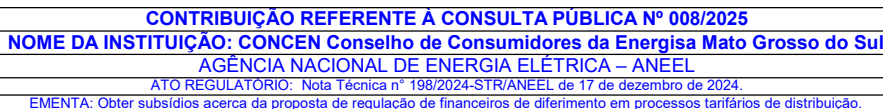


CONCEN CONSELHO DE CONSUMIDORES DA ENERGISA MATO GROSSO DO SUL			CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 008/2025		
			NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul		
			AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
			ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 198/2024-STR/ANEEL de 17 de dezembro de 2024.		
			EMENTA: Obter subsídios acerca da proposta de regulação de financeiros de diferimento em processos tarifários de distribuição.		
			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	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO	
Nota Técnica nº 198/2024- STR/ANEEL			Comentário.	Não se denota a participação do Conselho de Consumidores da Copel em tão importante disciplina. Por que não foi consultado? Entendemos que desde o início das discussões do tema o Conselho de Consumidores deveria participar com sua manifestação.	
Em 17 de dezembro de 2024.					
Processo nº: 48500.003865/2024-07					
Assunto: Regulação de financeiros de diferimento em processos tarifários de distribuição.					
I. DO OBJETIVO					
1. O objetivo desta nota técnica é apresentar a proposta de regulação de diferimentos em processos tarifários de distribuição, em atendimento à determinação da Diretoria Colegiada da ANEEL proferida na 21ª RPO, baseada no item 9.3 do Acórdão 1.376/2022 do Tribunal de Contas da União.					
II. DOS FATOS					
2. Em 15 de junho de 2022, por meio do Acórdão 1.376/2022, o Tribunal de Contas da União - TCU - recomendou à Aneel, em casos de medidas de diferimento tarifário, realização de análises de impactos futuros e de custo-benefício, juntando tais análises nos processos administrativos.					
[...]					
9.3. recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com base no art. 250, inciso III, da Regimento Interno do TCU, que, ao realizar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, juntando tais análises nos processos administrativos do reajuste a ser diferido, e que sejam avaliadas as vantagens e desvantagens de se realizar tais medidas (seção V.2 do relatório da unidade técnica)					
[...]					
3. Em 18 de junho de 2024, durante a 21ª RPO, na deliberação do Reajuste Tarifário Anual da Copel Distribuição S.A. – Copel-DIS, a Diretoria Colegiada da ANEEL determinou que esta superintendência proponha regulação que considere a recomendação exposta no Acórdão 1.376/2022 do TCU.					
[...]					
... (vi) determinar que a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR proponha em 180 (cento e oitenta) dias regulamentação para atendimento à recomendação do item 9.3 do Acórdão 1.376/2022 do Tribunal de Contas da União – TCU, de modo a estabelecer parâmetros para realização de análises de impactos futuros e de custo-benefício do atraso, ao realizar medidas de diferimento de componentes tarifários a pedido das distribuidoras para próximos reajustes tarifários; e (vii) firmar o entendimento de que casos semelhantes sejam tratados apenas após regulamentação da determinação do item “vi” anterior.					
[...]					
III. DA ANÁLISE					
A. Considerações preliminares sobre as disposições da Diretoria da ANEEL e sobre as recomendações que constam no Acórdão do TCU					
4. Antes de tratar do objetivo acima mencionado, é oportuno citar trechos do Voto que embasou a determinação para que a STR proponha a regulação de diferimentos tarifários, conforme segue:					
[...]					
43. Em 17 de junho de 2024, a Copel-D apresentou pleito para a estabilidade, previsibilidade e equalização dos efeitos tarifários no período entre 2024 e 2026. De acordo com a argumentação da Concessionária, tal pleito visaria atenuar a amplitude dos efeitos tarifários neste período, levando em consideração os efeitos futuros estimados pela Companhia para os processos tarifários de 2025 e 2026.					
44. A partir dos cálculos realizados pela STR, vejo que teremos, como ponto de partida no reajuste tarifário de 2025, o efeito positivo de aproximadamente 7,50%, em função do elevado componente financeiro negativo que sairá da base tarifária (equivalente a cerca de R\$ 1,1 bilhão). Por outro lado, o término do pagamento da CDE - Conta Covid atenuará esse efeito, porém de modo insuficiente para compensar o forte impacto financeiro estimado.					
45. Já com relação ao processo tarifário de 2026, a pressão tarifária se dará, principalmente, por dois fatores: (i) por se tratar de processo de revisão tarifária, em que se faz a reavaliação da base de ativos da distribuidora, a Copel-D estima impacto positivo de 6%, considerando os investimentos já realizados e aqueles constantes do plano de investimentos da companhia – chamado de Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD); e (ii) o término do aproveitamento dos créditos de PIS e Cofins.					
46. Sobre os investimentos realizados, a Copel informou já ter investido até dezembro de 2023 o montante de R\$ 4,5 bilhões. A Concessionária informou também já ter contratado avaliadora credenciada responsável pela entrega de laudos semestrais, sendo que o último laudo indicaria uma Base de Remuneração Líquida em dezembro de 2023 equivalente a R\$ 12,5 bilhões, sendo que o valor da BRL na última revisão tarifária da distribuidora era de R\$ 8,3 bilhões.					
47. Com relação aos créditos de PIS e Cofins, considerando a capacidade atual de aproveitamento dos créditos da concessionária, de R\$ 83,7 milhões mensais, e o valor total ainda pendente, estima-se que o valor considerado no atual processo se manterá em 2025, mas se reduzirá para R\$ 300 milhões no processo de 2026, uma redução de mais de R\$ 800 milhões.					
48. Em adição a isso, vejo que o efeito de redução tarifária percebida no cálculo apresentado pela STR é decorrente de um efeito meramente financeiro. O impacto econômico é de 2,01%, sendo que esse efeito já foi atenuado por uma redução da cobertura tarifária da CDE Conta Covid.					
49. Neste sentido, considerando o efeito atualmente previsto e a expectativa de fortes aumentos nos processos tarifários dos próximos dois anos, entendo ser importante acolher a solicitação da Copel-D de modo a criar um mecanismo de ajuste tarifário nesse RTA, para possibilitar termos efeitos tarifários atenuados em 2025 e 2026.					
50. Minha proposta, portanto, seria a inclusão de um componente financeiro positivo no atual processo tarifário, componente esse a ser atualizado pela SELIC e revertido para os consumidores nos próximos processos tarifários.					
51. Considerando o elevado montante de componentes financeiros negativos alocados à Tarifa de Energia, entendo ser esse o componente financeiro adequado para a alocação de um componente positivo equivalente a R\$ 452 milhões.					
52. Assim, apresento nas Tabelas 6 e 7 abaixo o detalhamento do efeito médio a ser percebido pelo consumidor e o valor mensal, por mim proposto, dos subsídios tarifários a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de junho/2024 a maio/2025.					
[...]					
57. Entendo ainda que a STR deva buscar avaliar mecanismos que promovam a gestão tarifária e possibilitem ajustes ao longo dos processos tarifários com vistas a melhorar a previsibilidade, a estabilidade e a equalização tarifária.					
[...]					
5. Em seguida às considerações acima, a determinação da Diretoria Colegiada da ANEEL objetivou o atendimento da recomendação à Agência trazida no Acórdão 1.376/2022 do TCU.					
6. É importante mencionar que o Acórdão também indica várias determinações e recomendações, sendo que a maior parte destas, encaminhadas ao Ministério de Minas e Energia e ao Conselho Nacional de Política Energética, tratam da necessidade de estruturação, implementação, institucionalização de políticas públicas que visem a modicidade tarifária no horizonte de médio e longo prazo.					
7. Além disso, o TCU também apresenta críticas relacionadas a ações recentes, adotadas para a modicidade tarifária, que teriam sido implementadas sem que houvesse mapeamento de riscos e/ou sem a implementação de mecanismos de controle que permitissem a avaliação de efetividade. Neste sentido, além de outras medidas, o órgão recomenda que, em caso de implementação de ações voltadas à modicidade tarifária, haja projeções oficiais para o valor das tarifas, no curto, médio e longo prazo.					
8. A proposta de regulação de diferimento apresentada nesta nota técnica não tem o objetivo de abarcar todos os temas elencados no acórdão, mas, tão somente, a regulação de diferimentos tarifários.					
9. Sobre a atividade de regulação dos diferimentos tarifários, é importante destacar aspectos que o Acórdão trouxe para nortear a utilização desse instrumento de cálculo. Conforme indicado no acórdão do TCU, os diferimentos tarifários são instrumentos que são utilizados para mitigação da volatilidade tarifária, o que deve ser observado pela ANEEL, conforme se destaca abaixo:					
[...]					
251. Apesar de praticados há anos, os Diferimentos de Parcela B ocorriam em menor quantidade e em ocasiões mais específicas. Foram aplicados de modo relevante nos primeiros ciclos de revisões tarifárias periódica – entre 2003 e 2006, época em que o método da revisão, que impõe benchmarking entre empresas, ainda era recente e havia maior variação em valores referenciais entre empresas. Os diferimentos continuaram a ser realizados em anos seguintes e contribuíram quando se desejava diminuir a volatilidade no valor do preço da energia. A elevada volatilidade das tarifas é indesejável do ponto de vista do consumidor, que pode perder sua capacidade de organizar-se para conseguir pagar fatura de energia em valores muito maiores do que do mês anterior, antes do reajuste.					
[...]					

