 que trata do cálculo de valores.																																																																																																																																										
15. 14. Somente depois de superadas todas essas etapas é que se definirá , com base no critério a ser definido pela ANEEL, objeto deste processo, os valores que serão utilizados nos faturamentos pelas distribuidoras, a título de modicidade tarifária.																																																																																																																																											
III.1 Alternativa 1: Proporção do mercado cativo																																																																																																																																											
16. Trata-se do mesmo critério utilizado para o rateio dos recursos do Mecanismo Concorrencial Centralizado do GSF entre os consumidores de Equatorial Amapá, Energisa Acre e Energisa Rondônia . Levantou-se o mercado cativo entre outubro de 2024 e setembro de 2025 de todas as distribuidoras que atuam na área da Sudam (concessionárias da Região Norte e estado de Mato Grosso) e Sudene (concessionárias da Região Nordeste e os mercados da Cemig, EDP Espírito Santo e Santa Maria, relativos aos municípios dos estados de Minas Gerais e Espírito Santo que compõem a área da Sudene).																																																																																																																																											
17. Na simulação foram alocados os R\$ 8,81 bilhões de que trata a Nota Técnica nº 1.726/2025-SCE/ANEEL (CP 45/2025), relativos à repactuação da UBP, além dos recursos do Mecanismo Concorrencial Centralizado do GSF, dado que a Lei nº 15.269/2025 determinou o desconto dos valores recebidos por Equatorial Amapá, Energisa Rondônia e Energisa Acre nos processos tarifários de 2025.	Este CONCEN fará sua colaboração na CP-45/2025 que trata do cálculo de valores relativos à repactuação da UBP, entendemos que os valores devem ser calculados com a mesma taxa de retorno utilizada pela Aneel de 7,31% inclusive para UHE Luís Eduardo Magalhães (Ex-Lajeado), UHE Porto Estrela, UHE Queimado, UHE Cana Brava, UHE Ponte de Pedra e UHE Santa Clara, desta forma, os resultados finais de recursos a serem alocados para a CDE seriam de R\$ 9,07 bilhões e não R\$ 8,81 bilhões.																																																																																																																																										
18. Pelo comando da Lei nº 15.269/2025 , os valores de R\$ 0,55 bilhão (R\$ 0,12 bilhão para Equatorial Amapá, R\$ 0,11 bilhão para Energisa Acre e R\$ 0,32 bilhão para Energisa Rondônia) devem ser alocados para essas três concessionárias e, nesse sentido, caso o rateio dos R\$ 9,36 bilhões (R\$ 8,81 bilhões + R\$ 0,55 bilhão), deduzido dos valores repassados nos processos tarifários dessas três concessionárias, resulte em valor negativo, os mesmos devem ser zerados, ou seja, não haveria possibilidade de devolução de valores já repassados para a modicidade tarifária nos estados de Acre, Rondônia e Amapá em 2025.	Pela Lei 15.269/25 os valores destinados aos reajustes de 2025 da Equatorial Amapá, Energisa Acre e Energisa Rondônia não podem ser reduzidos e nem devolvidos.																																																																																																																																										
19. Esse entendimento deriva do disposto no caput do art. 2º-G da Lei nº 13.203/2013, com redação dada pela Lei nº 15.269/2025 , de que os recursos do mecanismo concorrencial do GSF já estão destinados à modicidade tarifária dessas três concessões para os processos tarifário de 2025 , de modo que eventuais abatimentos oriundos da repactuação de UPB em 2026 resultariam em redução desses valores, contrariando a destinação originalmente estabelecida. Nessa hipótese, aloca-se menos recurso para as demais distribuidoras, respeitando o valor total de R\$ 9,36 bilhões (o saldo residual negativo não alocado à essas três concessões é redistribuído entre as demais concessões). Os resultados são apresentados na tabela a seguir.																																																																																																																																											
Tabela 1: Rateio proporcional ao mercado cativo																																																																																																																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Distribuidora</th> <th>UF</th> <th>Tarifa B1 2025</th> <th>Cota UBP</th> <th>Tarifa Eq</th> <th>Impacto Mercado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Poraima Energia</td><td>RR</td><td>R\$ 640,66</td><td>R\$ 128.722.536,74</td><td>R\$ 98,60</td><td>-15,4%</td></tr> <tr><td>Energisa PB</td><td>PB</td><td>R\$ 675,66</td><td>R\$ 465.705.321,71</td><td>R\$ 98,60</td><td>-14,6%</td></tr> <tr><td>Sulgipe</td><td>SE</td><td>R\$ 679,33</td><td>R\$ 32.501.867,46</td><td>R\$ 98,60</td><td>-14,9%</td></tr> <tr><td>Enel CE</td><td>CE</td><td>R\$ 710,07</td><td>R\$ 985.421.909,04</td><td>R\$ 98,60</td><td>-13,9%</td></tr> <tr><td>Energisa SE</td><td>SE</td><td>R\$ 712,47</td><td>R\$ 233.022.776,02</td><td>R\$ 98,60</td><td>-13,8%</td></tr> <tr><td>Neoenergia Ocbsern</td><td>RN</td><td>R\$ 744,24</td><td>R\$ 409.567.644,07</td><td>R\$ 98,60</td><td>-13,2%</td></tr> <tr><td>ELFSM</td><td>ES</td><td>R\$ 745,37</td><td>R\$ 41.816.526,03</td><td>R\$ 98,60</td><td>-13,2%</td></tr> <tr><td>Neoenergia Pernambuco</td><td>PE</td><td>R\$ 769,18</td><td>R\$ 918.508.866,43</td><td>R\$ 98,60</td><td>-12,8%</td></tr> <tr><td>EDP ES</td><td>ES</td><td>R\$ 789,31</td><td>R\$ 135.193.297,97</td><td>R\$ 98,60</td><td>-12,9%</td></tr> <tr><td>Equatorial AL</td><td>AL</td><td>R\$ 808,07</td><td>R\$ 310.048.061,62</td><td>R\$ 98,60</td><td>-12,2%</td></tr> <tr><td>Neoenergia Coelba</td><td>BA</td><td>R\$ 837,72</td><td>R\$ 1.546.529.802,46</td><td>R\$ 98,60</td><td>-11,8%</td></tr> <tr><td>Amazonas Energia</td><td>AM</td><td>R\$ 843,04</td><td>R\$ 481.469.137,50</td><td>R\$ 98,60</td><td>-11,7%</td></tr> <tr><td>Equatorial MA</td><td>MA</td><td>R\$ 843,18</td><td>R\$ 694.823.493,84</td><td>R\$ 98,60</td><td>-11,7%</td></tr> <tr><td>Energisa MT</td><td>MT</td><td>R\$ 852,13</td><td>R\$ 683.934.365,00</td><td>R\$ 98,60</td><td>-11,6%</td></tr> <tr><td>Cemig</td><td>MG</td><td>R\$ 858,58</td><td>R\$ 382.258.669,32</td><td>R\$ 98,60</td><td>-11,9%</td></tr> <tr><td>Energisa TO</td><td>TO</td><td>R\$ 930,22</td><td>R\$ 231.349.443,95</td><td>R\$ 98,60</td><td>-10,6%</td></tr> <tr><td>Equatorial PI</td><td>PI</td><td>R\$ 946,69</td><td>R\$ 353.485.442,32</td><td>R\$ 98,60</td><td>-10,4%</td></tr> <tr><td>Equatorial PA</td><td>PA</td><td>R\$ 978,30</td><td>R\$ 777.662.765,73</td><td>R\$ 98,60</td><td>-10,1%</td></tr> <tr><td>Energisa AC</td><td>AC</td><td>R\$ 873,81</td><td>R\$ -</td><td>R\$ -</td><td>0,0%</td></tr> <tr><td>Energisa RO</td><td>RO</td><td>R\$ 841,39</td><td>R\$ -</td><td>R\$ -</td><td>0,0%</td></tr> <tr><td>Equatorial CEA</td><td>AP</td><td>R\$ 940,97</td><td>R\$ -</td><td>R\$ -</td><td>0,0%</td></tr> <tr><td></td><td></td><td></td><td>R\$ 8.812.021.927,21</td><td></td><td></td></tr> </tbody> </table>	Distribuidora	UF	Tarifa B1 2025	Cota UBP	Tarifa Eq	Impacto Mercado	Poraima Energia	RR	R\$ 640,66	R\$ 128.722.536,74	R\$ 98,60	-15,4%	Energisa PB	PB	R\$ 675,66	R\$ 465.705.321,71	R\$ 98,60	-14,6%	Sulgipe	SE	R\$ 679,33	R\$ 32.501.867,46	R\$ 98,60	-14,9%	Enel CE	CE	R\$ 710,07	R\$ 985.421.909,04	R\$ 98,60	-13,9%	Energisa SE	SE	R\$ 712,47	R\$ 233.022.776,02	R\$ 98,60	-13,8%	Neoenergia Ocbsern	RN	R\$ 744,24	R\$ 409.567.644,07	R\$ 98,60	-13,2%	ELFSM	ES	R\$ 745,37	R\$ 41.816.526,03	R\$ 98,60	-13,2%	Neoenergia Pernambuco	PE	R\$ 769,18	R\$ 918.508.866,43	R\$ 98,60	-12,8%	EDP ES	ES	R\$ 789,31	R\$ 135.193.297,97	R\$ 98,60	-12,9%	Equatorial AL	AL	R\$ 808,07	R\$ 310.048.061,62	R\$ 98,60	-12,2%	Neoenergia Coelba	BA	R\$ 837,72	R\$ 1.546.529.802,46	R\$ 98,60	-11,8%	Amazonas Energia	AM	R\$ 843,04	R\$ 481.469.137,50	R\$ 98,60	-11,7%	Equatorial MA	MA	R\$ 843,18	R\$ 694.823.493,84	R\$ 98,60	-11,7%	Energisa MT	MT	R\$ 852,13	R\$ 683.934.365,00	R\$ 98,60	-11,6%	Cemig	MG	R\$ 858,58	R\$ 382.258.669,32	R\$ 98,60	-11,9%	Energisa TO	TO	R\$ 930,22	R\$ 231.349.443,95	R\$ 98,60	-10,6%	Equatorial PI	PI	R\$ 946,69	R\$ 353.485.442,32	R\$ 98,60	-10,4%	Equatorial PA	PA	R\$ 978,30	R\$ 777.662.765,73	R\$ 98,60	-10,1%	Energisa AC	AC	R\$ 873,81	R\$ -	R\$ -	0,0%	Energisa RO	RO	R\$ 841,39	R\$ -	R\$ -	0,0%	Equatorial CEA	AP	R\$ 940,97	R\$ -	R\$ -	0,0%				R\$ 8.812.021.927,21			O critério não atende, visto que, atualmente a contribuição para a CDE tem diferentes valores para cada grupo, AT, MT e BT, conforme quadro abaixo constante da CP-44/2025 que trata do estabelecimento de valores para a CDE Uso de 2026.
Distribuidora	UF	Tarifa B1 2025	Cota UBP	Tarifa Eq	Impacto Mercado																																																																																																																																						
Poraima Energia	RR	R\$ 640,66	R\$ 128.722.536,74	R\$ 98,60	-15,4%																																																																																																																																						
