

VOTO

PROCESSO: 48500.030643/2025-30.

RESPONSÁVEL: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR).

INTERESSADO: Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista).

RELATOR: Diretora Agnes Maria de Aragão da Costa.

ASSUNTO: Reajuste Tarifário Anual de 2026 da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista).

I – RELATÓRIO

1. A Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista) é concessionária¹ do serviço público de distribuição de energia elétrica sediada na cidade de Campinas - SP, atende aproximadamente 5,12 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 16,11 bilhões.
2. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.452, de 29 de abril de 2025, o Reajuste Tarifário Anual da CPFL Paulista de 2025 representou, em média, uma variação das tarifas de -3,66%.
3. Na 44ª Sessão Pública Ordinária de Distribuição de Processos de 2025, realizada em 10 de novembro de 2025, o processo referente ao Reajuste Anual de 2026 foi distribuído, de forma antecipada, à minha relatoria.
4. Em 17 de março de 2026, por meio do Ofício nº 8/2026/SNEE-MME, a Secretaria Nacional de Energia Elétrica (SNEE) do Ministério de Minas e Energia informou à ANEEL sobre as

¹ Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 14/1997-ANEEL.

tratativas institucionais em curso, referentes a possíveis alternativas para mitigar os impactos de reajustes tarifários para os consumidores.

5. Nesse expediente, a SNEE demonstrou entender pertinente que a ANEEL avaliasse *“postergar os processamentos de reajustes tarifários ao longo do mês de março/2026, período que permitirá a adequada conclusão das análises e a eventual consideração de medidas que possam contribuir para uma solução mais equilibrada”*.

6. Mediante o Ofício nº 4/2026-DIR-AMAC/ANEEL², de 24 de março de 2026, levei ao conhecimento da CPFL Paulista o referido Ofício do MME e reiterei o entendimento de que ANEEL não pode aprovar diferimento de tarifas sem anuência da concessionária, por configurar alteração unilateral das cláusulas econômicas do contrato de concessão. Além disso, solicitei que a distribuidora se manifestasse quanto ao seu interesse e indicasse a alternativa que entenda mais adequada para o tratamento de sua tarifa no âmbito do presente processo, de modo a subsidiar a deliberação desta Agência, em observância aos limites legais e contratuais aplicáveis.

7. Em 31 de março de 2026, a distribuidora por meio da Correspondência nº 048/RR/CPFL Paulista/2026³, apresentou pedido de diferimento tarifário com os seguintes condicionantes: (i) aplicação de reajuste tarifário que resulte em um efeito médio total aos consumidores de, no mínimo, 8% (oito por cento); (ii) diferimento no valor máximo de R\$ 1.430.000.000,00 (um bilhão e quatrocentos e trinta milhões de reais), sendo que deste montante podem ser subtraídos recursos da Conta de Comercialização de Itaipu, nos termos do Decreto 10.665/2021, de forma a reduzir a necessidade de captação de recursos; (iii) a recuperação do valor diferido nos processos tarifários de 2027 a 2029, considerando a análise do melhor perfil de recomposição nesses 3 anos a partir de percepções mais atualizadas dos efeitos médios dos processos tarifários subsequentes; (iv) recuperação integral dos custos financeiros e do spread incorridos pela distribuidora na captação de recursos para suprir o déficit de receita a ser percebido durante o período do diferimento; (v) flexibilização dos procedimentos previstos

² Documento SEI nº 0317188.

³ Documento SEI nº 0322061.

no item 5.16 do Submódulo 4.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), aprovados por meio da Resolução Normativa nº 1.127/2025, de forma a possibilitar o cumprimento dos itens anteriores.

8. Nessa mesma data, a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) apresentou o cálculo do Reajuste Tarifário da Concessionária foi apresentado ao Conselho de Consumidores em reunião virtual.

9. Por meio da Nota Técnica nº 49/2026-STR/ANEEL⁴, de 2 de abril de 2026, a STR consolidou o cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2026 da distribuidora.