CONCEN CONSELHO DE CONSUMIDORES DA ÁREA DE CONCESSÃO DA ENERGISA MG CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA Nº 008/2025 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 198/2024-STR/ANEEL de 17 de dezembro de 2024. EMENTA: Obter subsídios acerca da proposta de regulação de financeiros de diferimento em processos tarifários de distribuição. 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		JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
10. Porém, os diferimentos são medidas de postergação de custos que envolvem juros em sua devolução (utiliza-se SELIC para remuneração dos custos postergados, conforme será discutido em outro tópico desta Nota Técnica). Sob a estrita ótica indicada no acórdão do TCU, pela qual se tem a evolução do IPCA como referência de comparação histórica das tarifas de energia, a reversão, ou devolução, de diferimentos pela SELIC é contrária à modicidade tarifária, visto que implica a devolução de valores superiores aos respectivos montantes atualizados pelo índice inflacionário oficial: [...] 132. Os achados apresentados a seguir neste capítulo ilustram os efeitos da ausência de uma política tarifária coesa, que acaba sendo concretizada por diversas ações pontuais que importam frequentemente ônus adicional, não previsto anteriormente, ao consumidor de energia elétrica. 133. Um exemplo recente dessas ações foi a edição da MP 1.078 no final de 2021, que constitui a terceira de uma sequência de medidas provisórias com efeitos tarifários editadas desde 2020 (as outras duas sendo a MP 950/2020, que criou a Conta-Covid, e a MP 1.055/2021, que tratou da crise hidroenergética). Se por um lado, tais medidas aparentam preocupação com o patamar atual da tarifa, representando um alívio tarifário no curto prazo, por outro têm como ponto em comum um comprometimento nos exercícios futuros, majorando as tarifas que serão cobradas nos exercícios seguintes. [...] 11. De forma prática, os diferimentos e sua forma de reversão, que inclui juros sobre montante, configuram um empréstimo realizado ao consumidor, e, portanto, encarecem a tarifa em momento futuro. Ou seja, é mais um custo a ser arcado pelo consumidor e, ao longo do tempo, torna a tarifa mais elevada. Além disso, podem configurar uma medida paliativa de alívio tarifário em casos em que o impacto tarifário é decorrente de questões estruturais do setor elétrico, como, por exemplo, escassez hídrica e ações realizadas para reforçar a segurança e a qualidade do serviço de energia elétrica, o que poderia mascarar a melhor forma de resolver o problema. 12. Nessa linha, cita-se abaixo a preocupação do TCU a respeito da quantidade de diferimentos promovidos nos últimos anos: [...] 250. Identificou-se, ainda, que têm aumentado a quantidade de diferimentos de Parcela B nos reajustes tarifários homologados pela Aneel. E há risco de que a eventual aplicação sucessiva de diferimentos, envolvendo uma quantidade maior de distribuidoras, e criando novos custos aos consumidores, e com a responsabilidade cada vez maior no êxito, ou não, da modicidade tarifária, abra espaço para dúvidas sobre até que ponto diferimentos deste tipo estão se afastando aos poucos do conceito de mera gestão tarifária, regularmente exercido pela Aneel, e passando a assumir a feição de uma política pública em sentido estrito, competência que não cabe à Agência. (grifo nosso) [...] 13. O Tribunal também enfatiza a necessidade de que o pedido de diferimento sempre parta da distribuidora: [...] 249. Pelo menos no que concerne à Parcela B, o êxito do novo diferimento para conter reajustes na tarifa depende mais das distribuidoras do que da Aneel. Isso porque o reajuste de tarifas é um direito da distribuidora que, nos termos do art. 15, IV, §§1º e 2º da Lei 9.427/1996 e dos contratos de concessão, é exercido mediante proposta à Agência, que o avalia e responde homologando ou rejeitando a proposta. Conforme foi constatado nesta auditoria, ao examinar-se 13 processos administrativos de reajuste de 2021 que contiveram algum diferimento de Parcela B – conforme listagem apresentada pela Aneel (peça 46 e Apêndice A), toda vez que há um diferimento de Parcela B ele surge de um pedido da distribuidora, que, por razões próprias, solicita que valores a que teria direito de receber no momento, sejam cobrados dos consumidores em reajuste posterior. [...] 14. Depreende-se daí que os diferimentos devem ser anulados pela ANEEL em caráter de excepcionalidade, apenas em casos específicos e a pedido da distribuidora, para os quais realmente seja identificada situação de volatilidade tarifária ou em eventos de crise, para os quais há maior risco para consumidores mais vulneráveis. 15. Assim, tendo em vista os motivos expostos acima, propõe-se nesta Nota Técnica metodologia para admissão de pedidos de diferimentos que utilize estimativa de impacto futuro nos processos tarifários. Neste processo entende-se necessária também a manifestação por parte dos consumidores. Tais aspectos serão endereçados nas seções seguintes.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
B. Do histórico e procedimento adotado para reversão dos diferimentos tarifários																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
16. Ao longo dos últimos anos a ANEEL anuiu com pedidos de diferimento tarifário realizados em alguns processos tarifários de distribuição. A título de exemplo, listamos a seguir os diferimentos realizados, para concessionárias de distribuição, desde 2017.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
Tabela 2 – Histórico de diferimentos tarifários realizados desde 2017 (Milhões de R\$) <table><tr><th>Distribuidora</th><th>2017</th><th>2018</th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th>2024</th><th>Total acumulado</th></tr><tr><td>AMAZONAS</td><td>-150,52</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-150,52</td></tr><tr><td>RORAIMA</td><td>-55,85</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-55,85</td></tr><tr><td>CEA</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-169,00</td><td>-185,93</td><td>-251,80</td><td>-</td><td>-606,73</td></tr><tr><td>CEAL</td><td>-113,56</td><td>-</td><td>-</td><td>-164,53</td><td>-200,00</td><td>-352,45</td><td>-</td><td>-</td><td>-830,55</td></tr><tr><td>CEB</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>CEEE-D</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-372,50</td><td>-372,50</td></tr><tr><td>CELESC</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>ENEL GO</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>CELPA</td><td>-</td><td>-</td><td>-143,08</td><td>-162,88</td><td>-</td><td>-500,00</td><td>-270,00</td><td>-</td><td>-1.075,96</td></tr><tr><td>CELPE</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>CEMAR</td><td>-128,58</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-128,58</td></tr><tr><td>CEMIG-D</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>CEPISA</td><td>-123,28</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-75,92</td><td>-82,52</td><td>-</td><td>-</td><td>-281,73</td></tr><tr><td>CERON</td><td>-</td><td>-115,90</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-115,90</td></tr><tr><td>CHESP</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>COCEL</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-1,05</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-1,05</td></tr><tr><td>COELBA</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>COOPERALIANÇA</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>COPEL-D</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>452,00</td><td>452,00</td></tr><tr><td>COSERN</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>CPFL STA CRUZ</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-47,06</td><td>-49,73</td><td>-</td><td>-</td><td>-96,79</td></tr><tr><td>CPFL PAULISTA</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-214,91</td><td>-234,99</td><td>-</td><td>-</td><td>-449,90</td></tr><tr><td>CPFL PIRATINGA</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>DEMEI</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>DMED</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>EBO</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>EDP ES</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>EDP