Energisa PB	PB	R\$ 675,66	R\$ 465.705.321,71	R\$ 98,60	-14,6%																																																																																																																																						
Sulgipe	SE	R\$ 679,33	R\$ 32.501.867,46	R\$ 98,60	-14,9%																																																																																																																																						
Enel CE	CE	R\$ 710,07	R\$ 985.421.909,04	R\$ 98,60	-13,9%																																																																																																																																						
Energisa SE	SE	R\$ 712,47	R\$ 233.022.776,02	R\$ 98,60	-13,8%																																																																																																																																						
Neoenergia Ocbsern	RN	R\$ 744,24	R\$ 409.567.644,07	R\$ 98,60	-13,2%																																																																																																																																						
ELFSM	ES	R\$ 745,37	R\$ 41.816.526,03	R\$ 98,60	-13,2%																																																																																																																																						
Neoenergia Pernambuco	PE	R\$ 769,18	R\$ 918.508.866,43	R\$ 98,60	-12,8%																																																																																																																																						
EDP ES	ES	R\$ 789,31	R\$ 135.193.297,97	R\$ 98,60	-12,9%																																																																																																																																						
Equatorial AL	AL	R\$ 808,07	R\$ 310.048.061,62	R\$ 98,60	-12,2%																																																																																																																																						
Neoenergia Coelba	BA	R\$ 837,72	R\$ 1.546.529.802,46	R\$ 98,60	-11,8%																																																																																																																																						
Amazonas Energia	AM	R\$ 843,04	R\$ 481.469.137,50	R\$ 98,60	-11,7%																																																																																																																																						
Equatorial MA	MA	R\$ 843,18	R\$ 694.823.493,84	R\$ 98,60	-11,7%																																																																																																																																						
Energisa MT	MT	R\$ 852,13	R\$ 683.934.365,00	R\$ 98,60	-11,6%																																																																																																																																						
Cemig	MG	R\$ 858,58	R\$ 382.258.669,32	R\$ 98,60	-11,9%																																																																																																																																						
Energisa TO	TO	R\$ 930,22	R\$ 231.349.443,95	R\$ 98,60	-10,6%																																																																																																																																						
Equatorial PI	PI	R\$ 946,69	R\$ 353.485.442,32	R\$ 98,60	-10,4%																																																																																																																																						
Equatorial PA	PA	R\$ 978,30	R\$ 777.662.765,73	R\$ 98,60	-10,1%																																																																																																																																						
Energisa AC	AC	R\$ 873,81	R\$ -	R\$ -	0,0%																																																																																																																																						
Energisa RO	RO	R\$ 841,39	R\$ -	R\$ -	0,0%																																																																																																																																						
Equatorial CEA	AP	R\$ 940,97	R\$ -	R\$ -	0,0%																																																																																																																																						
			R\$ 8.812.021.927,21																																																																																																																																								
20. Com esse critério, todos os consumidores cativos das áreas da Sudam e da Sudene , independentemente do nível de tensão de atendimento ou do nível tarifário da concessão, teriam a mesma quota negativa de -R\$ 98,60/MWh , considerando uma quota vigente por doze meses.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Agente</th> <th>Região</th> <th>Nível de Tensão</th> <th>MERCADO TUSD (MWh)</th> <th>Custo Unitário (R\$/MWh)</th> <th>Quota Anual CDE USO</th> <th>Part. %</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>SET/24 A AGO/25</td> <td>2026</td> <td>2026</td> <td></td> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">Distribuidoras</td> <td rowspan="3">N/NE</td> <td>AT</td> <td>11.649.151</td> <td>44,30</td> <td>R\$ 516.095.091</td> <td>1,08%</td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td>29.373.403</td> <td>70,89</td> <td>R\$ 2.082.138.961</td> <td>4,36%</td> </tr> <tr> <td>BT</td> <td>53.896.774</td> <td>88,61</td> <td>R\$ 4.775.803.184</td> <td>9,99%</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">S/SE/C/O</td> <td>AT</td> <td>55.895.900</td> <td>68,23</td> <td>R\$ 3.811.561.509</td> <td>7,98%</td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td>111.500.544</td> <td>109,16</td> <td>R\$ 12.171.753.557</td> <td>25,47%</td> </tr> <tr> <td>BT</td> <td>161.878.301</td> <td>136,45</td> <td>R\$ 22.088.936.586</td> <td>46,22%</td> </tr> </tbody> </table>	Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual CDE USO	Part. %				SET/24 A AGO/25	2026	2026		Distribuidoras	N/NE	AT	11.649.151	44,30	R\$ 516.095.091	1,08%	MT	29.373.403	70,89	R\$ 2.082.138.961	4,36%	BT	53.896.774	88,61	R\$ 4.775.803.184	9,99%	S/SE/C/O	AT	55.895.900	68,23	R\$ 3.811.561.509	7,98%	MT	111.500.544	109,16	R\$ 12.171.753.557	25,47%	BT	161.878.301	136,45	R\$ 22.088.936.586	46,22%																																																																																											
Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual CDE USO	Part. %																																																																																																																																					
			SET/24 A AGO/25	2026	2026																																																																																																																																						
Distribuidoras	N/NE	AT	11.649.151	44,30	R\$ 516.095.091	1,08%																																																																																																																																					
		MT	29.373.403	70,89	R\$ 2.082.138.961	4,36%																																																																																																																																					
		BT	53.896.774	88,61	R\$ 4.775.803.184	9,99%																																																																																																																																					
	S/SE/C/O	AT	55.895.900	68,23	R\$ 3.811.561.509	7,98%																																																																																																																																					
		MT	111.500.544	109,16	R\$ 12.171.753.557	25,47%																																																																																																																																					
		BT	161.878.301	136,45	R\$ 22.088.936.586	46,22%																																																																																																																																					
21. Como mencionado, o rateio proporcional ao mercado do ambiente regulado seria o mesmo critério escolhido pelo legislador para o repasse de recursos associados ao mecanismo concorrencial do GSF . No caso dos recursos do GSF, a Lei foi taxativa quanto à distribuição conforme o mercado cativo. No caso dos recursos decorrentes da repactuação de UBP, a Lei foi menos restritiva , tratando somente de modicidade tarifária, sem restringir somente ao rateio pelo mercado cativo. Se forem utilizados critérios convergentes, os recursos do mecanismo concorrencial do GSF seriam equivalentes a uma antecipação dos recursos relacionados à repactuação de UBP. Dessa forma, a adoção desse critério de rateio para o repasse de recursos às distribuidoras tenderia a refletir maior convergência entre os dispositivos legais.																																																																																																																																											
22. Contudo, essa alternativa desconsidera outros parâmetros regulatórios na ponderação desses recursos, tal como observado nas Alternativas 3 e 4. Por fim, essa alternativa garante coerência alocativa tanto na repartição do recurso entre as concessões como na repercussão tarifária aos beneficiários finais .																																																																																																																																											
III.2 Alternativa 2: Proporção do mercado cativo, ponderado pelo nível de tensão (fatores da CDE)																																																																																																																																											