10. Mediante Correspondência data de 2 de abril de 2026⁵, o Conselho de Consumidores da CPFL Paulista (Cocen) manifestou concordância com eventual diferimento, desde que atenda às disposições regulamentares do item 5.16 do Submódulo 4.4 do PRORET.

11. Em 6 de abril de 2026, por meio de correspondência eletrônica⁶, minha assessoria encaminhou à CPFL Paulista a Correspondência do Conselho de Consumidores.

12. O processo havia sido pautado para 6ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 7 de abril de 2026. Contudo, mediante a Carta nº 053/RR/CPFL PAULISTA/2026⁷, de 6 de abril de 2026, a CPFL Paulista solicitou a postergação de seu Reajuste Tarifário Anual para deliberação no prazo de até 15 dias.

13. Em 15 de abril de 2026, por meio da Carta nº 058/RR/CPFL PAULISTA/2026⁸, a CPFL Paulista apresentou novo pedido de diferimento tarifário, no valor total de R\$ 812.000.000,00 (oitocentos e doze milhões de reais), por meio de componente financeiro negativo relativo à componente tarifária de Energia, incidente na Tarifa de Energia (TE).

⁴ Documento SEI nº 0324843.

⁵ Documento SEI nº 0325336.

⁶ Documento SEI nº 0326316.

⁷ Documento SEI nº 0326494.

⁸ Documento SEI nº 0332923.

14. Por meio do Memorando nº36/2026-DIR-AMAC/ANEEL⁹, de mesma data, minha assessoria solicitou os cálculos referentes ao Reajuste Tarifário da concessionária, considerando o último pleito de diferimento tarifário, bem como a avaliação se o valor de diferimento pleiteado pela distribuidora é compatível com as regras de diferimento tarifário estabelecidas no Submódulo 4.4 do Proret.

15. Mediante o Memorando nº 76/2026-STR/ANEEL¹⁰, a STR apresentou os cálculos complementares bem como informou que o valor de diferimento pleiteado pela distribuidora é compatível com as regras de diferimento tarifário estabelecidas no Submódulo 4.4 do Proret.

16. É o relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

II.1 Do Reajuste Tarifário Anual de 2026

17. O Reajuste Tarifário Anual de 2026 da CPFL Paulista conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **12,13%**, sendo **18,75%** em média, para os consumidores em Alta Tensão, e **9,25%**, em média, para os consumidores em Baixa Tensão.

Tabela 1 - Efeito médio a ser percebido por subgrupo tarifário

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	18,75%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	9,25%
Efeito Médio AT+BT	12,13%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR/ANEEL

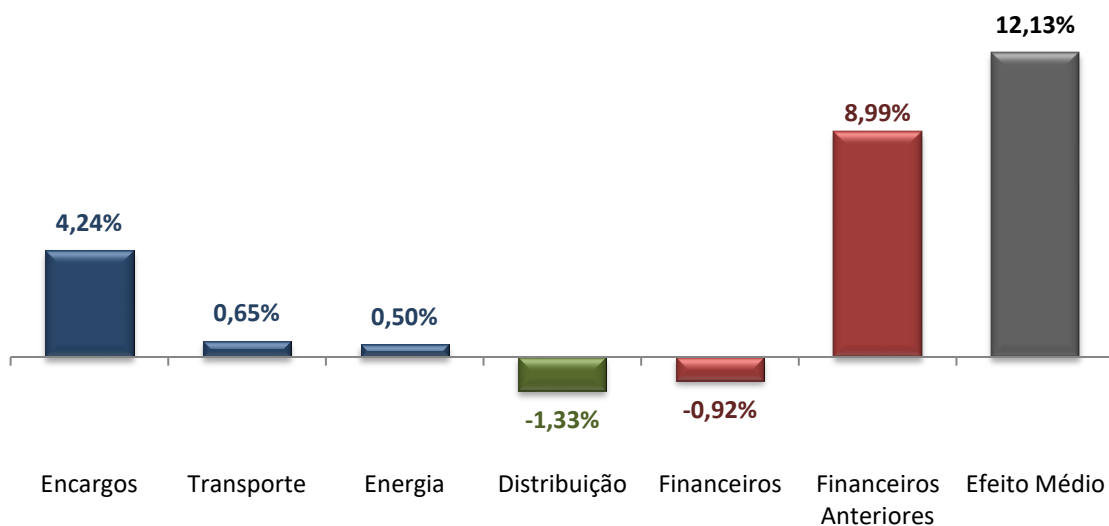
18. Em relação ao efeito médio mencionado, esse decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, contribuindo para o efeito médio em **4,06%**; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, levando a um efeito de **-0,92%**; e (iii) da

