

VOTO

PROCESSOS: 48500.006875/2022-24 e 48500.008369/2022-70 (DEC e FEC)

INTERESSADO: Companhia Paulista de Força e Luz

RELATOR: Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Gestão Tarifária – SGT e Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.

ASSUNTO: Resultado Revisão Tarifária Periódica da Companhia Paulista de Força e Luz, a vigorar a partir de 08/04/2023, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para 2024 a 2028, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 56/2022 e na Audiência Pública nº 16/2022.

I. RELATÓRIO

O Contrato de Concessão de Distribuição nº 14/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da **Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista**, estabelece 08/04/2023 como data da realização da Revisão Tarifária Periódica da Concessionária.

2. As metodologias aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão contidas nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que tratam do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.

3. Em 10 de outubro de 2022, na Sessão de Sorteio Público Ordinária nº 40/2022, o presente processo foi distribuído a minha relatoria.

4. Em 13 de dezembro de 2022, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 056/2022 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária, com período de contribuições de 14 de dezembro de 2022 a 17 de fevereiro de 2023, com realização de Audiência Pública em 26 de janeiro de 2023.

5. Com o fechamento da CP nº 56/2022, a SRD consolidou a apuração das perdas na distribuição e recomendou os valores finais dos limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC.
6. Em 16 de novembro de 2022, por meio do Memorando nº 172/2022-SRM/ANEEL¹, a SRM informou que a CPFL Paulista possui contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica a serem considerados no processo tarifário.
7. Em 15 de março de 2023, recebi os representantes da concessionária em reunião presencial para tratar de pleitos relacionados às perdas regulatórias e proposta de Limites dos Indicadores de Continuidade DEC e FEC para o Ciclo 2024-2028 no processo de RTP da CPFL Paulista.
8. Em 21 de março de 2023, por meio da Carta nº 075/RR/CPFL Paulista/2023², de mesma data, a CPFL Paulista apresentou pleito complementar relativo a receitas irrecuperáveis.
9. Em 24 de março de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD enviou, por meio do Memorando nº 79/2023-SRD/ANEEL³, a apuração das perdas na distribuição da CPFL Paulista, consolidada pela Nota Técnica nº 021/2023-SRD/ANEEL.
10. Em 27 de março de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF enviou, por meio do Memorando nº 57/2023-SFF/ANEEL⁴, os valores solicitados para a composição da Base de Remuneração.
11. Ainda em 27 de março de 2023, a Distribuidora, em resposta ao Ofício Circular nº 06/2023-SGT/ANEEL, apresentou, por meio da Carta nº 083/RR/CPFL Paulista/2023, o cálculo do componente de parcela B, pela perda, por ela estimada da redução deste componente, em virtude do aumento de MMGD.
12. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, por meio da Nota Técnica nº 0022-SRD/ANEEL, 27 de março de 2023, apresentou proposta para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da CPFL Paulista, para o período de 2024 a 2028.
13. Em 28 de março de 2023, por meio da Carta nº 90/RR/CPFL Paulista/2023, a CPFL Paulista apresentou estudo sobre o impacto em seu mercado devido aos efeitos da Micro e Minigeração

¹ SIC 48580.002087/2022-00.

² SIC 48513.006558/2023-00.

³ SIC 48554.000739/2023-00.

⁴ SIC 48536.000942/2023-00.

Distribuída – MMGD em sua área de concessão, e solicitou ajuste no mercado de referência exclusivamente para o cálculo de perdas técnicas e não técnicas.

14. Em 30 de março de 2023, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à CPFL Paulista e ao seu conselho de consumidores, no mesmo dia, foi realizada reunião presencial com representantes do Conselho de Consumidores da CPFL Paulista.

15. Em reuniões realizada na modalidade virtual nos dias 24 e 30 de março de 2023, minha assessoria recebeu os representantes da concessionária, oportunidade em que fizeram suas considerações a respeito dos cálculos efetuados pelas áreas técnicas e apresentaram pleitos específicos.

16. Em 31 de março de 2023, a SGT emitiu o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 056/2022.

17. A SGT, por intermédio da Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL⁵, de 31 de março de 2023, submeteu à Diretoria Colegiada a proposta de revisão da CPFL Paulista.

18. Relatado no que interessa, passo a decidir.

II. FUNDAMENTAÇÃO

19. Trata-se da revisão das tarifas da CPFL Paulista, segundo a proposta encaminhada pela SGT, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 4,89%, sendo de 5,44%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 4,60%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

II.1 REPOSICIONAMENTO DOS NÍVEIS DE TARIFAS

20. O reposicionamento tarifário consiste na redefinição das tarifas em nível compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com a remuneração dos investimentos prudentes.

1. Efeito médio

21. O detalhamento do efeito médio por nível de tensão é apresentado na Tabela 1:

Tabela 1. Efeito médio para consumidor

⁵ SIC 48581.000541/2023-00.

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	5,44%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	4,60%
Efeito Médio AT+BT	4,89%

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

22. O efeito médio de 4,89% decorre: a) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 1,08%; b) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de 2,28%; e c) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, realizado em abril de 2022, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de 1,53%.

23. A diferença de efeitos entre os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa bem como às novas tarifas de referência – TRs calculadas nas revisões tarifárias.