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 47/2025
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 249/2025-STR/ANEEL de 13/12/2025.

EMENTA: Receber contribuições para definição do critério de rateio dos recursos arrecadados na CDE de que tratam os parágrafos 8º e 9º do art. 4º da Lei nº 15.235/2025, relativos à repactuação de parcelas vincendas devidas a título de UBP.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
-------------	-------------------

23. Nessa alternativa, o rateio dos recursos se baseia no mercado cativo, ponderado pelos pesos de níveis de tensão utilizados na quota da CDE Uso, ou seja, o Baixa Tensão (BT) com peso 1,00; a Média Tensão (MT) com peso 0,80; e a Alta TENSÃO (AT) tem peso 0,50. Essa alternativa leva em consideração que a origem dos recursos referentes à UBP está no processo de orçamentação da CDE, dado que é uma das receitas aprovadas. Assim, a alocação desse recurso adicional fará com que o valor a ser cobrado por meio da quota da CDE reduza, promovendo maior atenuação para o consumidor BT em relação aos consumidores MT e AT, em função dos mencionados pesos.

Mais adequado visto que está aderente aos aportes de recursos à CDE que estão baseados no CDE Uso para cada faixa de tensão e para cada região do país. O rateio pondera pelos pesos de nível de tensão utilizados na quota da CDE Uso, ou seja, BT tem peso 1,00, MT tem peso 0,80 e AT tem peso 0,50. Para 2026 a Anel propôs na CP-44/25 os valores conforme planilha abaixo. Essa alternativa leva em consideração que a origem dos recursos é a repactuação de UBP que, por dispositivo legal é, usualmente, um recurso da CDE. Portanto, amplamente justificável.

Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)		Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual CDE USO 2026	Part. %
			SET/24 A AGO/25	2026			
Distribuidoras	N/NE	AT	11.649.151	44.30	R\$ 516.095.091	1,08%	
		MT	29.373.403	70,89	R\$ 2.082.138.961	4,36%	
		BT	53.896.774	88,61	R\$ 4.775.603.184	9,99%	
	S/SE/C O	AT	55.865.900	68,23	R\$ 3.811.561.939	7,98%	
		MT	111.500.544	109,16	R\$ 12.171.763.557	25,47%	
		BT	161.878.301	136,45	R\$ 22.088.936.986	46,22%	

24. Nesse sentido, concessões com maior participação do mercado BT dentro do mercado cativo teriam maior alocação de recursos enquanto concessões com maior concentração de mercado MT e AT teriam menor alocação de recursos. Os resultados são apresentados na tabela a seguir.

Os maiores aportes da CDE Uso são provenientes dos consumidores cativos de Baixa Tensão, portanto se justifica que a maior quantidade de recursos seja aportada a este consumidores.

Tabela 2: Rateio proporcional ao mercado cativo ponderado pelos fatores da CDE

Distribuidora	UF	Tarifa B1 2025	Alternativa Merc/FatorLeiCDE		Impacto Merc/FatorCDE
			Cota UBP	Tarifa Eq	
Roraima Energia	RR	R\$ 640,66	R\$ 127.490.559,03	R\$ 102,10	-15,94%
Energisa PB	PB	R\$ 673,65	R\$ 471.076.006,88	R\$ 102,10	-15,11%
Sulgipe	SE	R\$ 679,33	R\$ 32.907.569,54	R\$ 102,10	-15,03%
Enel CE	CE	R\$ 710,07	R\$ 963.584.330,52	R\$ 102,10	-14,38%
Energisa SE	SE	R\$ 712,47	R\$ 232.247.564,87	R\$ 102,10	-14,33%
Neoenergia Cosern	RN	R\$ 744,24	R\$ 409.616.295,64	R\$ 102,10	-13,72%
ELFSM	ES	R\$ 745,37	R\$ 42.816.413,31	R\$ 102,10	-13,70%
Neoenergia Pernambuco	PE	R\$ 769,18	R\$ 920.061.234,61	R\$ 102,10	-13,27%
EDP ES	ES	R\$ 789,31	R\$ 137.977.854,69	R\$ 102,10	-12,93%
Equatorial AL	AL	R\$ 808,07	R\$ 311.082.950,73	R\$ 102,10	-12,63%
Neoenergia Coelba	BA	R\$ 837,72	R\$ 1.526.516.517,68	R\$ 102,10	-12,19%
Amazonas Energia	AM	R\$ 843,04	R\$ 477.924.953,46	R\$ 102,10	-12,11%
Equatorial MA	MA	R\$ 843,18	R\$ 701.690.211,62	R\$ 102,10	-12,11%
Energisa MT	MT	R\$ 852,13	R\$ 681.017.216,01	R\$ 102,10	-11,98%
Cemig	MG	R\$ 858,58	R\$ 379.922.467,33	R\$ 102,10	-11,89%
Energisa TO	TO	R\$ 930,22	R\$ 233.418.045,08	R\$ 102,10	-10,98%
Equatorial PI	PI	R\$ 946,69	R\$ 356.630.372,14	R\$ 102,10	-10,78%
Equatorial PA	PA	R\$ 978,30	R\$ 766.463.956,63	R\$ 102,10	-10,44%
Equatorial CEA	AP	R\$ 940,97	-	R\$ -	0,00%
Energisa RO	RO	R\$ 841,39	-	R\$ -	0,00%
Energisa AC	AC	R\$ 873,81	-	R\$ -	0,00%
			R\$ 8.812.070.551,77		

25. Com esse critério, todos os consumidores cativos das áreas da Sudam e da Sudene atendidos no mesmo nível de tensão, teriam a mesma quota negativa em R\$/MWh. A quota seria mais negativa para os consumidores BT - R\$ 102,10/MWh, enquanto as quotas para os consumidores MT seria 80% da quota dos consumidores BT e dos consumidores AT seria 50% da quota dos consumidores BT. Nesse sentido, a redução tarifária para os consumidores BT é maior que na Alternativa 1, enquanto a redução para os consumidores MT e AT é menor do que na Alternativa 1. Essa alternativa também desconsidera outros parâmetros regulatórios na ponderação desses recursos, tal como observado nas Alternativas 3 e 4. Por outro lado, garante coerência alocativa tanto na repartição do recurso entre as concessões como na repercussão tarifária aos beneficiários finais.

A alternativa mostra-se a mais adequada e totalmente aderente com os aportes para a CDE que cada uma das diferentes tensões contribui considerando os valores de cotas da CDE Uso.

III.3 Alternativa 3: Proporção das tarifas

A Alternativa 3 não deve ser adotada, pois o objetivo da lei não estabelece critérios de distribuição proporcional às tarifas de cada distribuidora, assim sendo, o critério do aporte de recursos à CDE que é baseado em valor fixo atrelado ao consumo real de cada UC é o mais adequado. Para 2026 a Anel propôs na CP-44/25 os valores conforme planilha abaixo:

Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)		Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual CDE USO 2026	Part. %
			SET/24 A AGO/25	2026			
Distribuidoras	N/NE	AT	11.649.151	44,30	R\$ 516.095.091	1,08%	
		MT	29.373.403	70,89	R\$ 2.082.138.961	4,36%	
		BT	53.896.774	88,61	R\$ 4.775.603.184	9,99%	
	S/SE/C O	AT	55.865.900	68,23	R\$ 3.811.561.939	7,98%	
		MT	111.500.544	109,16	R\$ 12.171.763.557	25,47%	
		BT	161.878.301	136,45	R\$ 22.088.936.986	46,22%	

26. Nessa alternativa, o rateio dos recursos é feito com o objetivo de gerar uma redução tarifária equilibrada, ou seja, todos os consumidores cativos das áreas da Sudam e Sudene teriam o mesmo percentual de redução. Dessa forma, concessões com tarifas mais elevadas teriam maior alocação de recursos e concessões com menores tarifas teriam menor alocação de recursos. Foi considerada a tarifa B1 projetada para o final de 2025 aplicada aos respectivos mercados, considerando os reajustes tarifários de 2025 referentes à Energisa Rondônia, Energisa Acre e Equatorial Amapá. Os resultados são apresentados na tabela a seguir, onde se verifica a redução tarifária equilibrada e a maior alocação para concessões com maiores tarifas.