⁹ Documento SEI nº 0333000.

¹⁰ Documento SEI nº 0333040.

retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que contribuíram para uma variação de **8,99%**, conforme apresentado no Gráfico 1.

Gráfico 1 – Efeito para o Consumidor por Componente



Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR/ANEEL

19. A Tabela 2 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio:

Tabela 2 - Itens de custo que conduziram ao efeito médio

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	11.243.688.017	12.112.525.089	7,7%	5,39%	72,3%
Encargos Setoriais	4.067.492.443	4.750.593.693	16,8%	4,24%	28,3%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	20.347.581	19.764.561	-2,9%	-0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	2.780.710.286	3.637.478.130	30,8%	5,32%	21,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	0,00	(14.068.290)		-0,09%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	173.040.827	182.034.128	5,2%	0,06%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	129.682.709	0,00	-100,0%	-0,81%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	423.541.013	444.128.768	4,9%	0,13%	2,6%
PROINFA	419.590.849	362.064.813	-13,7%	-0,36%	2,2%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	120.009.937	118.616.414	-1,2%	-0,01%	0,7%
ONS	569.241	575.169	1,0%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	1.759.663.332	1.864.359.084	5,9%	0,65%	11,1%
Rede Básica	1.174.736.251	1.224.745.577	4,3%	0,31%	7,3%
Rede Básica Fronteira	335.410.566	358.846.090	7,0%	0,15%	2,1%
Rede Básica ONS (A2)	6.312.793	6.926.410	9,7%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	74.307.454	76.516.508	3,0%	0,01%	0,5%
Transporte de Itaipu	120.719.448	150.487.244	24,7%	0,18%	0,9%
Conexão	48.176.820	46.837.255	-2,8%	-0,01%	0,3%
Custos de Aquisição de Energia	5.416.532.242	5.497.572.313	1,5%	0,50%	32,8%
PARCELA B	4.863.048.609	4.648.691.112	-4,4%	-1,33%	27,7%
IRT	16.106.736.626	16.761.216.201		4,06%	100,0%

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	(148.475.877)	-0,92%
CVA em processamento - Energia	525.372.338	3,26%
CVA em processamento - Transporte	176.159.439	1,09%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	564.749.728	3,51%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	30.536.825	0,19%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	135.409.616	0,84%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(108.459.049)	-0,67%
Sobrecontratação	50.581.668	0,31%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	782.775	0,00%
Reversão de Risco Hidrológico	(411.128.984)	-2,55%
Previsão de Risco Hidrológico	513.693.217	3,19%
Descasamento de Permissionárias	(187.467)	0,00%
Diferimento	(812.000.000)	-5,04%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025	322.016.725	2,00%
Financeiro Postergação das tarifas em 2025	(43.465.460)	-0,27%
Deficit faturamento Energia Angra - art 2º Lei 15.235/2025	3.125.229	0,02%
Total de IR recuperado adicionalmente ao considerado no RTA 2025	(33.974.173)	-0,21%
Créditos de Pis/Cofins	(856.705.382)	-5,32%
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)	(5.075.426)	-0,03%
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)	(13.997.607)	-0,09%
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(3.807.230)	-0,02%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(182.034.128)	-1,13%
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023	16.366	0,00%
Multa CCEAR - Termoeará - Desp. nº 2.495/2024	(84.894)	0,00%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		8,99%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		12,13%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR/ANEEL

20. Como se observa na Tabela 2, os custos da **Parcela A** representam 72,3% dos custos da Concessionária. O aumento desses custos foi responsável por **5,39%** na composição do índice de reajuste tarifário, sendo destacado, a seguir, os itens mais representativos.