24. O Gráfico 1 apresenta os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

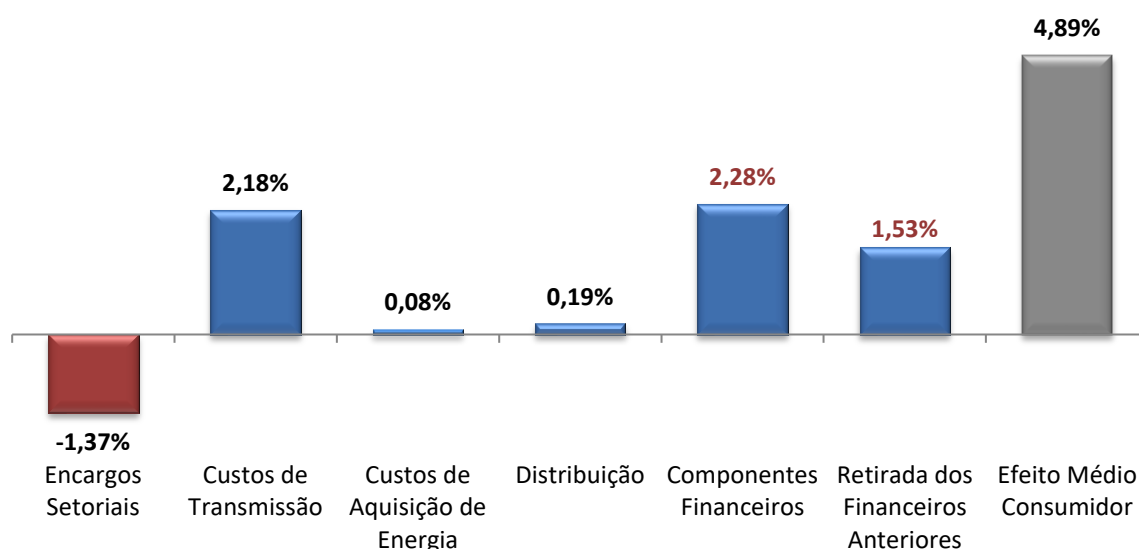


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

25. A Tabela 2 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da CPFL Paulista

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	10.562.014.292	10.692.762.066	1,2%	0,89%	72,2%
Encargos Setoriais	3.522.358.509	3.321.973.920	-5,7%	-1,37%	22,4%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	20.305.134	17.807.969	-12,3%	-0,02%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	2.292.671.633	2.270.573.834	-1,0%	-0,15%	15,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	163.549.953	163.326.141	0,0%	0,00%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	160.329.011	164.601.580	2,7%	0,03%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	-	(418.571.225)	0,0%	-2,86%	-2,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TU)	-	113.864.780	0,0%	0,78%	0,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	68.169.348	0,0%	0,47%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	119.055.251	0,0%	0,81%	0,8%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	326.641.964	325.958.549	-0,2%	-0,005%	2,2%
PROINFA	442.040.336	373.102.101	-15,6%	-0,47%	2,5%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	116.330.728	123.554.671	6,2%	0,05%	0,8%
ONS	489.751	530.921	8,4%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	1.396.598.188	1.715.570.461	22,8%	2,18%	11,6%
Rede Básica	893.250.877	1.138.846.986	27,5%	1,68%	7,7%
Rede Básica Fronteira	263.377.579	320.788.232	21,8%	0,39%	2,2%
Rede Básica ONS (A2)	7.371.193	6.502.223	-11,8%	-0,01%	0,0%
MUST Itaipu	86.391.465	87.076.679	0,8%	0,00%	0,6%
Transporte de Itaipu	104.755.946	125.725.438	20,0%	0,14%	0,8%
Conexão	41.451.128	36.630.903	-11,6%	-0,03%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	5.643.057.595	5.655.217.685	0,2%	0,08%	38,2%
PARCELA B	4.085.247.656	4.112.509.761	0,7%	0,19%	27,8%
Adicional de parcela B em função do MIMGD	-	63.840.601	0,0%	0,44%	0,4%
Custos Operacionais	2.047.117.655	1.998.397.922	-2,4%	-0,33%	13,5%
Anuidades	292.466.585	252.620.624	-13,6%	-0,27%	1,7%
Remuneração	1.181.052.716	1.287.251.262	9,0%	0,73%	8,7%
Depreciação	609.824.055	610.265.074	0,1%	0,003%	4,1%
Receitas Irrecuperáveis	108.705.583	85.491.661	-21,4%	-0,16%	0,6%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(153.918.938)	(185.357.382)	20,4%	-0,21%	-1,3%
Reposicionamento Tarifário	14.647.261.948	14.805.271.826		1,08%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		336.391.853		2,28%	
CVA em processamento - Energia		(329.380.958)		-2,23%	
CVA em processamento -Transporte		259.595.922		1,76%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(289.680.644)		-1,96%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		97.871.255		0,66%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		7.217.235		0,05%	
Sobrecontratação/exposição de energia		771.043.560		5,23%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		707.989		0,00%	
Previsão de Risco Hidrológico		417.566.200		2,83%	
Conselho de Consumidores		(597.531)		0,00%	
Reversão do Risco Hidrológico		(374.973.810)		-2,54%	
Modicidade Tarifária (RENS 414/2010)		(5.888.986)		-0,04%	
Neutralidade de PIS COFINS (RTA 2022)		(141.055.226)		-0,96%	
Spread sobre UDER antecipado (RTAs 2021 e 2022)		15.024.216		0,10%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 2)		(5.957.416)		0,0%	
Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica		705.020.405		4,8%	
Recomposição a Conta de Comercialização de Itaipu		212.478.138		1,4%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(1.007.899.866)		-6,8%	
Pedido de reconsideração RTAs 2021 e 2022 (Despacho 2899/2022)		22.338.124		0,2%	
Neutralidade de Itaipu RTA 2022		1.376.943		0,0%	
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica		(18.413.696)		-0,1%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				1,53%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				4,89%	

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

26. O reposicionamento econômico de 1,08% é derivado das variações de custos da Parcela A e da Parcela B.

2. Análise da Parcela A

27. A Parcela A compreende os custos não-gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. A Parcela A representa 72,2% dos custos da concessionária, cuja variação identificada foi de 1,2%, representando um impacto tarifário 0,89%.

28. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de -1,37%. Destacam-se a redução da nova cota de CDE (Uso) de 2023 para a distribuidora, cujo impacto foi de -0,15%, a previsão da CDE Conta Escassez com impacto de 1,24%, e a nova modalidade de CDE relacionada a Mini e Microgeração Distribuída com impacto de 0,81%. Em contrapartida, tem-se a CDE modicidade Eletrobrás, criada após a desestatização da Companhia, neste processo ameniza o efeito em -2,86%.

29. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 2,18%. Foram levados em conta os montantes contratados no período de referência e as tarifas de uso do sistema de transmissão aprovadas para o ciclo 2022-2023.

30. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a CPFL Paulista levaram a uma variação no efeito médio de 0,08%. Contribuíram para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Energia proveniente das cotas, que impactaram a revisão em 0,41%. Por outro lado, o custo da energia proveniente de Itaipu amenizou o efeito médio em -0,53%, já que sua tarifa, estabelecida por meio da REH 3007/2021, 24,73 USD/MWh, é inferior à tarifa atualmente considerada na cobertura econômica da CPFL Paulista, de 28,07USD/MWh.

3. Perdas de energia

31. As **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas pela SRD, levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de 5,231%, conforme consta na Nota Técnica nº 0021/2023-SRD/ANEEL.

32. Entretanto, o percentual utilizado pela SGT foi de 5,3164%, a ser aplicado sobre a energia injetada faturada. A diferença entre os percentuais corresponde a ajuste necessário para capturar a diferença entre o conceito de energia injetada usado pela SRD, que consta do Prodist 7, no qual toda a energia injetada medida é considerada, e o conceito que consta do Proret 2.6, no qual da energia injetada é excluída a energia eventualmente exportada para a rede básica, a qual não é faturada. Na prática, nos casos em que parte da energia que entra por algum ponto da rede da distribuidora flui de volta para o SIN por algum ponto de conexão com a Rede Básica, portanto sem faturamento observável nos processos tarifários, os montantes de energia injetada considerados pela SRD (medido) e pela SGT (faturado) se diferem, sendo necessário ajuste indicado. Dessa forma, o ajuste proposto, com o qual concordo, constitui adequação de base comparativa usadas pela SRD e SGT.

33. Já para as **perdas não técnicas**, a abordagem adotada se baseia na comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessão comparáveis. O ponto de partida da trajetória de perdas é estabelecido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos anos civis alcançada pela distribuidora. O ponto de chegada da trajetória é estabelecido comparando o desempenho da distribuidora com outras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista de combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores.

34. A metodologia adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de energia em sua área de atuação.

35. No caso da CPFL Paulista, a aplicação da metodologia de Proret 2.6, foi estabelecido o percentual regulatório de 7,77%, sobre o mercado de baixa tensão medido, para o ano de 2023, o que equivale a 5,95% sobre o mercado de baixa tensão faturado, com trajetória de redução ao longo do ciclo, de forma que, em 2027 esses percentuais caem para 7,08% e 5,27%, respectivamente.

36. Ainda no que se refere ao item perdas, a CPFL Paulista, por meio da correspondência protocolada sob o sic 48513.007342/2023-00, requereu ajuste no mercado de referência utilizado como base de aplicação dos percentuais regulatórios de perdas técnicas e não-técnicas, de forma a considerar

a energia compensada pela MMDG. A concessionária justifica esse ajuste pela redução crescente de mercado ocasionado pelos sistemas de micro e minigeração distribuída no último ano, evidenciada nos dados declarados no SAMP pela própria distribuidora.

37. Para a obtenção dos percentuais de perdas técnicas, a SRD utiliza dados do ano civil de 2021, quando o efeito do segmento de MMGD ainda não era percebido de forma tão clara a crescente. Assim, a SGT, com a qual concordo, entendeu por considerar adicionalmente a energia compensada pela MMDG na base de aplicação do percentual de perdas técnicas.

38. Já em relação à repercussão dos efeitos da MMGD na metodologia de definição das perdas não técnicas e na aplicação dos percentuais regulatórios, estes estão sendo objetos de estudo pela área técnica, que ressaltou que ainda não é possível avaliar com clareza e objetividade todos os efeitos das propostas de alterações nos cálculos. Em minha avaliação, esses estudos devem ser continuados até que se tenha uma metodologia robusta o suficiente para a devida implementação desses ajustes.

39. Portanto, entendo que o melhor a ser feito é a não consideração de qualquer alteração no cálculo das perdas não-técnicas no presente processo tarifário, sem prejuízo da análise de eventual pleito em Pedido de Reconsideração.

4. Análise da Parcela B

40. A **Parcela B**, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa Parcela trata dos custos com a atividade de distribuição e compreende os custos de administração, operação e manutenção, ou seja, os custos operacionais eficientes e o custo anual dos ativos, que reflete os investimentos prudentes realizados pela distribuidora. A Parcela B representa 27,8% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de 0,7%, o que representa um impacto tarifário de 0,19%.