Tabela 3: Rateio com redução equilibrada das tarifas

Distribuidora	UF	Tarifa B1 2025	Cota UBP	Tarifa Eq	Impacto Ranking
Equatorial PA	PA	R\$ 978,30	929.525.359,27	R\$ 117,86	-12,0%
Equatorial PI	PI	R\$ 946,69	408.862.430,57	R\$ 114,05	-12,0%
Energisa TO	TO	R\$ 930,22	262.937.189,39	R\$ 112,07	-12,0%
Cemig	MG	R\$ 858,58	400.992.264,63	R\$ 108,43	-12,0%
Energisa MT	MT	R\$ 852,13	712.062.582,02	R\$ 102,66	-12,0%
Equatorial MA	MA	R\$ 843,18	715.801.816,84	R\$ 101,58	-12,0%
Amazonas Energia	AM	R\$ 843,04	496.923.306,10	R\$ 101,56	-12,0%
Neoenergia Coelba	BA	R\$ 837,72	1.582.905.766,22	R\$ 100,92	-12,0%
Equatorial AL	AL	R\$ 808,07	306.108.851,41	R\$ 97,35	-12,0%
EDP ES	ES	R\$ 789,31	130.376.900,20	R\$ 96,09	-12,0%
Neoenergia Pernambuco	PE	R\$ 769,18	863.195.803,78	R\$ 92,66	-12,0%
ELFSM	ES	R\$ 745,37	38.081.824,13	R\$ 89,80	-12,0%
Neoenergia Cosern	RN	R\$ 744,24	372.423.032,00	R\$ 89,66	-12,0%
Energisa SE	SE	R\$ 712,47	202.844.313,62	R\$ 86,83	-12,0%
Enel CE	CE	R\$ 710,07	854.911.702,03	R\$ 86,54	-12,0%
Sulgipe	SE	R\$ 679,33	26.976.586,35	R\$ 81,84	-12,0%
Energisa PB	PB	R\$ 675,65	384.442.033,18	R\$ 81,40	-12,0%
Roraima Energia	RR	R\$ 640,66	100.758.128,31	R\$ 77,18	-12,0%
Equatorial CEA	AP	R\$ 940,97	15.901.634,20	R\$ 13,40	-1,4%
Energisa AC	AC	R\$ 873,81	6.990.805,14	R\$ 6,26	-0,7%
Energisa RO	RO	R\$ 841,39	-	R\$ -	0,0%
			R\$ 8.812.021.927,21		



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 47/2025
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 249/2025-STR/ANEEL de 13/12/2025.

EMENTA: Receber contribuições para definição do critério de rateio dos recursos arrecadados na CDE de que tratam os parágrafos 8º e 9º do art. 4º da Lei nº 15.235/2025, relativos à repactuação de parcelas vincendas devidas a título de UBP.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO
<p>27. A Alternativa 3, ao considerar as tarifas no rateio, conjuga todos os parâmetros utilizados na regulação tarifária que se refletem no nível das tarifas vigentes, tais como: mercado, custos operacionais, perdas técnicas e não técnicas, receitas irre recuperáveis, base de remuneração de ativos, encargos setoriais, custos de transmissão e de aquisição de energia. Em outras palavras, essa alternativa reúne, intrinsecamente, todos os atributos dispostos na legislação tarifária, congregando as próprias políticas públicas estabelecidas. Logo, estariam tratadas questões que oneram fortemente as tarifas de algumas concessões das áreas da Sudam e Sudene como, por exemplo, a baixa densidade de carga e os elevados níveis de perdas não técnicas.</p> <p>28. Assim como nas outras, essa alternativa também garante coerência alocativa tanto na repartição do recurso entre as concessões como na repercussão tarifária aos beneficiários finais.</p> <p>29. Como resultado, considerando os valores simulados, tem-se uma redução de -12.0% sobre as tarifas de todas as concessões, exceção das distribuidoras que já receberam recursos antecipadamente em 2025, observando que ao compararmos essa opção com as Alternativas anteriores 1 e 2, as distribuidoras do Amapá e Acre percebem uma quota proporcional em 2026.</p> <p>III.4 Alternativa 4: Proporção do mercado cativo, adicionadas as perdas não técnicas regulatórias.</p>	

<p>30. Essa alternativa visa agregar ao mercado cativo as perdas não técnicas. As perdas não técnicas regulatórias são definidas pela ANEEL, a partir da metodologia definida no Submódulo 2.6 do PRORET, considerando o nível de complexidade ao combate às perdas e os estudos de benchmarking. Quando agregadas ao mercado, buscam emular o tamanho potencial do mercado como um todo.</p>	<p>A Alternativa 4 não deve ser adotada, pois o objetivo da lei não estabelece critérios de distribuição levando em conta perdas não técnicas de cada distribuidora, assim sendo, o critério do aporte de recursos à CDE que é baseado em valor fixo atrelado ao consumo real de cada UC é o mais adequado. Para 2026 a Aneel propôs na CP-44/25 os valores conforme planilha abaixo:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Agente</th> <th>Região</th> <th>Nível de Tensão</th> <th>MERCADO TUSD (MWh)</th> <th>Custo Unitário (R\$/MWh)</th> <th>Quota Anual CDE USO 2026</th> <th>Part. %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="6">Distribuidoras</td> <td rowspan="3">N/NE</td> <td>AT</td> <td>11.649.151</td> <td>44,30</td> <td>R\$ 516.056.091</td> <td>1,08%</td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td>29.373.403</td> <td>70,89</td> <td>R\$ 2.082.138.961</td> <td>4,36%</td> </tr> <tr> <td>BT</td> <td>53.856.774</td> <td>88,61</td> <td>R\$ 4.775.633.194</td> <td>9,96%</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">S/SE/C/O</td> <td>AT</td> <td>55.865.900</td> <td>68,23</td> <td>R\$ 3.811.561.939</td> <td>7,98%</td> </tr> <tr> <td>MT</td> <td>111.500.544</td> <td>103,16</td> <td>R\$ 12.171.753.557</td> <td>25,47%</td> </tr> <tr> <td>BT</td> <td>161.878.301</td> <td>136,45</td> <td>R\$ 22.088.936.986</td> <td>46,22%</td> </tr> </tbody> </table>	Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual CDE USO 2026	Part. %	Distribuidoras	N/NE	AT	11.649.151	44,30	R\$ 516.056.091	1,08%	MT	29.373.403	70,89	R\$ 2.082.138.961	4,36%	BT	53.856.774	88,61	R\$ 4.775.633.194	9,96%	S/SE/C/O	AT	55.865.900	68,23	R\$ 3.811.561.939	7,98%	MT	111.500.544	103,16	R\$ 12.171.753.557	25,47%	BT	161.878.301	136,45	R\$ 22.088.936.986	46,22%
Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual CDE USO 2026	Part. %																																			
Distribuidoras	N/NE	AT	11.649.151	44,30	R\$ 516.056.091	1,08%																																			
		MT	29.373.403	70,89	R\$ 2.082.138.961	4,36%																																			
		BT	53.856.774	88,61	R\$ 4.775.633.194	9,96%																																			
	S/SE/C/O	AT	55.865.900	68,23	R\$ 3.811.561.939	7,98%																																			
		MT	111.500.544	103,16	R\$ 12.171.753.557	25,47%																																			
		BT	161.878.301	136,45	R\$ 22.088.936.986	46,22%																																			