21. **O valor total dos encargos setoriais** levou a uma variação no efeito tarifário médio em **4,24%**. Esse impacto decorre, principalmente, (i) a variação da cota de CDE USO¹¹, com impacto de 5,32%; (ii) a variação dos encargos ESS/EER/ERCAP, com impacto de 0,13%.

22. Em contrapartida, com contribuição negativa de -0,81%, destaca-se a CDE GD, que, em decorrência da aplicação da Lei nº 15.269/2025, foi extinta, sendo que o custeio dos subsídios correspondentes passou ser realizado pela CDE USO. Importa esclarecer que, para a Conta Escassez Hídrica, que já foi quitada de forma antecipada em setembro de 2024, ainda está sendo mantida a cobertura econômica visto que o efeito dessa quitação está sendo concedido por meio de financeiro negativo de mesmo valor arrecadado via TE, em benefício exclusivo dos consumidores cativos, conforme disposto na MP no 1.212/2024 e Resolução Normativa nº 1.117/2025.

23. Os **Custos de Transmissão** tiveram uma variação de 5,9% e **impactaram o efeito médio em 0,65%**. Essa variação decorre, principalmente, das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026, aprovadas em julho de 2025, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.481 e nº 3.482, ambas de 15 de julho de 2025.

24. Os **Custos de Aquisição de Energia** representaram efeito tarifário de 0,5%. Esse impacto decorre principalmente do contrato de Cotas Lei nº 12.783/2013 (contribuição de 0,88% para o efeito) e com Itaipu (contribuição de -0,54% para o efeito).

¹¹ Destaca-se que o orçamento da CDE Uso é objeto de discussão da Consulta Pública nº 44/2026.

25. No que se refere aos custos da **Parcela B**, estes representam 27,7% dos custos da Concessionária. O impacto proveniente dessa parcela foi de **-1,33%** do total do efeito médio a ser percebido pelos consumidores.

26. Para a atualização da Parcela B, considerou-se a variação acumulada, do IGP-M (-1,98%), subtraída do Fator X (2,429%).

27. Em relação à participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora (sem¹² e com tributos¹³), os Gráficos 2 e 3 apresentam a proporção da fatura de energia elétrica que se destina ao ressarcimento dos custos de compra de energia, de transmissão e distribuição, além do pagamento dos encargos setoriais.

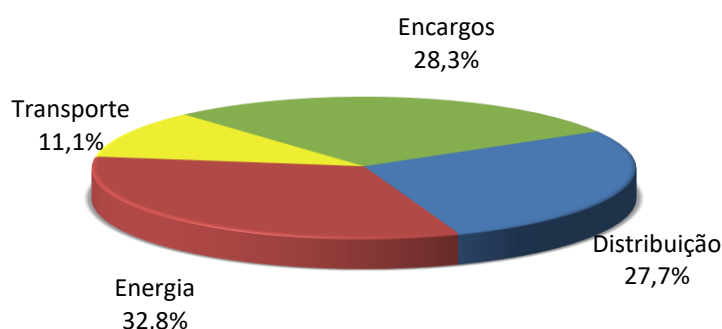


Gráfico 2 – Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual – Sem Tributos

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR/ANEEL

¹² No primeiro Gráfico, destacou-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários.