41. A metodologia de definição dos **custos operacionais eficientes** estabelece o método de comparação entre concessionárias, para a definição do nível desses custos que serão reconhecidos nas tarifas. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos eficientes que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

42. Os **custos operacionais** variaram em -2,4% contribuindo para uma redução tarifária de -0,33%, a aplicação da metodologia indicou redução dos custos regulatórios ao longo do ciclo. Assim, considerando-se também o índice de produtividade, agregado ao mecanismo de incentivo à qualidade e o desconto das Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos fizeram com que os custos operacionais ficassem menores daquele existente nas tarifas atuais.

43. O **custo anual dos ativos** é formado pela Remuneração do Capital, pela Quota de Reintegração Regulatória e pelas Anuidades. A primeira corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela Concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Líquida e do Custo de Capital. A segunda é formada pela depreciação e pela amortização dos investimentos realizados e visa recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da vida útil e está relacionada à Base de Remuneração Bruta e à Taxa de Depreciação. A última refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo e depende basicamente dos Ativos Imobilizados em Serviço.

44. A **remuneração do capital** sofreu variação de 9,0% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 0,73%. A situação adveio principalmente da variação da base líquida em decorrência dos investimentos realizados pela CPFL Paulista desde sua última revisão tarifária. As taxas de remuneração também aumentaram quando comparadas com as taxas previstas na revisão tarifária de 2018 da distribuidora. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

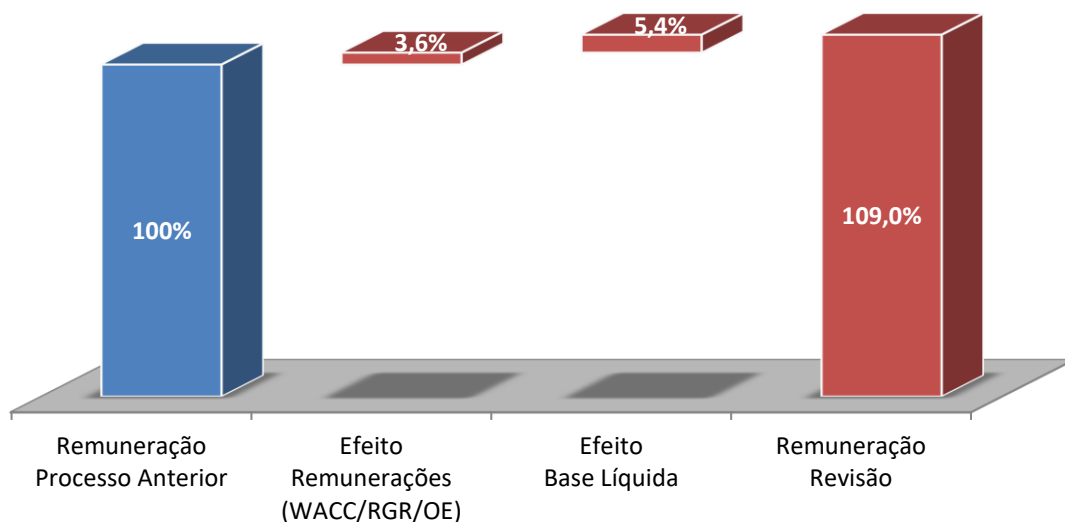


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

45. A **quota de reintegração regulatória** variou 0,1% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 0,003%. Esse aumento se dá, principalmente, em função da variação da base bruta reconhecida. O gráfico abaixo demonstra esse efeito.

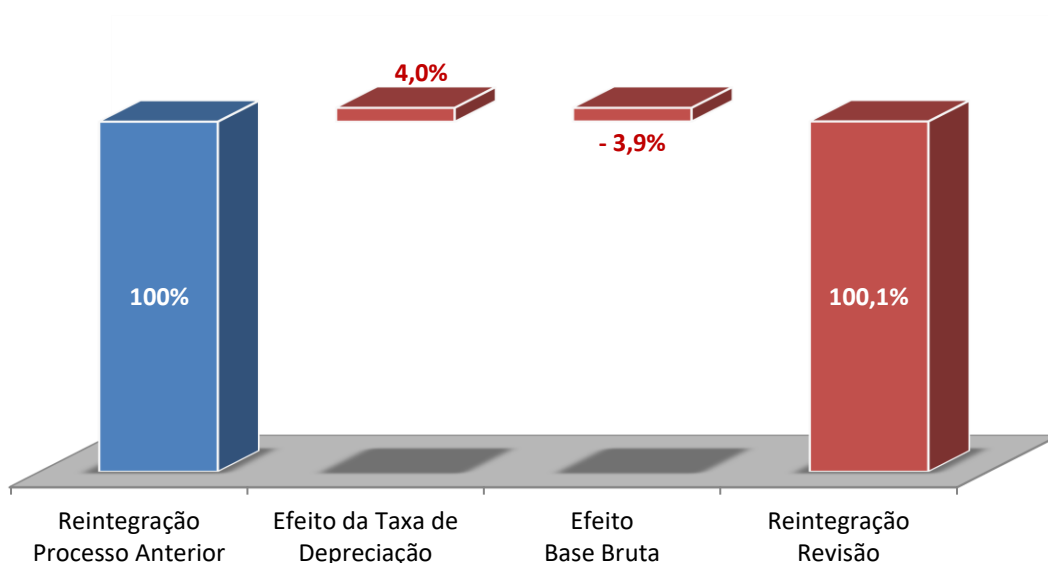


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

46. A cobertura para **anuidades** variou -13,6% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de -0,27% nas tarifas. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

47. As **Receitas Irrecuperáveis** variaram -21,4% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de -0,16% nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a CPFL Paulista e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irre recuperáveis.

