

NOTA TÉCNICA Nº 249/2025-STR/ANEEL

Referência: 48500.037166/2025-33

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.

I - DO OBJETIVO

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.

II - DOS FATOS

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).

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).

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.

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.

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:

“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:

[...]

§ 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.

§ 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)”

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 15.235, 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.

“Art. 12. A Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, passa a vigorar com as seguintes alterações:

[...]

“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.

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.”

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].

III - DA ANÁLISE

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.

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.

11. Com relação aos critérios de rateio, a política pública definiu as seguintes balizas:

- a) **Finalidade:** modicidade tarifária;
- 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);
- c) **Prazo:** anos de 2025 e 2026.

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:

- a) **Alternativa 1:** Proporção do mercado cativo;
- 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
- c) **Alternativa 3:** Proporção das Tarifas de modo a produzir uma redução percentualmente equilibrada; e
- d) **Alternativa 4:** Proporção do mercado cativo, adicionadas as perdas não técnicas regulatórias.

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.

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:

- (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").

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 Energia Acre nos processos tarifários de 2025.

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.

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

Distribuidora	UF	Tarifa B1 2025	Cota UBP	Tarifa Eq	Impacto Mercado
Roraima Energia	RR	R\$ 640,66	R\$ 128.722.536,74	R\$ 98,60	-15,4%
Energisa PB	PB	R\$ 675,65	R\$ 465.705.321,71	R\$ 98,60	-14,6%
Sulgipe	SE	R\$ 679,33	R\$ 32.501.867,48	R\$ 98,60	-14,5%
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 Cosern	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	-12,5%
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	-11,5%
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\$ -	0,0%
Energisa RO	RO	R\$ 841,39	-	R\$ -	0,0%
Equatorial CEA	AP	R\$ 940,97	-	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.

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)

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.

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.

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

Distribuidora	UF	Tarifa B1 2025	Alternativa Merc/FatorLeiCDE		
			Cota UBP	Tarifa Eq	Impacto Merc/FatorCDE
Roraima Energia	RR	R\$ 640,66	R\$ 127.490.559,03	R\$ 102,10	-15,94%
Energisa PB	PB	R\$ 675,65	R\$ 471.078.006,88	R\$ 102,10	-15,11%
Sulgipe	SE	R\$ 679,33	R\$ 32.907.599,54	R\$ 102,10	-15,03%
Enel CE	CE	R\$ 710,07	R\$ 983.584.330,52	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\$ 409.618.295,64	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\$ 1.526.518.517,68	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\$ 379.522.467,33	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\$ 786.483.958,63	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.

III.3 Alternativa 3: Proporção das tarifas

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\$ 103,43	-12,0%
Energisa MT	MT	R\$ 852,13	712.062.582,02	R\$ 102,66	-12,0%
Equatorial MA	MA	R\$ 843,18	715.801.616,64	R\$ 101,58	-12,0%
Amazonas Energia	AM	R\$ 843,04	495.923.306,10	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\$ 95,09	-12,0%
Neoenergia Pernambuco	PE	R\$ 769,18	863.195.603,78	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\$ 85,83	-12,0%
Enel CE	CE	R\$ 710,07	854.911.702,03	R\$ 85,54	-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	100.758.126,31	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		

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.

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.

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.

III.4 Alternativa 4: Proporção do mercado cativo, adicionadas as perdas não técnicas regulatórias.

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.

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%
Sulgipe	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.