SP</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>EFJUC</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-0,10</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-0,10</td></tr><tr><td>EFJUL</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-0,40</td><td>-0,71</td><td>-0,74</td><td>-</td><td>-</td><td>-1,85</td></tr><tr><td>ELEKTRO</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>ELEKTROACRE</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-44,60</td><td>-48,48</td><td>-</td><td>-</td><td>-93,08</td></tr><tr><td>ELEKTROCAR</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-0,83</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-0,83</td></tr><tr><td>ELFSM</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-10,58</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-10,58</td></tr><tr><td>EMG</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>EMS</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-47,75</td><td>-143,52</td><td>-</td><td>-</td><td>-191,27</td></tr><tr><td>EMT</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-200,00</td><td>-492,12</td><td>-</td><td>-</td><td>-692,12</td></tr><tr><td>ENEL CE</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-53,00</td><td>-57,95</td><td>-</td><td>-</td><td>-110,95</td></tr><tr><td>ENEL RJ</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-110,51</td><td>-</td><td>-</td><td>-110,51</td></tr><tr><td>ENEL SP</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-280,00</td><td>-303,53</td><td>-</td><td>-</td><td>-583,53</td></tr><tr><td>ENF</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>EPB</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>ESE</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-57,87</td><td>-62,88</td><td>-</td><td>-</td><td>-120,75</td></tr><tr><td>ESS</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-19,41</td><td>-20,75</td><td>-</td><td>-</td><td>-40,16</td></tr><tr><td>ETO</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td></tr><tr><td>FORCEL</td><td>-</td><td>-0,51</td><td>-</td><td>-0,48</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-0,99</td></tr></table>					Distribuidora	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total acumulado	AMAZONAS	-150,52	-	-	-	-	-	-	-	-150,52	RORAIMA	-55,85	-	-	-	-	-	-	-	-55,85	CEA	-	-	-	-	-169,00	-185,93	-251,80	-	-606,73	CEAL	-113,56	-	-	-164,53	-200,00	-352,45	-	-	-830,55	CEB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	CEEE-D	-	-	-	-	-	-	-	-372,50	-372,50	CELESC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ENEL GO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	CELPA	-	-	-143,08	-162,88	-	-500,00	-270,00	-	-1.075,96	CELPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	CEMAR	-128,58	-	-	-	-	-	-	-	-128,58	CEMIG-D	-	-	-	-	-	-	-	-	-	CEPISA	-123,28	-	-	-	-75,92	-82,52	-	-	-281,73	CERON	-	-115,90	-	-	-	-	-	-	-115,90	CHESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	COCEL	-	-	-	-1,05	-	-	-	-	-1,05	COELBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	COOPERALIANÇA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	COPEL-D	-	-	-	-	-	-	-	452,00	452,00	COSERN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	CPFL STA CRUZ	-	-	-	-	-47,06	-49,73	-	-	-96,79	CPFL PAULISTA	-	-	-	-	-214,91	-234,99	-	-	-449,90	CPFL PIRATINGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	DEMEI	-	-	-	-	-	-	-	-	-	DMED	-	-	-	-	-	-	-	-	-	EBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	EDP ES	-	-	-	-	-	-	-	-	-	EDP SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	EFJUC	-	-	-	-	-0,10	-	-	-	-0,10	EFJUL	-	-	-	-0,40	-0,71	-0,74	-	-	-1,85	ELEKTRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ELEKTROACRE	-	-	-	-	-44,60	-48,48	-	-	-93,08	ELEKTROCAR	-	-	-	-0,83	-	-	-	-	-0,83	ELFSM	-	-	-	-10,58	-	-	-	-	-10,58	EMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	EMS	-	-	-	-	-47,75	-143,52	-	-	-191,27	EMT	-	-	-	-	-200,00	-492,12	-	-	-692,12	ENEL CE	-	-	-	-	-53,00	-57,95	-	-	-110,95	ENEL RJ	-	-	-	-	-	-110,51	-	-	-110,51	ENEL SP	-	-	-	-	-280,00	-303,53	-	-	-583,53	ENF	-	-	-	-	-	-	-	-	-	EPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ESE	-	-	-	-	-57,87	-62,88	-	-	-120,75	ESS	-	-	-	-	-19,41	-20,75	-	-	-40,16	ETO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	FORCEL	-	-0,51	-	-0,48	-	-	-	-	-0,99	Retificar sinal na tabela da RGE SUL.		O valor da RGE SUL, por se tratar de um diferimento de R\$ 1.233 milhões (Despacho 2133/2024 - Energia -R\$ 313 milhões; Rede Básica - R\$ 100 milhões e Parcela B -R\$ 820 milhões) o sinal deve ser negativo na planilha e a soma do Total Acumulado Negativo deve ser R\$ 1.587,11 milhões. A soma "Total Acumulado" está correta.		
Distribuidora	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total acumulado																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
AMAZONAS	-150,52	-	-	-	-	-	-	-	-150,52																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
RORAIMA	-55,85	-	-	-	-	-	-	-	-55,85																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CEA	-	-	-	-	-169,00	-185,93	-251,80	-	-606,73																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CEAL	-113,56	-	-	-164,53	-200,00	-352,45	-	-	-830,55																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CEB	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CEEE-D	-	-	-	-	-	-	-	-372,50	-372,50																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CELESC	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ENEL GO	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CELPA	-	-	-143,08	-162,88	-	-500,00	-270,00	-	-1.075,96																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CELPE	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CEMAR	-128,58	-	-	-	-	-	-	-	-128,58																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CEMIG-D	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CEPISA	-123,28	-	-	-	-75,92	-82,52	-	-	-281,73																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CERON	-	-115,90	-	-	-	-	-	-	-115,90																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CHESP	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
COCEL	-	-	-	-1,05	-	-	-	-	-1,05																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
COELBA	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
COOPERALIANÇA	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
COPEL-D	-	-	-	-	-	-	-	452,00	452,00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
COSERN	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CPFL STA CRUZ	-	-	-	-	-47,06	-49,73	-	-	-96,79																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CPFL PAULISTA	-	-	-	-	-214,91	-234,99	-	-	-449,90																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
CPFL PIRATINGA	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
DEMEI	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
DMED	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EBO	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EDP ES	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EDP SP	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EFJUC	-	-	-	-	-0,10	-	-	-	-0,10																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EFJUL	-	-	-	-0,40	-0,71	-0,74	-	-	-1,85																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ELEKTRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ELEKTROACRE	-	-	-	-	-44,60	-48,48	-	-	-93,08																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ELEKTROCAR	-	-	-	-0,83	-	-	-	-	-0,83																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ELFSM	-	-	-	-10,58	-	-	-	-	-10,58																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EMG	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EMS	-	-	-	-	-47,75	-143,52	-	-	-191,27																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EMT	-	-	-	-	-200,00	-492,12	-	-	-692,12																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ENEL CE	-	-	-	-	-53,00	-57,95	-	-	-110,95																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ENEL RJ	-	-	-	-	-	-110,51	-	-	-110,51																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ENEL SP	-	-	-	-	-280,00	-303,53	-	-	-583,53																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ENF	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
EPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ESE	-	-	-	-	-57,87	-62,88	-	-	-120,75																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ESS	-	-	-	-	-19,41	-20,75	-	-	-40,16																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
ETO	-	-	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
FORCEL	-	-0,51	-	-0,48	-	-	-	-	-0,99																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						



CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

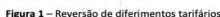
Comentário

Comentário

Comentário

Quando mais os diferimentos estiverem atrelados a componentes específicos de custos, menor será a responsabilidade de uma classe ou subclasse suportar ou se beneficiar do valor financeiro imposto pelo diferimento.

No caso da RGE Sul, retificar os valores na tabela 2 e no caso da Copel os consumidores estão sendo instados a financiar a Distribuidora sem terem sido consultados através do Conselho de Consumidores. Entendemos que desde o início das discussões do tema o Conselho de Consumidores deveria participar com sua manifestação.

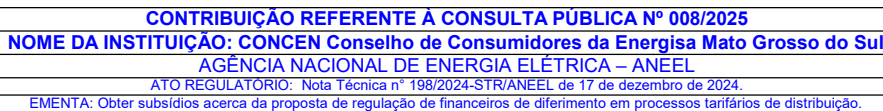


37. Ocorre que a maior parte dos parâmetros requeridos à elaboração de **previsões futuras não é conhecida com antecedência**, e, portanto, é necessário assumir simplificações. Neste sentido, propõe-se que a previsão dos itens seja realizada mediante estimativas de cada item de custo previsto para o processo seguinte, conforme exemplificado na tabela seguinte

Tabela 1 – Procedimento simplificado de estimativa			Descrição da metodologia simplificada de previsão (exemplo)
	DRP	DRP + 1	
PARCELA A (PA)			
Encargos	CENC _{DRP}		
TFSEE	TFSEE _{DRP}	TFSEE _{DRP+1}	PRORET
CDE (USO)	CDE _{DRP}	CDE _{DRP} (1+IPCA)(1+Δreg)	Projeção IPCA 12 meses e variação de cota conforme região (S/S/CO ou N/NE)
CDE Covid	CDE_Covid _{DRP}	-	quitação
CDE Eletrobrás	CDE_Eletro _{DRP}	CDE_Eletro _{DRP}	Conforme previsão de repasse
CDE Escassez	CDE_Escassez _{DRP}	-	quitação
CDE GD	CDE_GD _{DRP}	CDE _{DRP} (1+IPCA _{12m})(1+ΔGD)	Projeção IPCA 12 meses + estimativa de crescimento 12 meses
CFURH	CFURH _{DRP}	CFURH _{DRP} (1+IPCA _{12m})	Projeção IPCA 12 meses
ESS/EEER	ESS_EEER _{DRP}	ESS_EEER _{DRP} (1+IPCA _{12m})	Projeção IPCA 12 meses
Proinfra	Proinf _{DRP}	Proinf _{DRP} (1+IPCA)	Projeção IPCA 12 meses
P&O	P&O _{DRP}	P&O _{DRP}	PRORET
ONS	ONS _{DRP}	ONS _{DRP} (1+IPCA)	PRORET
Transmissão	CT _{DRP}	CT _{DRP} (1+IPCA _{12m})	Projeção IPCA 12 meses
Energia	CEN _{DRP}	CEEN _{DRP+1}	Variação de contratos, projeção IPCA 12 meses, variação de perdas regulatórias
R. Irrecuperáveis	R _{DRP}	R _{DRP}	PRORET

CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 008/2025																																																							
CONCEN CONSELHO DE CONSUMIDORES DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA CONSELHO DE CONSUMIDORES DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA																																																							
NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul																																																							
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL																																																							
ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 198/2024-STR/ANEEL de 17 de dezembro de 2024.																																																							
EMENTA: Obter subsídios acerca da proposta de regulação de financeiros de diferimento em processos tarifários de distribuição.																																																							
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	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO																																																				
PARCELA B (PB) Total (PA + PB) Financeiros <table><tr><td>CVA Energia</td><td>CVA_EnfOBP</td><td>$C_{EnfOBP} * (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m}) + RH_{OBP} (1 + SELIC_{12m})$</td><td>Energia M2: Variação dos custos de aquisição de energia pelo IPCA, considerando descasamento médio de 6 meses, corrigido pela SELIC projetada de 12 meses; Energia M3: Risco hidrológico equivalente ao financeiro de Previsão de RH do reajuste/revisão em processamento;</td></tr><tr><td>CVA Transp.</td><td>CVA_TOBP</td><td>$CT_{OBP} * (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m}) + CT_{OBP} (Impostos) (1 + SELIC_{12m})$</td><td>Valoração pelo IPCA, conforme número de meses de descasamento (x) e acréscimo de impostos, conforme alíquota tributária observada na CVA em processamento.</td></tr><tr><td>CVA Encargos</td><td>CVA_EnfCOPB</td><td>$C_{EnfCOPB} (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m})$</td><td>Procedimento válido para encargos recorrentes. Em caso de encargos quitados ou anteriores</td></tr><tr><td>CVA Saldo a compensar</td><td>CVA_SC</td><td>0</td><td>Sem variação de mercado e de SELIC projetada</td></tr><tr><td>R. Hidrológico</td><td>RHOBP</td><td>$RH_{OBP} (1 + IPCA_{12m})$</td><td>Projeção atual atualizada pelo IPCA</td></tr><tr><td>Rev. de R.H.</td><td>Rev_RHOBP</td><td>$-RH_{OBP} [T(1 + SELIC_{12m}) - 1]$</td><td>Atualização pela SELIC projetada conforme Parágrafo 6 do Prorot.</td></tr><tr><td>Sobrecontratação</td><td>ExpoSobOBP</td><td>$ExpoSob_{OBP} (PLD_{Médio} - P_{Mín})$</td><td>Estimativa STR realizada com base na posição contratual atual e PLD médio.</td></tr><tr><td>Despacho Expob</td><td>ExpoSob_vobOBP</td><td>$ExpoSob_{vobOBP+1}$</td><td>Custo decorrente de Sobrecontratação voluntária previsto pela STR de competências anteriores</td></tr><tr><td>CDE_Eletobras</td><td>CDE_EletoBP</td><td>0</td><td>Sem variação de mercado ou descasamento de fluxo de caixa</td></tr><tr><td>Neutralidade</td><td>NeutOBP</td><td>0</td><td>Sem variação de mercado</td></tr><tr><td>Créd. Pis/Cofins</td><td>PIS_CofinsOBP</td><td>Máximo(Saldo disp., 12*Comp. Mensal)</td><td>Máximo valor entre o máximo disponível e a capacidade de compensação no período de 12 meses</td></tr><tr><td>Outros recorrentes</td><td>Outros_RecOBP</td><td>Outros_RecOBP (IPCA12m)</td><td>Caso se trate de financeiro relevante</td></tr><tr><td>Outros N recorrentes</td><td>Outros_NRecOBP</td><td>Outros_NRecOBP</td><td></td></tr></table>		CVA Energia	CVA_EnfOBP	$C_{EnfOBP} * (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m}) + RH_{OBP} (1 + SELIC_{12m})$	Energia M2: Variação dos custos de aquisição de energia pelo IPCA, considerando descasamento médio de 6 meses, corrigido pela SELIC projetada de 12 meses; Energia M3: Risco hidrológico equivalente ao financeiro de Previsão de RH do reajuste/revisão em processamento;	CVA Transp.	CVA_TOBP	$CT_{OBP} * (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m}) + CT_{OBP} (Impostos) (1 + SELIC_{12m})$	Valoração pelo IPCA, conforme número de meses de descasamento (x) e acréscimo de impostos, conforme alíquota tributária observada na CVA em processamento.	CVA Encargos	CVA_EnfCOPB	$C_{EnfCOPB} (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m})$	Procedimento válido para encargos recorrentes. Em caso de encargos quitados ou anteriores	CVA Saldo a compensar	CVA_SC	0	Sem variação de mercado e de SELIC projetada	R. Hidrológico	RHOBP	$RH_{OBP} (1 + IPCA_{12m})$	Projeção atual atualizada pelo IPCA	Rev. de R.H.	Rev_RHOBP	$-RH_{OBP} [T(1 + SELIC_{12m}) - 1]$	Atualização pela SELIC projetada conforme Parágrafo 6 do Prorot.	Sobrecontratação	ExpoSobOBP	$ExpoSob_{OBP} (PLD_{Médio} - P_{Mín})$	Estimativa STR realizada com base na posição contratual atual e PLD médio.	Despacho Expob	ExpoSob_vobOBP	$ExpoSob_{vobOBP+1}$	Custo decorrente de Sobrecontratação voluntária previsto pela STR de competências anteriores	CDE_Eletobras	CDE_EletoBP	0	Sem variação de mercado ou descasamento de fluxo de caixa	Neutralidade	NeutOBP	0	Sem variação de mercado	Créd. Pis/Cofins	PIS_CofinsOBP	Máximo(Saldo disp., 12*Comp. Mensal)	Máximo valor entre o máximo disponível e a capacidade de compensação no período de 12 meses	Outros recorrentes	Outros_RecOBP	Outros_RecOBP (IPCA12m)	Caso se trate de financeiro relevante	Outros N recorrentes	Outros_NRecOBP	Outros_NRecOBP			
CVA Energia	CVA_EnfOBP	$C_{EnfOBP} * (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m}) + RH_{OBP} (1 + SELIC_{12m})$	Energia M2: Variação dos custos de aquisição de energia pelo IPCA, considerando descasamento médio de 6 meses, corrigido pela SELIC projetada de 12 meses; Energia M3: Risco hidrológico equivalente ao financeiro de Previsão de RH do reajuste/revisão em processamento;																																																				
CVA Transp.	CVA_TOBP	$CT_{OBP} * (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m}) + CT_{OBP} (Impostos) (1 + SELIC_{12m})$	Valoração pelo IPCA, conforme número de meses de descasamento (x) e acréscimo de impostos, conforme alíquota tributária observada na CVA em processamento.																																																				
CVA Encargos	CVA_EnfCOPB	$C_{EnfCOPB} (IPCA_{12m}) (SELIC_{12m})$	Procedimento válido para encargos recorrentes. Em caso de encargos quitados ou anteriores																																																				
CVA Saldo a compensar	CVA_SC	0	Sem variação de mercado e de SELIC projetada																																																				
R. Hidrológico	RHOBP	$RH_{OBP} (1 + IPCA_{12m})$	Projeção atual atualizada pelo IPCA																																																				
Rev. de R.H.	Rev_RHOBP	$-RH_{OBP} [T(1 + SELIC_{12m}) - 1]$	Atualização pela SELIC projetada conforme Parágrafo 6 do Prorot.																																																				
Sobrecontratação	ExpoSobOBP	$ExpoSob_{OBP} (PLD_{Médio} - P_{Mín})$	Estimativa STR realizada com base na posição contratual atual e PLD médio.																																																				
Despacho Expob	ExpoSob_vobOBP	$ExpoSob_{vobOBP+1}$	Custo decorrente de Sobrecontratação voluntária previsto pela STR de competências anteriores																																																				
CDE_Eletobras	CDE_EletoBP	0	Sem variação de mercado ou descasamento de fluxo de caixa																																																				
Neutralidade	NeutOBP	0	Sem variação de mercado																																																				
Créd. Pis/Cofins	PIS_CofinsOBP	Máximo(Saldo disp., 12*Comp. Mensal)	Máximo valor entre o máximo disponível e a capacidade de compensação no período de 12 meses																																																				
Outros recorrentes	Outros_RecOBP	Outros_RecOBP (IPCA12m)	Caso se trate de financeiro relevante																																																				
Outros N recorrentes	Outros_NRecOBP	Outros_NRecOBP																																																					