48. No que tange às Receitas Irrecuperáveis, a concessionária apresentou pleito complementar por meio da carta nº 075/RR/2023, de 21 de março de 2023. A concessionária solicita alteração da alíquota aplicada ao cálculo das Receitas Irrecuperáveis, em virtude das alterações provocadas pela Lei

Complementar nº 194/2022 que ensejaram redução da alíquota média de ICMS na tributação aos consumidores da CPFL Paulista a partir do faturamento de agosto/2022.

49. Posteriormente, em 10 de fevereiro de 2023, foi deferida a medida liminar nos autos da Ação Direta de Inconstitucionalidade - ADI 7195 MC/DF, em que se questionou a base de cálculo para a incidência do ICMS relativos aos serviços de transmissão e distribuição e encargos setoriais. Dessa forma, apesar de a LC 194/2022 ter vigorado durante alguns meses, sua suspensão parcial fez com que se voltasse ao cenário anterior à sua edição. Assim, a CPFL Paulista pleiteia alterações na base de aplicação do ICMS para o cômputo das Receitas Irrecuperáveis, de forma a desconsiderar o que ela caracteriza como efeitos transitórios nas alíquotas de ICMS.

50. A SGT, com a qual concordo, recomendou, em sua Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL, o não provimento do pleito da concessionária, uma vez que ele não encontra amparo no submódulo 2.6 do PRORET, que regulamenta o tema.

51. Os valores arrecadados de **Ultrapassagem de Demanda (UD)** e **Excedente de Reativos (ER)**, passam a ser subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com **Outras Receitas (OR)**, o que justifica o impacto nas tarifas de -0,21%.

52. Importa ressaltar que dos valores aqui considerados foram subtraídos os valores de UD e ER antecipados no processo de reajuste tarifário no ano de 2021 e 2022, como item de modicidade tarifária, diante dos impactos da pandemia de COVID 19. De acordo com a Nota Técnica que instruiu os processos tarifários de 2021 e 2022 da companhia, foi assegurado a CPFL Paulista a dedução dos valores considerados, após fiscalização da SFF, bem como o spread de 2,8% sobre os valores, que neste processo constam como item financeiro.

53. Ainda sobre a Parcela B, convém ressaltar pleito apresentado pela Distribuidora e pelas associações que a representa, referente à perda de receita associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMDG) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, que não produziram pleno efeito no período de referência.

54. Pleito semelhante foi deliberado e considerado pela Diretoria colegiada, na 7ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2023, no processo da homologação da Revisão Tarifária Periódica da ENEL Rio.

55. Assim, visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi acrescentado à receita econômica da distribuidora o valor resultante do cálculo do componente de parcela B estimado pela Distribuidora que compensa a redução de Parcela B em virtude do aumento do mercado de MMGD em sua área de concessão.

56. O cálculo foi realizado de acordo com as orientações contidas no Ofício Circular nº 06/2023-SGT/ANEEL, e resultou em R\$ 63.840.600,68, valor este que impactou em 0,44% o efeito médio.

5. Análise dos Componentes Financeiros

57. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos na revisão tarifária da CPFL Paulista:

Tabela 3. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(329.380.958)	-2,23%
CVA em processamento -Transporte	259.595.922	1,76%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(289.680.644)	-1,96%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	97.871.255	0,66%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	7.217.235	0,05%
Sobrecontratação/exposição de energia	771.043.560	5,23%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	707.989	0,00%
Previsão de Risco Hidrológico	417.566.200	2,83%
Conselho de Consumidores	(597.531)	0,00%
Reversão do Risco Hidrológico	(374.973.810)	-2,54%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010)	(5.888.986)	-0,04%
Neutralidade de PIS COFINS (RTA 2022)	(141.055.226)	-0,96%
<i>Spread</i> sobre UDER antecipado (RTAs 2021 e 2022)	15.024.216	0,10%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular	(5.957.416)	-0,04%
Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica	705.020.405	4,78%
Recomposição a Conta de Comercialização de Itaipu	212.478.138	1,44%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(1.007.899.866)	-6,83%
Pedido de reconsideração RTAs 2021 e 2022 (Despacho 2899/2022)	22.338.124	0,15%
Neutralidade de Itaipu RTA 2022	1.376.943	0,01%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica	(18.413.696)	-0,12%
Total	336.391.853	2,28%

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

58. Primeiramente, cabe destacar os impactos positivos dos itens associados ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo, no valor de aproximadamente R\$ 771

milhões, e impacto de 5,23%. Ainda com valores positivos, destacam-se itens associados a modicidade de processos tarifários anteriores:

- a) **Financeiro Bandeira Escassez Hídrica**, no valor positivo de R\$ 705 milhões, que se refere à reversão do financeiro negativo considerado nos processos tarifários anteriores, associado à arrecadação proveniente do acionamento da Bandeira Escassez Hídrica⁶; e
- b) **Financeiro de Recomposição à Conta de Comercialização de Itaipu**, referente à reversão do componente financeiro negativo considerado no processo tarifário de 2021, associado ao repasse de recursos realizado pela Conta de Comercialização de Itaipu, nos termos do Decreto nº 10.665/2021. O cálculo do financeiro em tela, estimado em aproximadamente, R\$ 212,4 milhões, foi realizado conforme previsto na Nota Técnica nº 247/2021-SGT/ANEEL⁷.