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

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	UF	Tarifa B1 2025	Alternativa Mercado			Alternativa Merc/FatoLeicDE			Alternativa RankingTarifa			Alternativa N
			Cota UBP	Tarifa Eq	Impacto Mercado	Cota UBP	Tarifa Eq	Impacto Merc/FatoLeicDE	Cota UBP	Tarifa Eq	Impacto Ranking	Recurso UBP 20 ajustado
Amazonas Energia	AM	R\$ 843,04	R\$ 481.469.137,50	R\$ 98,60	-11,7%	R\$ 477.924.953,46	R\$ 102,10	-12,11%	495.923.306,10	R\$ 101,56	-12,0%	R\$ 600.720.452
Cemig	MG	R\$ 858,58	R\$ 382.258.669,32	R\$ 98,60	-11,5%	R\$ 379.522.467,33	R\$ 102,10	-11,89%	400.992.264,63	R\$ 103,43	-12,0%	R\$ 362.402.526
EDP ES	ES	R\$ 789,31	R\$ 135.193.297,97	R\$ 98,60	-12,5%	R\$ 137.977.854,69	R\$ 102,10	-12,93%	130.376.900,20	R\$ 95,09	-12,0%	R\$ 133.216.308
ELFSM	ES	R\$ 745,37	R\$ 41.816.526,03	R\$ 98,60	-13,2%	R\$ 42.816.413,31	R\$ 102,10	-13,70%	38.081.824,13	R\$ 89,80	-12,0%	R\$ 37.318.091
Enel CE	CE	R\$ 710,07	R\$ 985.421.909,04	R\$ 98,60	-13,9%	R\$ 983.584.330,52	R\$ 102,10	-14,38%	854.911.702,03	R\$ 85,54	-12,0%	R\$ 956.505.941
Energisa AC	AC	R\$ 873,81	R\$ -	R\$ -	0,0%	R\$ -	R\$ -	0,00%	6.990.805,14	R\$ 6,26	-0,7%	R\$ -
Energisa MT	MT	R\$ 852,13	R\$ 683.934.365,00	R\$ 98,60	-11,6%	R\$ 681.017.216,01	R\$ 102,10	-11,98%	712.062.582,02	R\$ 102,66	-12,0%	R\$ 642.878.248
Energisa PB	PB	R\$ 675,65	R\$ 465.705.321,71	R\$ 98,60	-14,6%	R\$ 471.078.006,88	R\$ 102,10	-15,11%	384.442.033,18	R\$ 81,40	-12,0%	R\$ 435.406.011
Energisa RO	RO	R\$ 841,39	R\$ -	R\$ -	0,0%	R\$ -	R\$ -	0,00%	-	R\$ -	0,0%	R\$ -
Energisa SE	SE	R\$ 712,47	R\$ 233.022.776,02	R\$ 98,60	-13,8%	R\$ 232.247.564,87	R\$ 102,10	-14,33%	202.844.313,62	R\$ 85,83	-12,0%	R\$ 215.653.953
Energisa TO	TO	R\$ 930,22	R\$ 231.349.443,95	R\$ 98,60	-10,6%	R\$ 233.418.045,08	R\$ 102,10	-10,98%	262.937.189,39	R\$ 112,07	-12,0%	R\$ 209.815.875
Equatorial AL	AL	R\$ 808,07	R\$ 310.048.061,62	R\$ 98,60	-12,2%	R\$ 311.082.950,73	R\$ 102,10	-12,63%	306.108.851,41	R\$ 97,35	-12,0%	R\$ 316.780.715
Equatorial CEA	AP	R\$ 940,97	R\$ -	R\$ -	0,0%	R\$ -	R\$ -	0,00%	15.901.634,20	R\$ 13,40	-1,4%	R\$ 21.634.925
Equatorial MA	MA	R\$ 843,18	R\$ 694.823.493,84	R\$ 98,60	-11,7%	R\$ 701.690.211,62	R\$ 102,10	-12,11%	715.801.616,64	R\$ 101,58	-12,0%	R\$ 673.618.252
Equatorial PA	PA	R\$ 978,30	R\$ 777.662.765,73	R\$ 98,60	-10,1%	R\$ 786.483.958,63	R\$ 102,10	-10,44%	929.525.359,27	R\$ 117,86	-12,0%	R\$ 913.043.605
Equatorial PI	PI	R\$ 946,69	R\$ 353.485.442,32	R\$ 98,60	-10,4%	R\$ 356.630.372,14	R\$ 102,10	-10,78%	408.862.430,57	R\$ 114,05	-12,0%	R\$ 350.792.779
Neoenergia Coelba	BA	R\$ 837,72	R\$ 1.546.529.802,46	R\$ 98,60	-11,8%	R\$ 1.526.518.517,68	R\$ 102,10	-12,19%	1.582.905.766,22	R\$ 100,92	-12,0%	R\$ 1.494.535.119
Neoenergia Cosern	RN	R\$ 744,24	R\$ 409.567.644,07	R\$ 98,60	-13,2%	R\$ 409.618.295,64	R\$ 102,10	-13,72%	372.423.032,00	R\$ 89,66	-12,0%	R\$ 368.324.406
Neoenergia Pernambuco	PE	R\$ 769,18	R\$ 918.508.866,43	R\$ 98,60	-12,8%	R\$ 920.061.234,61	R\$ 102,10	-13,27%	863.195.603,78	R\$ 92,66	-12,0%	R\$ 925.177.575
Roraima Energia	RR	R\$ 640,66	R\$ 128.722.536,74	R\$ 98,60	-15,4%	R\$ 127.490.559,03	R\$ 102,10	-15,94%	100.758.126,31	R\$ 77,18	-12,0%	R\$ 124.640.457
Sulgipe	SE	R\$ 679,33	R\$ 32.501.867,48	R\$ 98,60	-14,5%	R\$ 32.907.599,54	R\$ 102,10	-15,03%	26.976.586,35	R\$ 81,84	-12,0%	R\$ 29.556.680
			R\$ 8.812.021.927,21			R\$ 8.812.070.551,77			R\$ 8.812.021.927,21			R\$ 8.812.021.927

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 modicidade 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 modicidade 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 modicidade 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.

(Assinado digitalmente)
ANDRÉ VALTER FEIL
Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e
Encargos Setoriais

ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária

(Assinado digitalmente)
DENIS PEREZ JANNUZZI
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

De acordo:

(Assinado digitalmente)
LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

- [1] Processo 48500.029413/2025-28
- [2] Processo 48500.004004/2025-19
- [3] Processo 48500.003997/2025-10
- [4] Processo 48500.003999/2025-09



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira**, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica, em 13/12/2025, às 11:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Denis Perez Jannuzzi**, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a), em 13/12/2025, às 12:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **André Valter Feil**, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais, em 13/12/2025, às 12:29, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0258331** e o código CRC **4D96B392**.