¹³ Na construção do segundo Gráfico, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias nominais de 17,38% para o ICMS e de 4,96% para o PIS/COFINS incidentes sobre a fatura (total de 22,34% por dentro), contendo os tributos na base de cálculo, conforme fixado na legislação pertinente, o que representa a majoração de 28,8% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem esses tributos na base de cálculo.

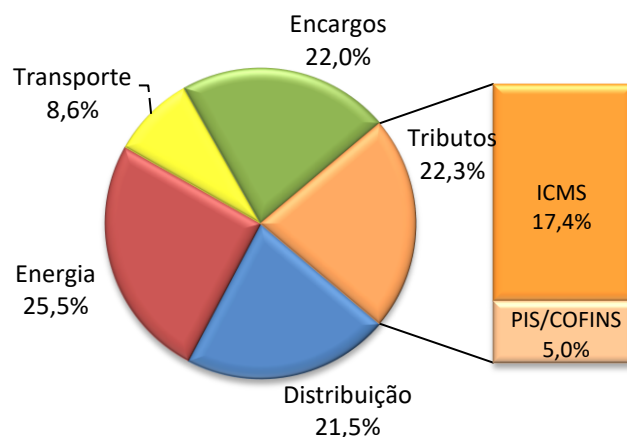


Gráfico 3 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual – Com Tributos

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR/ANEEL

28. Quanto aos **componentes financeiros**¹⁴ a serem recuperados no próximo período tarifário, esses contribuíram com o efeito em **-0,92%** no atual reajuste, conforme indicado na Tabela 3.

¹⁴ Os componentes financeiros incluídos nas tarifas não compõem a base tarifária econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores nos 12 meses subsequentes aos reajustes ou às revisões tarifárias, ou seja, os componentes financeiros considerados no processo tarifário produzem efeitos nas tarifas apenas por 1 (um) ano.

Tabela 3 – Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	525.372.338	3,26%
CVA em processamento - Transporte	176.159.439	1,09%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	564.749.728	3,51%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	30.536.825	0,19%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	135.409.616	0,84%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(108.459.049)	-0,67%
Sobrecontratação	50.581.668	0,31%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	782.775	0,00%
Reversão de Risco Hidrológico	(411.128.984)	-2,55%
Previsão de Risco Hidrológico	513.693.217	3,19%
Descasamento de Permissionárias	(187.467)	0,00%
Diferimento	(812.000.000)	-5,04%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025	322.016.725	2,00%
Financeiro Postergação das tarifas em 2025	(43.465.460,40)	-0,27%
Deficit faturamento Energia Angra - art 2º Lei 15.235/2025	3.125.229	0,02%
Total de IR recuperado adicionalmente ao considerado no RTA 2025	(33.974.173)	-0,21%
Créditos de Pis/Cofins	(856.705.382)	-5,32%
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)	(5.075.426)	-0,03%
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)	(13.997.607)	-0,09%
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(3.807.230)	-0,02%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(182.034.128)	-1,13%
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023	16.366	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(84.894)	0,00%
Total	(148.475.877)	-0,92%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica - STR/ANEEL

29. Destaca-se, entre os itens que contribuíram para esse resultado, os componentes relativos à: **(i) Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (7,86%)**, decorrente da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA; **(ii) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -5,53%)**. Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei nº 14.385/2022, que alterou a Lei nº 9.427/1996. Essa mudança passou a regular a devolução aos consumidores de valores de tributos (PIS/COFINS) que foram cobrados a mais pelas distribuidoras de energia elétrica. De acordo com dados apurados pelo SFF junto à concessionária, a empresa já aproveitou R\$ 4,579 bilhões em créditos de PIS/COFINS junto à Receita Federal, no período entre fevereiro de 2022 e março de 2026, já descontados os tributos incidentes sobre essas operações. Por outro lado, a distribuidora antecipou aos consumidores, por meio das tarifas de energia, o montante