59. É oportuno mencionar o financeiro negativo denominado CDE Modicidade Eletrobrás, que correspondente ao valor aportado pela Eletrobras ou por suas subsidiárias nos termos da Resolução CNPE nº 15, de 2021, e repassado à CPFL Paulista antes de 29 de julho de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022. Para a abertura da Consulta Pública, o item foi considerado como item financeiro e, ao final do processo, passou a ser classificado como item econômico e foi mencionado acima.

60. Em relação aos financeiros negativos, destacam-se:

- c) o **Ressarcimento dos créditos de PIS/Cofins**, correspondente ao saldo estimado de créditos de PIS/Cofins, de aproximadamente R\$ -1,007 bilhão, compensados pela empresa distribuidora até a data da revisão em processamento, acrescido da previsão de compensação futura para os 12 meses subsequentes, os quais devem ser revertidos aos consumidores, nos termos da Lei 14.385/2022;
- a) **Financeiro de neutralidade dos créditos de PIS/Cofins**, no valor de aproximadamente R\$ -141 milhões que abarca a devida compensação pelo fato de que os créditos de PIS/Cofins, incluídos nas tarifas dos consumidores na Revisão

⁶ No processo tarifário de 2022, foi considerado o financeiro negativo denominado “Bandeira Escassez Hídrica”, no valor de 622 milhões, cujo propósito era o de não repassar, às tarifas definidas naquele processo, o déficit até então acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras. No presente processo, o financeiro em questão deve ser revertido, visto que, na apuração da CVA, está sendo realizado o encontro de contas entre: 1) o total de arrecadação associada à Bandeira Escassez Hídrica e; 2) os déficits acumulados até o processo tarifário de 2022 somados aos custos incorridos pela distribuidora posteriormente ao processo tarifário de 2022.

⁷ Documento SIC nº 48581.001708/2021-00

Tarifária Extraordinária ocorrida em meados de julho de 2022, não terem permanecido nas tarifas por 12 meses.

6. Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

61. O Fator X é índice fixado pela ANEEL e utilizado nos reajustes subsequentes. O objetivo é compartilhar com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

62. Esse índice é constituído de 3 componentes, sendo 2 deles definidos na revisão tarifária, o que trata dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd e o de Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

63. O Componente Pd objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é de 0,472%.

64. O Componente T tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios, quando a análise de custos operacionais eficientes indica a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da CPFL Paulista é de 2,005%.

65. O outro integrante do Fator X é o Componente Q, fixado anualmente nos processos tarifários. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q é denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade e foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2021 e 2022, resultando em -1,53%. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investir na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas.

66. Assim, o valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes da CPFL Paulista, até a próxima revisão tarifária, considerará o componente T fixo no valor de 2,005%, sendo que os componentes Q e Pd devem ser calculados em cada processo de reajuste.

7. Composição das Tarifas

67. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 5 e 6⁸.

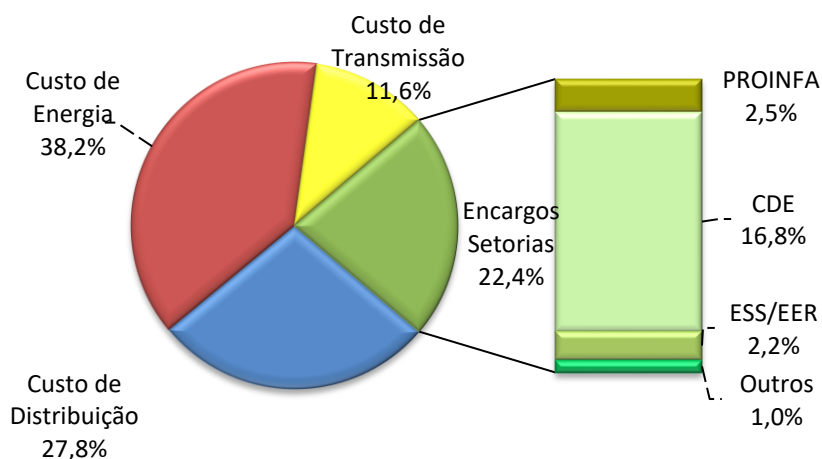


Gráfico 5. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

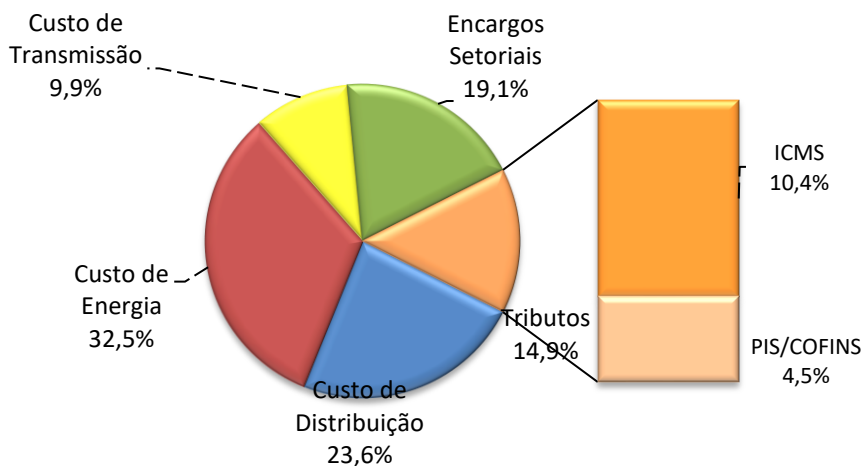


Gráfico 6. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

8. Comparação entre a proposta de consulta pública e o resultado da revisão

68. A Tabela 4 ilustra a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária.

⁸ No Gráfico 5, destaca-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários. Na construção do Gráfico 6, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias do ICMS, do PIS e da COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.