31. Medida semelhante foi adotada na Consulta Pública nº 62/2020, que tratou dos custos operacionais de distribuição e, a fim de melhor mensurar o tamanho do produto "mercado", foram adicionadas as perdas não técnicas regulatórias, com o objetivo de considerar a complexidade para o combate às perdas não técnicas, que difere entre as concessões. Os resultados são apresentados na tabela a seguir, onde se verifica que concessões cujos valores agregados de mercado e perdas não técnicas são maiores, teriam maior alocação de recursos:

Tabela 4: Proporção do mercado cativo, adicionadas as perdas não técnicas regulatórias

Distribuidora	UF	Tarifa B1	Recurso UBP 2026 ajustado	Tarifa Equivalent e 2026	Impacto
Roraima Energia	RR	640,66	R\$ 124.640.457,48	R\$ 95,48	-14,90%
Amazonas Energia	AM	843,04	R\$ 600.720.452,26	R\$ 123,02	-14,59%
Energisa PB	PB	675,65	R\$ 435.406.011,72	R\$ 92,19	-13,64%
Enel CE	CE	710,07	R\$ 956.505.941,76	R\$ 95,71	-13,48%
Sutgipe	SE	679,33	R\$ 29.556.680,77	R\$ 89,67	-13,20%
Neoenergia Pernambuco	PE	769,18	R\$ 925.177.575,69	R\$ 99,32	-12,91%
Energisa SE	SE	712,47	R\$ 215.653.953,28	R\$ 91,25	-12,81%
Equatorial AL	AL	808,07	R\$ 316.780.715,67	R\$ 100,74	-12,47%
EDP ES	ES	789,31	R\$ 133.216.308,40	R\$ 97,16	-12,31%
Neoenergia Cosern	RN	744,24	R\$ 368.324.406,56	R\$ 88,67	-11,91%
Equatorial PA	PA	978,3	R\$ 913.043.605,84	R\$ 115,77	-11,83%
ELFSM	ES	745,37	R\$ 37.318.091,12	R\$ 88,00	-11,81%
Neoenergia Coelba	BA	837,72	R\$ 1.494.535.119,27	R\$ 95,29	-11,37%
Equatorial MA	MA	843,18	R\$ 673.618.252,05	R\$ 95,59	-11,34%
Cemig	MG	858,58	R\$ 362.402.526,57	R\$ 93,48	-10,89%
Energisa MT	MT	852,13	R\$ 642.878.248,51	R\$ 92,68	-10,88%
Equatorial PI	PI	946,69	R\$ 350.792.779,57	R\$ 97,85	-10,34%
Energisa TO	TO	930,22	R\$ 209.815.875,39	R\$ 89,42	-9,61%
Equatorial CEA	AP	940,97	R\$ 21.634.925,31	R\$ 18,23	-1,94%
Energisa AC	AC	873,81	R\$ -	R\$ -	0,00%
Energisa RO	RO	841,39	R\$ -	R\$ -	0,00%
			R\$ 8.812.021.927,21		

32. Essa alternativa dá ênfase ao mercado regulado conjugado às perdas não técnicas, de modo a ponderar esse atributo adicional que define o nível de complexidade de atendimento reconhecida em cada concessão. Contudo, cabe destacar que as perdas não técnicas são aplicadas a todo o mercado TUSD, de modo que tanto consumidores cativos e livres são afetados. Desse modo, nessa alternativa não é possível alcançar a plena coerência alocativa tanto na repartição do recurso entre as concessões como na repercussão tarifária aos beneficiários finais, uma vez que o rateio dos recursos entre concessões se baseia em mercado mais abrangente que o do público-alvo, os consumidores do ACR. Outro ponto, reside na **desconsideração dos demais atributos** da regulação tarifária, tais como, custos operacionais, perdas técnicas, receitas irre recuperáveis, base de remuneração de ativos, encargos setoriais, custos de transmissão e de aquisição de energia.

Entendemos que o mais justificável é considerar o mercado regulado estabelecido para o cálculo das tarifas anuais consideradas nos processos tarifários anuais.

III.5 Comparação das Alternativas

33. Entende-se que as quatro alternativas atendem a finalidade definida pelo formulador da política pública de propiciar **modicidade tarifária** para os consumidores cativos das áreas da Sudam e Sudene, mantendo coerência alocativa na definição dos recursos entre concessões e repercussão tarifária ao público-alvo da política pública, com a ressalva apresentada na Alternativa 4. O quadro a seguir sintetiza as vantagens e desvantagens de cada alternativa apresentada.

Quadro 1: Comparação das Alternativas



CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA 47/2025
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA Nº 249/2025-STR/ANEEL de 13/12/2025.

EMENTA: Receber contribuições para definição do critério de rateio dos recursos arrecadados na CDE de que tratam os parágrafos 8º e 9º do art. 4º da Lei nº 15.235/2025, relativos à repactuação de parcelas vincendas de UBP.

CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os artigos, parágrafos e incisos a que se referem, devendo ser acompanhados de textos alternativos e substitutivos quando envolverem sugestões de inclusão ou alteração, parcial ou total, de qualquer dispositivo.