de R\$ 4,572 bilhões (em valores históricos atualizados) entre os anos de 2022 e 2025. Além disso, considerando a previsão de compensação mensal informada pela empresa, no valor de R\$ 70.841.003,75, estima-se um total de aproximadamente R\$ 850.092.045,00 (-5,32%) a ser compensado. A esse valor soma-se ainda R\$ 33.974.173,45 (-0,21%), referente ao saldo remanescente de créditos já aproveitados pela distribuidora (referente a IR recolhido – Consulta 308/2024 – RTA 2024), e que ainda deve ser devolvido aos consumidores. Dessa forma, o montante total a ser revertido no presente processo tarifário é de R\$ 890.679.555,95 com efeito de -5,53%.

Pedido de diferimento

30. Por intermédio da Carta nº 048/RR/CPFL Paulista/2026, de 31 de março de 2026, a distribuidora apresentou pedido de diferimento tarifário com os seguintes condicionantes: (i) aplicação de reajuste tarifário que resulte em um efeito médio total aos consumidores de, no mínimo, 8% (oito por cento); (ii) diferimento no valor máximo de R\$ 1.430.000.000,00 (um bilhão e quatrocentos e trinta milhões de reais), sendo que deste montante podem ser subtraídos recursos da Conta de Comercialização de Itaipu, nos termos do Decreto 10.665/2021, de forma a reduzir a necessidade de captação de recursos; (iii) a recuperação do valor diferido nos processos tarifários de 2027 a 2029, considerando a análise do melhor perfil de recomposição nesses 3 anos a partir de percepções mais atualizadas dos efeitos médios dos processos tarifários subsequentes; (iv) recuperação integral dos custos financeiros e do spread incorridos pela distribuidora na captação de recursos para suprir o déficit de receita a ser percebido durante o período do diferimento; (v) flexibilização dos procedimentos previstos no item 5.16 do Submódulo 4.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), aprovados por meio da Resolução Normativa nº 1.127/2025, de forma a possibilitar o cumprimento dos itens anteriores.

31. Inicialmente cabe destacar que a regulamentação referente ao tratamento dos financeiros de diferimento em processos tarifários de distribuição foi aprovada pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 1.127/2025, em atendimento à recomendação do Tribunal de Contas da União (TCU), constante do Acórdão nº 1.376/2022. O TCU havia orientado a Agência a

avaliar, de forma estruturada, os efeitos dos diferimentos sobre processos subsequentes e o custo-benefício das medidas de diferimento tarifário.

32. O objetivo da norma aprovada foi proporcionar uma suavização de aumento ou de diminuição tarifária, evitando assim oscilações de um ano para o outro. Com isso, preservase a estabilidade tarifária sem causar efeitos financeiros excessivos nos processos subsequentes.

33. De acordo com a Resolução aprovada, foram estabelecidos dois critérios para considerar a elegibilidade do processo tarifário ao diferimento: processo tarifário com índice inferior a -1,5% ou superior a 12,1% (“Critério Faixa”), ou diferença entre o índice do processo atual e a previsão do índice do processo subsequente superior a 13,6% (“Critério Amplitude”).

34. Conforme cálculos realizados pela STR, o valor peticionado inicialmente pela concessionária ultrapassa o valor máximo passível de ser acolhido pela metodologia vigente. Além disso, com relação aos demais condicionantes da proposta de diferimento apresentado pela CPFL Paulista, a STR destacou que não há, no regulamento vigente, previsão de estender a recuperação do valor diferido para além do ano subsequente, e a previsão, como mencionado é de que a recomposição tarifária do montante diferido seja atualizada pela SELIC, mês a mês, sem incidência de spread incorrido pela distribuidora na captação do recurso.

35. Cumpre destacar que o repasse do spread na captação do recurso à tarifa final não encontra qualquer respaldo na jurisprudência tampouco nos precedentes das decisões tomadas sobre processos tarifários na ANEEL. Isso porque implica transferir ao consumidor o risco do custo de eventual captação de recursos que se fizesse necessária para cobrir a diferença de caixa causada pelo diferimento da receita, sem que o consumidor tivesse qualquer gestão sobre as condições contratadas.