Tabela 4. Comparação da Proposta da CP 056/2022 e a Final

Descrição	CP 056/2022 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	6,34%	0,89%	-5,45%
Encargos Setoriais	1,40%	-1,37%	-2,77%
Custos de Transmissão	2,19%	2,18%	-0,02%
Custo de Aquisição de Energia	2,75%	0,08%	-2,66%
PARCELA B	-0,59%	0,19%	0,78%
Reposicionamento Tarifário	5,75%	1,08%	-4,67%
Componentes Financeiros do Processo Atual	2,50%	2,28%	-0,22%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	1,78%	1,53%	-0,25%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	10,02%	4,89%	-5,13%

Fonte: Nota Técnica nº 57/2023-SGT/ANEEL.

69. Os itens mais afetados e representativos que levaram à variação dos efeitos, quando comparados com a proposta apresentada para a consulta pública, foram:

- a. Parcela A: quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela A apresentaram variação de -5,45%, destacando-se:
 - Nos encargos setoriais: uma variação de -2,77%, destacando-se o efeito de -2,86% resultante da reclassificação, para componente econômico, do valor concernente ao aporte ocorrido em 2022 pela Eletrobrás na CDE (salienta-se que, para CP, esse valor foi considerado como um componente financeiro, apresentando, na ocasião, efeito similar). Ressalta-se, ainda, o efeito de 0,81% da entrada da nova cota de CDE GD nessa fase final do processo;
 - Na compra de energia: variação de -2,66%, especialmente afetada pela nova tarifa de repasse de Itaipu, definida na REH nº 3.168/2022, aprovada em data posterior à abertura da CP nº 56/2022;
- b. Parcela B: a variação, de 0,78%, é justificada: pelo incremento econômico referente ao ajuste de mercado associado ao SCEE, com impacto de 0,44%; bem como pela atualização da BRR pelo IPCA que na CP era projetado para o período.
- c. Componentes Financeiros: variaram -0,22 %, em comparação ao apresentado na CP, fruto, principalmente, da reclassificação do montante referente à CDE Eletrobrás, para componente econômico, bem como pela atualização e correção de outros itens.

9. Pleito relativo a Contratos de Conexão à Transmissão – CCT sem RAP

70. No período de contribuições da Consulta Pública nº 56/2022, a distribuidora apresentou pleito solicitando o repasse tarifário, em função de aditivos a Contratos de Conexão à Transmissão – CCTs celebrados com a ISA CTEEP, para aquisição de equipamentos para a adequação do Sistema de Medição de Faturamento – SMF em determinadas subestações, para os quais, após análise⁹ da Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, **não foram estabelecidas Receitas Anuais Permitidas – RAPs:**

Tabela 4. Contratos de Prestação de Serviços da CPFL Paulista com a CTEEP

Contrato	Termo Aditivo	Data de Assinatura	Custo Total Acumulado com data base de dez/2022 (R\$)	Descrição
007/2000	11º	07/05/2009	R\$ 17.503.545,73	Adequação do SMF (substituição de TP's e TCs) nas Ses Araraquara, Bauru, Barra Bonita, Botucatu, Mogi Mirim
007/2000	14º e 17º	14/02/2011	R\$ 491.516,19	Substituição TP e Instalação de TC – SE de Valparaíso
007/2000	14º e 17º	14/02/2011	R\$ 954.451,89	Substituição TP e Instalação de TC – SE Penápolis

71. Na ocasião, por meio da Nota Técnica nº 99/2019-SRT/ANEEL¹⁰, a SRT ressaltou que a regulamentação vigente¹¹ à época da assinatura dos Termos Aditivos, definia que o ressarcimento para tal serviço deveria ser cobrado por meio de encargo de conexão **a ser tratado pelas partes** e que a

⁹ Objeto do processo 48500. 001830/2019-68

¹⁰ Documento SIC nº 48552.001220/2019-00

¹¹ REN 248/2007 e RES nº 281, que disciplina a forma de cobrança dos encargos de conexão em seus arts. 18 e 20

responsabilidade pela implementação era do usuário (no caso a distribuidora) que, a seu critério, poderia contratar ou não a própria concessionária conectada (no caso a transmissora). Desse modo, concluiu a SRT, *“que os custos incorridos para as obras relacionadas à adequação de SMF são de responsabilidade da CPFL, que deveria alocá-los dentre as atividades para **eventual reconhecimento em revisão tarifária**”*.

72. Assim, para esses casos, concluiu a SRT, *“não há o que se falar de determinação da ANEEL, no âmbito deste processo, de adequação dos respectivos aditivos, nem de restituição da ISA CTEEP à CPFL de eventuais diferenças aos valores já cobrados **nem, tampouco, definição de RAP para a ISA CTEEP que corresponda a reconhecimento tarifário à CPFL referente ao encargo de conexão pago**, conforme solicita a Distribuidora”*.

73. A distribuidora alega que iniciou a solicitação da RAP para tais termos aditivos em 2014, por meio da CARTA nº 069/OR/CPFL PAULISTA/2014 e que, como o seu entendimento sempre foi de que tal despesa se referia a Encargo de Conexão, passível de estabelecimento de RAP e consequente repasse às suas tarifas finais, sempre contabilizou como despesa em contas de custo de transmissão (Parcela A) e não em rubricas do grupo de contas Serviços das contas contábeis de PMSO. Dessa forma, a CPFL Paulista solicita avaliação da forma de reconhecimento dessa despesa na atual RTP.