3 3 Outros N recorrentes Outros_NRecOBP 3 Outros N recorrentes Outros_NRecOBP		Comentário.	Excelente recomendação que trará mais previsibilidade e cumplicidade do regulador para a realização da previsão.																																																				
40. Tendo em vista ser necessária a adoção de simplificações, considera-se possível que a distribuidora, de posse de melhores informações, apresente na fundamentação do pedido de diferimento uma projeção alternativa, desde que informe a descrição de metodologia diversa ou justificativas para divergência (premissas e parâmetros considerados).																																																							
41. Caso disponíveis, simulações de impactos de médio e longo prazo, que contemplem um período superior a 12 meses, também podem ser apresentadas pelas distribuidoras para subsidiar melhor análise do pleito por parte da ANEEL e dos consumidores atendidos pela concessionária.																																																							
42. Tendo em vista que o diferimento é ferramenta de mitigação da volatilidade tarifária, a projeção de efeito médio obtida para o ano seguinte será usada para avaliar a adequabilidade do diferimento proposto, não sendo adequado admitir diferimentos que conduzam em estimativa de efeito tarifário futuro maior que o em processamento, para o caso de aumento tarifário.																																																							
43. Ademais, sendo necessária a atualização monetária dos valores diferidos e a compensação por variações de mercado, não seria coerente propor efeitos tarifários menores que incentivem aumento de consumo e impliquem, como consequência, em maiores custos aos consumidores no processo seguinte.																																																							
44. Também se considera adequado que seja discutido com a sociedade eventual proposição de diferimentos positivos, os quais podem ser usados como instrumentos de mitigação da volatilidade tarifária, conforme discussão ocorrida no âmbito do Reajuste Tarifário Anual de 2024 da Copel Distribuição S.A., deliberada na 21ª RPO da Diretoria Colegiada da ANEEL. Sobre esse assunto, propõe-se que a quantificação do financeiro positivo máximo de diferimento se dê com o objetivo de atingir efeito médio no atual reajuste ou revisão próximo daquele previsto para o processo subsequente.		Comentário.	No caso da Copel os consumidores estão sendo instados a financiar a Distribuidora sem terem sido consultados através do Conselho de Consumidores. Portanto a recomendação de consulta e de envolvimento do Conselho de Consumidores antes da proposição do diferimento é fundamental.																																																				
D. Dos critérios para admissão de diferimento tarifário																																																							
45. Diante do exposto, a seguir são explicados os critérios propostos para a admissão de pedidos de diferimento por parte das distribuidoras de energia elétrica, os quais levam em conta: o efeito médio do reajuste ou revisão em processamento; o efeito médio do reajuste e revisão do ano anterior e; o efeito médio projetado para o ano seguinte. Dos três critérios abaixo propostos dois destinam-se a identificação de excepcionalidade do evento tarifário em processamento enquanto o terceiro critério destina-se a análise de coerência do diferimento proposto, frente a previsão de impacto tarifário futuro.																																																							
a) 1º Critério - Da a excepcionalidade do efeito médio para o reajuste ou revisão em processamento																																																							
46. Por este critério propõe-se a comparação do efeito médio em processamento com dados históricos, visando tratamento apenas de casos considerados excepcionais, conforme orientações emitidas pelo TCU. Para isso, obteve-se a média e desvio padrão dos efeitos médios dos processos de todas as distribuidoras homologadas entre os anos 2015-2024, excluindo-se os outliers pela ferramenta de Diagrama de Caixa (Box Plot). Nesse sentido, considerando a população como uma distribuição normal, sugere-se que sejam classificados como efeitos típicos 80% dessa amostra; assim consideram-se elegíveis para diferimento os processos tarifários cujos efeitos se situem fora do intervalo central, conforme tabela e gráfico 1.																																																							
Tabela 1. Informações Históricas dos Efeitos Tarifários – Distribuição Normal <table><tr><td>Faixa de Processos Típicos</td><td>80,0%</td></tr><tr><td>média dos efeitos (2016-24)</td><td>5,4%</td></tr><tr><td>desvio padrão dos efeitos (2016-24)</td><td>8,0%</td></tr><tr><td>Lim. Inferior (efeito médio)</td><td>-4,8%</td></tr><tr><td>Lim. Superior (efeito médio)</td><td>15,6%</td></tr></table>		Faixa de Processos Típicos	80,0%	média dos efeitos (2016-24)	5,4%	desvio padrão dos efeitos (2016-24)	8,0%	Lim. Inferior (efeito médio)	-4,8%	Lim. Superior (efeito médio)	15,6%																																												
Faixa de Processos Típicos	80,0%																																																						
média dos efeitos (2016-24)	5,4%																																																						
desvio padrão dos efeitos (2016-24)	8,0%																																																						
Lim. Inferior (efeito médio)	-4,8%																																																						
Lim. Superior (efeito médio)	15,6%																																																						
Figura 2. Intervalo de Tipicidade dos Efeitos Médios Históricos – Distribuição Normal																																																							
b) 2º Critério – Da excepcionalidade dos resultados de dois processos consecutivos																																																							
De forma equivalente ao 1º Critério, analisa-se a média entre o efeito do processo em análise no ano corrente (n) e o efeito do ano anterior (n-1) para essa distribuidora. Nesta análise, observa-se a média e desvio padrão das médias dos efeitos, em n e n-1, dos processos de todas as distribuidoras homologadas entre os anos 2015-2024, excluindo-se os outliers pela ferramenta de Diagrama de Caixa (Box Plot). Como no 1º critério, considerando a média móvel de 2 anos, como uma distribuição normal, sugere-se que sejam classificados como efeitos típicos, 80% dessa amostra; assim consideram-se elegíveis para diferimento os processos tarifários em que os efeitos se situem fora do intervalo central, conforme tabela e gráfico 2.																																																							
Tabela 1. Informações Históricas dos Efeitos Tarifários – Distribuição Normal <table><tr><td>Faixa de Processos Típicos</td><td>80,0%</td></tr><tr><td>média das médias n e n-1 dos efeitos (2016-24)</td><td>5,6%</td></tr><tr><td>desvio padrão dos efeitos (2016-24)</td><td>5,7%</td></tr><tr><td>Lim. Inferior (efeito médio)</td><td>-1,6%</td></tr><tr><td>Lim. Superior (efeito médio)</td><td>12,9%</td></tr></table>		Faixa de Processos Típicos	80,0%	média das médias n e n-1 dos efeitos (2016-24)	5,6%	desvio padrão dos efeitos (2016-24)	5,7%	Lim. Inferior (efeito médio)	-1,6%	Lim. Superior (efeito médio)	12,9%																																												
Faixa de Processos Típicos	80,0%																																																						
média das médias n e n-1 dos efeitos (2016-24)	5,6%																																																						
desvio padrão dos efeitos (2016-24)	5,7%																																																						
Lim. Inferior (efeito médio)	-1,6%																																																						
Lim. Superior (efeito médio)	12,9%																																																						
Figura 2. Intervalo de Tipicidade dos Efeitos Médios Históricos – Distribuição Normal																																																							
c) 3º Critério: Análise de impacto no processo tarifário subsequente																																																							