TEXTO/ANEEL		TEXTO/INSTITUIÇÃO																
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Alternativas</th> <th>Vantagens</th> <th>Desvantagens</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Alternativa 1 Mercado</td> <td>Simplicidade operacional; uniformidade sobre todo o mercado regulado; convergência com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025; e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.</td> <td>Não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária.</td> </tr> <tr> <td>Alternativa 2 Mercado ponderado pelos fatores da CDE</td> <td>Simplicidade operacional; convergência com o critério da CDE; ponderação sobre o mercado regulado (BT/MT/AT); e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.</td> <td>Não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária; e não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025</td> </tr> <tr> <td>Alternativa 3 Redução Equilibrada</td> <td>Simplicidade operacional; ponderação considerando todos os atributos presentes na regulação tarifária; tratamento equânime entre todas as concessões; e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.</td> <td>Não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025</td> </tr> <tr> <td>Alternativa 4 Mercado e Perdas não Técnicas</td> <td>Simplicidade operacional; ponderação considerando dois atributos presentes na regulação tarifária (mercado e perdas não técnicas)</td> <td>Não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025; não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária; e não mantém plena coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.</td> </tr> </tbody> </table>	Alternativas	Vantagens	Desvantagens	Alternativa 1 Mercado	Simplicidade operacional; uniformidade sobre todo o mercado regulado; convergência com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025; e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.	Não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária.	Alternativa 2 Mercado ponderado pelos fatores da CDE	Simplicidade operacional; convergência com o critério da CDE; ponderação sobre o mercado regulado (BT/MT/AT); e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.	Não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária; e não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025	Alternativa 3 Redução Equilibrada	Simplicidade operacional; ponderação considerando todos os atributos presentes na regulação tarifária; tratamento equânime entre todas as concessões; e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.	Não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025	Alternativa 4 Mercado e Perdas não Técnicas	Simplicidade operacional; ponderação considerando dois atributos presentes na regulação tarifária (mercado e perdas não técnicas)	Não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025; não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária; e não mantém plena coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.	<p>Das 4 alternativas apresentadas a que apresenta menor desvantagem e convergência com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei 15.269/25 é a Alternativa 2. Mais adequado visto que está aderente aos aportes de recursos à CDE que estão baseados no CDE Uso para cada faixa de tensão. O rateio pondera pelos pesos de nível de tensão utilizados na quota da CDE Uso, ou seja, BT tem peso 1,00, MT tem peso 0,80 e AT tem peso 0,50. Essa alternativa leva em consideração que a origem dos recursos é a repactuação de UBP que, por dispositivo legal é, usualmente, um recurso da CDE. Portanto, amplamente justificável.</p>		
Alternativas	Vantagens	Desvantagens																
Alternativa 1 Mercado	Simplicidade operacional; uniformidade sobre todo o mercado regulado; convergência com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025; e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.	Não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária.																
Alternativa 2 Mercado ponderado pelos fatores da CDE	Simplicidade operacional; convergência com o critério da CDE; ponderação sobre o mercado regulado (BT/MT/AT); e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.	Não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária; e não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025																
Alternativa 3 Redução Equilibrada	Simplicidade operacional; ponderação considerando todos os atributos presentes na regulação tarifária; tratamento equânime entre todas as concessões; e coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.	Não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025																
Alternativa 4 Mercado e Perdas não Técnicas	Simplicidade operacional; ponderação considerando dois atributos presentes na regulação tarifária (mercado e perdas não técnicas)	Não guarda relação com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei nº 15.269/2025; não pondera demais atributos presentes na regulação tarifária; e não mantém plena coerência alocativa na constituição dos recursos e repercussão tarifária sobre os beneficiários.																

34. A tabela a seguir sintetiza os resultados das quatro alternativas discutidas na presente Nota Técnica.

Tabela 5 – Resumo das quatro alternativas avaliadas na presente Nota Técnica

Distribuidora	Usp	Alternativa Mercado		Alternativa Mercado		Alternativa Mercado		Alternativa Mercado		Impacto Ranking	Recursos UBP 2026 (milhões)	TE nº 14/2018 Equivale	
		Tarifa E1 2025	Cota UBP	Tarifa E2	Impacto Mercado	Cota UBP	Tarifa E2	Impacto Mercado	Cota UBP				Tarifa E2
Amazonas Energia	AM	R\$ 863,04	R\$ 485.480.127,00	R\$ 86,00	-11,7%	R\$ 477.824.903,41	R\$ 102,10	-10,13%	486.923.506,30	R\$ 101,54	-12,0%	R\$ 605.726.402,26	R\$ 100,0
CEMIG	MG	R\$ 864,58	R\$ 282.258.689,32	R\$ 86,00	-11,5%	R\$ 278.522.487,20	R\$ 102,10	-11,89%	488.982.294,60	R\$ 101,41	-12,2%	R\$ 382.482.528,57	R\$ 99,4
CEPEL	ES	R\$ 786,31	R\$ 139.183.919,87	R\$ 86,00	-10,9%	R\$ 127.977.854,68	R\$ 102,10	-10,82%	138.276.969,20	R\$ 86,00	-10,4%	R\$ 133.278.308,80	R\$ 97,1
ELISA	ES	R\$ 746,37	R\$ 41.816.526,03	R\$ 86,00	-13,2%	R\$ 42.816.413,31	R\$ 102,10	-13,79%	38.081.824,13	R\$ 86,00	-12,0%	R\$ 37.738.081,12	R\$ 89,0
Enel CE	ES	R\$ 738,67	R\$ 985.421.969,04	R\$ 86,00	-13,8%	R\$ 980.584.236,16	R\$ 102,10	-14,24%	984.611.740,20	R\$ 86,00	-12,8%	R\$ 998.588.841,18	R\$ 98,7
Energisa AC	AC	R\$ 873,81	R\$ -	R\$ -	0,0%	R\$ -	R\$ -	0,0%	6.990.855,14	R\$ 6,26	-6,7%	R\$ -	R\$ -
Energisa MT	MT	R\$ 862,13	R\$ 683.814.265,00	R\$ 86,00	-11,8%	R\$ 681.017.216,01	R\$ 102,10	-11,98%	712.082.582,02	R\$ 102,06	-12,0%	R\$ 642.876.248,51	R\$ 90,8
Energisa PB	PB	R\$ 879,60	R\$ 485.705.213,73	R\$ 86,00	-14,0%	R\$ 473.078.006,68	R\$ 102,10	-16,13%	384.402.233,18	R\$ 86,49	-10,9%	R\$ 428.408.911,27	R\$ 99,1
Energisa RJ	RJ	R\$ 841,39	R\$ -	R\$ -	0,0%	R\$ -	R\$ -	0,0%	R\$ -	R\$ -	0,0%	R\$ -	R\$ -
Energisa SP	SP	R\$ 723,47	R\$ 223.022.774,02	R\$ 86,00	-14,8%	R\$ 225.247.564,61	R\$ 102,10	-14,23%	282.844.133,40	R\$ 86,49	-12,0%	R\$ 274.623.853,28	R\$ 93,1
Energisa TO	TO	R\$ 806,22	R\$ 233.349.463,95	R\$ 86,00	-18,6%	R\$ 233.418.045,06	R\$ 102,10	-18,88%	262.837.189,39	R\$ 112,01	-12,0%	R\$ 208.819.875,39	R\$ 89,4
Equatorial AG	AG	R\$ 808,07	R\$ 310.048.981,62	R\$ 86,00	-12,2%	R\$ 311.082.890,78	R\$ 102,10	-12,63%	306.189.821,42	R\$ 97,28	-12,0%	R\$ 316.786.715,07	R\$ 100,7
Equatorial GO	GO	R\$ 860,97	R\$ -	R\$ -	0,0%	R\$ -	R\$ -	0,0%	319.616,92	R\$ 13,41	-14,4%	R\$ 21.624.262,51	R\$ 100,2
Equatorial PA	PA	R\$ 843,18	R\$ 684.823.483,84	R\$ 86,00	-11,7%	R\$ 709.680.214,02	R\$ 102,10	-13,11%	710.051.616,64	R\$ 101,98	-12,0%	R\$ 673.818.252,05	R\$ 95,0
Equatorial PR	PR	R\$ 878,30	R\$ 777.680.269,73	R\$ 86,00	-18,3%	R\$ 786.483.894,63	R\$ 102,10	-18,44%	808.626.289,27	R\$ 117,88	-12,0%	R\$ 813.043.690,84	R\$ 110,1
Equatorial PI	PI	R\$ 866,89	R\$ 283.485.482,32	R\$ 86,00	-18,4%	R\$ 296.630.272,34	R\$ 102,10	-18,78%	408.882.436,37	R\$ 114,05	-12,0%	R\$ 389.762.779,57	R\$ 97,8
Neonenergia Distrito	DF	R\$ 887,72	R\$ 1.048.828.468,00	R\$ 86,00	-11,8%	R\$ 1.038.518.511,68	R\$ 102,10	-12,19%	1.100.405.786,20	R\$ 102,00	-12,0%	R\$ 1.044.518.119,27	R\$ 99,0
Neonenergia Espírito	ES	R\$ 745,84	R\$ 400.567.684,07	R\$ 86,00	-13,2%	R\$ 408.610.206,08	R\$ 102,10	-13,27%	412.013.013,00	R\$ 86,00	-12,0%	R\$ 395.334.456,20	R\$ 89,0
Neonenergia Pernambuco	PE	R\$ 768,18	R\$ 915.508.866,43	R\$ 86,00	-12,8%	R\$ 950.081.234,01	R\$ 102,10	-13,27%	983.109.662,16	R\$ 98,98	-12,0%	R\$ 929.177.575,89	R\$ 98,3
Neonenergia Energia	RS	R\$ 860,60	R\$ 138.122.288,74	R\$ 86,00	-15,4%	R\$ 127.486.559,03	R\$ 102,10	-15,84%	180.124.133,24	R\$ 71,28	-10,4%	R\$ 124.648.457,26	R\$ 95,4
Sudac	RS	R\$ 878,33	R\$ 32.501.887,48	R\$ 86,00	-14,5%	R\$ 32.987.039,34	R\$ 102,10	-15,83%	28.978.586,26	R\$ 86,88	-12,0%	R\$ 28.536.680,77	R\$ 89,0
			R\$ 8.822.021.987,21			R\$ 8.822.070.551,77						R\$ 8.822.021.987,21	