36. Mediante Correspondência data de 2 de abril de 2026, o Conselho de Consumidores da CPFL Paulista (Cocen) manifestou concordância com eventual diferimento, desde que atenda às disposições regulamentares do item 5.16 do Submódulo 4.4 do PRORET.

37. O processo havia sido pautado para 6ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 7 de abril de 2026. Contudo, mediante a Carta nº 053/RR/CPFL PAULISTA/2026¹⁵, de 6 de abril de 2026, a CPFL Paulista solicitou a postergação de seu Reajuste Tarifário Anual para deliberação no prazo de até 15 dias.

38. Em 15 de abril de 2026, por meio da Carta nº 058/RR/CPFL PAULISTA/2026¹⁶, a CPFL Paulista apresentou novo pedido de diferimento tarifário, no valor total de R\$ 812.000.000,00 (oitocentos e doze milhões de reais), por meio de componente financeiro negativo relativo à componente tarifária de Energia, incidente na Tarifa de Energia (TE).

39. Por meio do Memorando nº36/2026-DIR-AMAC/ANEEL¹⁷, de mesma data, minha assessoria solicitou os cálculos referentes ao Reajuste Tarifário da concessionária, considerando o último pleito de diferimento tarifário, bem como a avaliação se o valor de diferimento pleiteado pela distribuidora é compatível com as regras de diferimento tarifário estabelecidas no Submódulo 4.4 do Proret.

40. Mediante o 76/2026-STR/ANEEL, a STR apresentou os cálculos complementares bem como informou que o valor de diferimento pleiteado pela distribuidora é compatível com as regras de diferimento tarifário estabelecidas no Submódulo 4.4 do Proret, razão pela qual não se verificou óbices ao acolhimento do pleito da distribuidora.

II.2 Da Subvenção CDE: Descontos tarifários

41. A Tabela a seguir apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de abril/2026 a março/2027, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor considera também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de abril/2025 a março/2026, e os impactos do Despacho nº

¹⁵ Documento SEI nº 0326494.

¹⁶ Documento SEI nº 0332923.

¹⁷ Documento SEI nº 0333000.

935, de 17 de março de 2026, no âmbito do recurso administrativo interposto no Reajuste Tarifário Anual de 2025 da distribuidora.

Tabela 4: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	8.394.446,18	70.773.824,29	79.168.270,47
Subsídio Geração Fonte Incentivada	223.830,77	3.891.839,85	4.115.670,62
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(562.101,93)	2.108.567,66	1.546.465,73
Subsídio SCEE	8.164.361,51	24.834.834,65	32.999.196,15
Total	16.220.536,53	101.609.066,44	117.829.602,97

III – DIREITO

42. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: (i) Lei nº 9.427, de 2 de dezembro de 1996; (ii) Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002; (iii) Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009; e (vi) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 14/1997-ANEEL.

IV – DISPOSITIVO

43. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.030643/2025-30, voto pela emissão de Resolução Homologatória, conforme minuta anexa, a fim de:

- (i) **HOMOLOGAR** o índice de Reajuste Tarifário Anual das tarifas da CPFL Paulista, a vigorar a partir da data de publicação, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 12,13%, sendo 18,75% para os consumidores em Alta Tensão e 9,25% para os consumidores em Baixa Tensão;
- (ii) **FIXAR** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) e as Tarifas de Energia Elétrica (TE) aplicáveis aos consumidores e usuários da CPFL Paulista.

- (iii) **ESTABELECE**R os valores da receita anual referente às instalações de conexão classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso exclusivo; e
- (iv) **HOMOLOGAR** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) à CPFL Paulista, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária.

Brasília, 22 de abril de 2026

AGNES MARIA DE ARAGÃO DA COSTA
Diretora