 CONTRIBUIÇÃO REFERENTE A CONSULTA PÚBLICA Nº 008/2025 NOME DA INSTITUIÇÃO: CONCEN Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL ATO REGULATÓRIO: Nota Técnica nº 198/2024-STR/ANEEL de 17 de dezembro de 2024. EMENTA: Obter subsídios acerca da proposta de regulação de financeiros de diferimento em processos tarifários de distribuição. 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	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
47. Como terceira condição compara-se o efeito do processo em análise com a estimativa do efeito no ano subsequente (n+1). Notadamente, quanto maior for o montante diferido em um dado processo tarifário, maior será a pressão tarifária para processo tarifário seguinte. Tendo em vista que o diferimento é ferramenta de mitigação da volatilidade tarifária, essa situação enseja, portanto, uma condição de compromisso, não sendo considerado adequado admitir diferimento negativo que implique em expectativa de aumento tarifário para o processo seguinte maior do que a observada para o reajuste ou revisão em processamento.		
48. Assim, a STR recomenda que, satisfeitos os 3 critérios de admissibilidade, o pedido de diferimento pode ser analisado. Salienta-se que o conselho de consumidores deve se manifestar também sobre o pedido de diferimento, conforme trata a sessão E.	Comentário.	Na questão de diferimento é importante que este CONCEN - Conselho de Consumidores da Energisa Mato Grosso do Sul se manifeste e que fiquem adequadamente calculados pela Aneel os critérios de enquadramento nos três critérios aqui propostos. Seja para o limite superior, seja para o limite inferior. Também entendemos que deve ficar claro a aplicação de valores mínimos a serem diferidos, principalmente no caso dos valores negativos que implicam em financiamento para distribuidora por parte dos consumidores. Nesse caso o limite será o do critério que definia o menor valor, nos exemplos apontados pela Aneel, o critério 2 com valor limite de -1,6% e não zero como aconteceu no caso Copel e em casos recentes do ano de 2025 com a Light e CPFL Santa Cruz.
49. O Anexo I traz o fluxograma do processo decisório. E. Da anuência da concessionária e da manifestação do conselho de consumidores 50. Os reajustes e revisões tarifárias visam garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessões, sendo, portanto, direito das distribuidoras, conforme previsto nos contratos de concessão e art. 15, IV, §§1º e 2º da Lei 9.427/1996. [...] Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas: [...] IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato. § 1º A manifestação da ANEEL para a autorização exigida no inciso IV deste artigo deverá ocorrer no prazo máximo de trinta dias a contar da apresentação da proposta da concessionária ou permissionária, vedada a formulação de exigências que não se limitem à comprovação dos fatos alegados para a revisão ou reajuste, ou dos índices utilizados. § 2º A não manifestação da ANEEL, no prazo indicado, representará a aceitação dos novos valores tarifários apresentados, para sua imediata aplicação. [...] Subcláusula Segunda - A CONCESSIONÁRIA reconhece que as tarifas indicadas no Anexo I, em conjunto com as regras de reajuste e revisão a seguir descritas, são suficientes, nesta data, para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro deste Contrato. [...]		
51. Nesse ponto, é adequado que propostas de diferimentos tarifários sejam solicitados ou anuídos pelas empresas distribuidoras, cabendo a ANEEL a avaliação da proposta e encaminhamento para sua aprovação ou rejeição.	Comentário.	Propomos que o diferimento também possa ser solicitado pelo Conselho de Consumidores e anuído pela Distribuidora. Em casos em que ocorra o enquadramento nos três critérios, ainda assim, a distribuidora pode se recusar a fazer a solicitação. Adequado seria que o critério de início da discussão junto à Aneel fosse de implementação automática.
52. De forma análoga, considera-se desejável que haja manifestação do conselho de consumidores, visto que, conforme Acórdão do TCU, o adiamento de obrigações pode não ser favorável à modicidade, pois incorre em juros (a remuneração aqui proposta para reversão, SELIC, é superior ao IPCA).	Comentário.	Modicidade tarifária é um dos objetivos deste Conselho de Consumidores emanado do Art. 13 da lei 8631/93 de 4/3/1993, e como órgão de apoio a decisão deve ser consultado em tão importante tema.
53. A manifestação dos conselhos de consumidores em relação à proposta de diferimento apresentada pela concessionária, embora não vincule a tomada de decisão da ANEEL, deve ser incorporada ao rito decisório e avaliada pela área técnica para fins de subsidiar a deliberação da Diretoria Colegiada desta Agência.	Comentário.	Modicidade tarifária é um dos objetivos deste Conselho de Consumidores emanado do Art. 13 da lei 8631/93 de 4/3/1993, e como órgão de apoio a decisão deve ser consultado em tão importante tema.
F. Concessionárias abarcadas pela Lei 14.299/2022 54. Importa mencionar que diferimentos tarifários podem implicar em reflexos na subvenção econômica prevista na Lei 14.299/2022, a qual estabelece que as tarifas máximas aplicáveis às concessionárias distribuidoras de pequeno porte, com mercado anual inferior a 350 MWh, não podem ser superiores àquelas praticadas pelas concessionárias adjacentes de maior porte da mesma unidade da federação. 55. Observa-se que tais reflexos podem ocorrer tanto em função de diferimentos nos processos tarifários das concessionárias de maior porte, quanto nos processos tarifários das concessionárias de menor porte. 56. Apesar disso, tendo em vista a pequena monta de possíveis reflexos para a CDE e tendo em vista que qualquer alteração no regramento aplicável nos processos tarifários também pode acarretar reflexos de natureza semelhante, a STR opina que não haja diferenciação na análise de admissibilidade de diferimentos.	Comentário.	Esta não diferenciação na análise de admissibilidade, é mais uma razão para que, atendidos aos três critérios de enquadramento, o início da discussão do diferimento junto à Aneel fosse de implementação automática.
G. Dispensa de AIR 57. A proposta de regulamentação em tela trata apenas da possibilidade excepcional de deslocamento temporal para recuperação de itens de custo considerados nos processos tarifários de distribuição, visando, tão somente, redução das oscilações tarifárias anuais. Neste sentido, salvo melhor juízo, considera-se que o regulamento proposto possui baixo impacto, de sorte que deve ser dispensada a realização de AIR, como previsto no Inciso III do art. 7º da Norma de Organização nº 40 – ANEEL.	Comentário.	Não há dúvida que os impactos são significativos, portanto, a AIR é altamente recomendável. Além disso a recomendação do TCU é que se avaliem os efeitos em cada processo tarifário, o que nos remete por extensão, a este processo de alteração normativa.
H. Minuta de texto proposta para inclusão do Submódulo 4.4 do PRORET 58. Diante do exposto, propõe-se adequação normativa para implementação da sistemática de tratamento dos pedidos de diferimento, baseada na seguinte minuta de texto: PRORET – Submódulo 4.4 e 4.4A: 4. LISTAGEM DOS DEMAIS COMPONENTES FINANCEIROS [...] 11. Serão considerados como DCF os seguintes itens: [...] xvi. Diferimento tarifário [...] 5.16. DIFERIMENTO TARIFÁRIO		
5.16.1. DEFINIÇÃO a. Refere-se a financeiro de diferimento tarifário (negativo ou positivo) solicitado pela concessionária, anuído pela Diretoria Colegiada da ANEEL, com vistas a estabilizar as variações anuais do efeito tarifário médio calculado conforme contrato de concessão e regras tarifárias vigentes.	Comentário.	A Aneel deve cuidar para que os diferimentos sejam imputados em iguais proporções para todos os consumidores, seja do ACR, seja do ACL. A abertura de mercado acentua estas diferenças pela imposição de uma série de subsídios aos consumidores do ACR, tais como a TSEE, Irrigação e Aquicultura, a MMGD e descontos na TUSD/TUST para fontes incentivadas. As tarifas têm componentes de fio que afetam igualmente ambos mercados e componentes de energia que afetam somente ao ACR. No caso dos componentes financeiros positivos exigirão muito mais aportes dos consumidores em baixa tensão que os de alta tensão, que em grande parte estão no ACL.
5.14.2. A ADMISSIBILIDADE E QUANTIFICAÇÃO DE DIFERIMENTOS TARIFÁRIOS b. Serão admitidos componentes financeiros negativos de diferimento tarifário solicitados pelas distribuidoras, quando forem atendidas as seguintes condições: - quando o efeito médio calculado for superior à 15,6%; e - quando a variação média tarifária dos dois últimos processos superar 12,9% c. Superadas as condições acima indicadas, a quantificação do diferimento negativo máximo a ser aplicado ao processo levará em conta o efeito médio projetado para o ano subsequente, não sendo admitidos diferimentos que resultem em efeito médio projetado superior ao em processamento. d. Serão admitidos componentes financeiros positivos de diferimento tarifário solicitado pelas distribuidoras, quando forem atendidas as seguintes condições: - quando o efeito médio calculado for inferior - 4,8%; - Quando a variação média tarifária dos dois últimos processos for inferior -1,6%; e. Superadas as condições acima indicadas, a quantificação do diferimento positivo máximo a ser aplicado ao processo levará em conta o efeito médio projetado para o ano subsequente, não sendo admitidos diferimentos que resultem em efeitos médios projetados inferiores ao em processamento. f. A solicitação de que tratam os parágrafos “b” e “d” deverá ser encaminhada pela concessionária à ANEEL e ao conselho de consumidores em até 21 dias antes da data prevista para deliberação do resultado do reajuste ou revisão tarifária em processamento, sendo necessária a indicação dos itens ou da natureza tarifária do diferimento proposto. g. A critério da distribuidora, a solicitação de diferimento poderá ser acompanhada de planilha com projeção tarifária dos reajustes ou revisões subsequentes, a qual, a critério da STR, poderá ser usada como referência para a quantificação do financeiro de diferimento máximo, observando-se o disposto nos parágrafos “c” e “e”. h. O conselho de consumidores poderá apresentar manifestação com relação à proposta de diferimento em até 7 dias antes da data de deliberação do processo.	Comentário.	Sugerimos retirar a necessidade de solicitação de que a análise do diferimento seja efetuada apenas pela Distribuidora. Aneel pode iniciar de forma automática, quando da análise regulatória do processo tarifário, se os três critérios forem atendidos.
	Comentário.	Excelente recomendação que trará o necessário envolvimento do Conselho de Consumidores no processo.



CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS

TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
5.14.3 DA RECOMPOSIÇÃO DOS VALORES DIFERIDOS NOS PROCESSOS TARIFÁRIOS SUBSEQUENTES		
i. No processo tarifário subsequente ao diferimento (n+1) serão apuradas diferenças, para cada um dos doze meses do período de referência, entre as tarifas aplicadas, resultantes de diferimentos, e as tarifas de equilíbrio, definidas sem efeito de diferimentos, ambas aplicadas ao mercado realizado, observado no período de referência do processo em tela; j. no mesmo processo (n+1), será apurado ativo financeiro de recomposição obtido do somatório das diferenças, descritas no item "i", atualizadas pela taxa Selic diária desde a data mensal de competência de cada diferença até a data do processo tarifário subsequente ao diferimento, conforme equação que consta do Parágrafo 6 do Submódulo 4.4/4.4A; k. sobre o montante atualizado descrito no item "j", será aplicada remuneração projetada (SELIC) para o período de doze meses subsequentes, sendo que o valor resultante será lançado como financeiro de recomposição em processamento do diferimento; l. no processo tarifário subsequente ao que ocorrer a recomposição do diferimento, (n+2), serão apuradas as diferenças entre: as recomposições mensais recalculadas, conforme Selic realizada, e respectivos faturamentos associados ao financeiro de recomposição; m. no mesmo processo, (n+2), será apurado ativo financeiro de recomposição residual obtido do somatório das diferenças, descritas no item "i", atualizadas pela taxa Selic diária desde a data mensal de competência de cada diferença até a data do processo tarifário subsequente ao diferimento, conforme equação que consta do Parágrafo 6 do Submódulo 4.4/4.4A; n. sobre a soma total das diferenças residuais apuradas no item "m", será aplicada remuneração projetada (SELIC) para o período de doze meses subsequentes, conforme item "k". o. no processo tarifário seguinte (n+3), exclusivamente para empresas distribuidoras que optaram pela assinatura de termo aditivo contratual (contratos novos), haverá compute de financeiro de neutralidade de valores residuais, assim como ocorre para demais componentes p. Em caso de prorrogações ou atrasos na data de homologação do processo tarifário, aplicam-se as regras de recomposição de diferimentos indicadas nos itens "i" a "o".		
59. No Anexo I desta nota técnica apresenta-se o resumo do fluxograma do processo decisório proposto para consulta pública.		
60. Além das alterações nos submódulos 4.4 e 4.4A do Proret, acima sugeridas, serão necessários ajustes nos submódulos 10.1 e 10.2, que tratam do cronograma processual de Revisões Tarifárias Periódicas e Reajustes Tarifários Anuais, respectivamente.		
IV. DO FUNDAMENTO LEGAL		
61. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;		
62. Acordão nº 1.376/2024-TCU;		
63. §1º do artigo 6º da Lei 8.987/1995;		
64. Artigo nº 175 da Constituição Federal.		
V - DA CONCLUSÃO		
65. Com base no que consta nesta Nota Técnica, foram apresentadas as considerações da área técnica para regulamentação de diferimentos tarifários, conforme decisão proferida pela Diretoria Colegiada da ANEEL na 21ª RPO de 2024.		
VI - DA RECOMENDAÇÃO		
66. Recomenda-se submeter à Consulta Pública minuta de Resolução Normativa para atualizações dos Submódulos 4.4 e 4.4A, com a inclusão do componente financeiro denominado Diferimento tarifário .		
(assinado digitalmente) LEONARDO DE ARAÚJO SILVA Coordenador de Gestão Tarifária de Distribuição		
(assinado digitalmente) CECILIA MAGALHÃES FRANCISCO Coordenadora-Adjunta de Gestão Tarifária de Distribuição		
(assinado digitalmente) MARCELO HLEBETZ DE SOUZA Coordenador de Monitoramento Tarifário		
(assinado digitalmente)FLÁVIA LIS PEDERNEIRASGerente de Gestão Tarifária e Avaliação Regulatória		
De acordo:		
(assinado digitalmente) CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica		
Anexo I: Fluxograma do processo decisório		