III.6 Do não cabimento de Análise de Impacto Regulatório (AIR)

35. O § 8º do art. 4º da Lei nº 15.269/2025 dispõe que os recursos oriundos da repactuação de UBP serão destinados à modalidade tarifária em 2025 e 2026, conforme diretrizes da ANEEL.

36. Dessa forma, entende-se que as diretrizes a serem emitidas pela ANEEL não se confundem com um processo de regulamentação de ato normativo, propriamente dito, que reúna os requisitos para realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR), tais como, definição de problema regulatório e experiências internacionais, por exemplo.

37. Trata-se de alocação de recurso específico a ser descontinuado da base tarifária, dada a eventual quitação das parcelas vincendas de UBP junto à União. Portanto, não se trata de matéria normativa que produzirá efeitos contínuos que exija a realização de AIR.

38. Além disso, há urgência neste processo, tendo em vista a necessidade de incidência dos recursos a serem arrecadados no faturamento das distribuidoras até 2026. Nessas situações de urgência, a Norma nº 40/2013, aprovada pela Resolução Normativa nº 941/2021, que disciplina a realização de AIR, possibilita a dispensa de AIR mediante apresentação de Análise de Resultado Regulatório (ARR) decorridos 2 anos da publicação da norma, conforme inciso I do art. 7º e §2º do art. 8º, respectivamente.

39. Todavia, como comentado, o resultado da definição das diretrizes de rateio dos eventuais recursos de UBP para fins de modalidade se dará em única oportunidade, não sendo objeto de regulações posteriores que poderiam ser aperfeiçoadas. Portanto, entende-se que não caberia ARR nessa situação também.

40. De toda forma, a fim de preservar a higidez processual e a transparência regulatória, entende-se que esta Nota Técnica aborda a questão considerando a análise de alternativas e a avaliação de vantagens e desvantagens a fim de subsidiar a discussão pública quanto às diretrizes a serem dadas pela ANEEL.

41. Por fim, considerando as ponderações supracitadas, entende-se que o ato a ser emitido como resultado deste processo pode ser um despacho da ANEEL contendo as diretrizes a serem observadas no rateio dos eventuais recursos a serem arrecadados na repactuação de UBP.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

42. As Leis nº 15.235, de 8 de outubro de 2025; e nº 15.269, de 24 de novembro de 2025.

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

43. Em cumprimento à diretriz disposta no § 8º do art. 4º da Lei nº 15.235/2025, a presente Nota Técnica conclui pela proposição de quatro alternativas para o critério de rateio dos recursos relativos à repactuação das parcelas vincendas de UBP, em benefício da modalidade dos consumidores do ambiente regulado situados nas regiões abrangidas pela Sudam e pela Sudene.

44. Recomenda-se a instauração de Consulta Pública para a discussão da matéria.

ANDRÉ VALTER FEIL, Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e Encargos Setoriais

ROBSON KUHNS YATSU, Gerente de Gestão Tarifária

DENIS PEREZ JANNUZZI, Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

De acordo:

LEANDRO CAIXETA MOREIRA, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, em 13/12/2025, às 11:55,

Denis Perez Jannuzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a), em 13/12/2025, às 12:05,

André Valter Feil, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais, em 13/12/2025, às 12:29,

Das 4 alternativas apresentadas a que apresenta menor desvantagem e convergência com o critério de rateio definido no art. 12 da Lei 15.269/25 é a Alternativa 2. Mais adequado visto que está aderente aos aportes de recursos à CDE que estão baseados no CDE Uso para cada faixa de tensão. O rateio pondera pelos pesos de nível de tensão utilizados na quota da CDE Uso, ou seja, BT tem peso 1,00, MT tem peso 0,80 e AT tem peso 0,50. Essa alternativa leva em consideração que a origem dos recursos é a repactuação de UBP que, por dispositivo legal é, usualmente, um recurso da CDE. Portanto, amplamente justificável.