74. Dado que o entendimento consignado à época, era de que para acesso nas Demais Instalações de Transmissão, a responsabilidade pela instalação dos equipamentos e pelo serviço de medição é da concessionária de distribuição local, entendo que tanto o custo de aquisição dos equipamentos em questão como seus custos de instalação, deveriam estar contabilizados na Base de Remuneração Regulatória – BRR da concessionária e por ela teriam que ser remunerados, nos termos do Submódulo 2.3 do PRORET.

75. Dessa forma, não vislumbro a possibilidade do acolhimento ao pleito da concessionária, uma vez que o Submódulo 2.3 do PRORET já estabelece a forma usual de reconhecimento do custo desses ativos no processo de revisão tarifária da concessionária.

II.2 DEFINIÇÃO DOS LIMITES PARA OS INDICADORES DEC E FEC

76. Na Consulta Pública nº 56/2022, foram recebidas contribuições do Conselho de Consumidores da CPFL Paulista – COCEN, do Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do Estado de São

Paulo – Sinergia CUT e da própria CPFL Paulista, referentes aos limites de DEC e FEC. Por meio da Nota Técnica nº 0022/2023-SRD/ANEEL, a SRD apresentou a análise dessas contribuições, resumidas a seguir.

77. O COCEN apresentou contribuição acerca do processo de definição de limites para os conjuntos, manifestando preocupação com relação aos investimentos necessários para a obtenção dos padrões regulatórios propostos pela ANEEL na CP nº 56/2022, considerando o expressivo número de conjuntos elétricos que já possuem limites de DEC e FEC relativamente baixos na área de concessão da CPFL Paulista.

78. Com relação à contribuição, a SRD esclareceu que a ANEEL compartilha da preocupação externada pelo COCEN, estando inclusive refletida nas suas metodologias medidas que visam estimular a melhoria de eficiência na prestação do serviço observando o desempenho já alcançados anteriormente, especialmente com relação aqueles conjuntos que já possuem limites reduzidos. Entretanto, é prerrogativa da distribuidora estabelecer e executar investimentos na sua área de concessão e que a melhoria da continuidade do serviço não é o único fator que afeta os investimentos.

79. Não obstante o COCEN não ter apresentado propostas de valores para limites de conjuntos, tendo tão somente externado preocupações conceituais em relação ao nível de investimentos e impactos tarifários decorrentes da definição de limites muito rígidos, a área técnica reforça que a contribuição do Conselho está contemplada no processo de revisão em processamento uma vez que seus anseios são os mesmos já identificados pela ANEEL e, por isso, objeto de discussões que estão ocorrendo no momento.

80. De maneira similar, as contribuições do Sinergia CUT foram no sentido de que a ANEEL avalie os impactos tarifários decorrentes de investimentos a serem realizados em virtude do estabelecimento da redução dos limites de DEC e FEC e de preocupações em relação à segurança dos trabalhadores.

81. Por sua vez, a CPFL apresentou o diagnóstico de que os limites de seus indicadores de continuidade se encontram em patamares extremamente reduzidos e muito inferiores ao consolidado das distribuidoras de grande porte da região Sudeste e sustenta, dessa forma, que a companhia já atingiu posição de vanguarda na qualidade do serviço prestado e, por isso, não haveria necessidade da imposição de desafios extremos à empresa, o que poderia resultar em oneração tarifária sem o correspondente aumento da satisfação do consumidor.

82. Nesse contexto, a companhia apresentou uma proposta de limites dos indicadores que considera mais adequada em função de uma análise particular de diversos conjuntos com especificidades, para os quais foram solicitadas flexibilizações de limites de DEC e FEC

83. A SRD ressaltou que a proposta apresentada foi bastante abrangente, contemplando 155 dos 179 conjuntos existentes na área de concessão e que grande parte deles referem-se a conjuntos considerados pela empresa como possuidores de atipicidades não plenamente capturadas pela metodologia, tais como grandes extensões de redes rurais, elevado índice de vegetação, condições climáticas adversas, baixa densidade de carga, bem como dificuldades de acesso. A avaliação da possibilidade de flexibilização dos indicadores de continuidade está bastante detalhada na Nota Técnica da SRD, com a qual concordo integralmente.

84. Em relação aos conjuntos que, segundo a concessionária, possuem limites saturados para os indicadores DEC e FEC (DEC menor do que 6 e FEC menor do que 4), a CPFL alega que operar redes mantendo os indicadores de continuidade abaixo dessas referências pode exigir um esforço, traduzido em custo, que iria de encontro ao conceito de investimento prudente. Dessa forma, considerando que essa preocupação foi objeto de contribuição do COCEN, do CUT Energia, da CPFL Paulista bem como é objeto de discussão com a sociedade por meio da Tomada de Subsídios nº 22/2021, a SRD, com a qual concordo, considerou mais adequado nesse momento adotar cautela na definição dos limites de DEC e FEC dos conjuntos que já possuem limites baixos e acatar a proposta da Distribuidora para os 28 conjuntos classificados como tendo limites saturados.

85. Após a análise da manifestação da CPFL Paulista, com a revisão dos limites e as reconfigurações nos conjuntos aplicadas, os valores propostos para os limites de DEC e FEC da Distribuidora são apresentados na Tabela VIII da Nota Técnica da SRD. Ressalta-se que, dos 179 conjuntos da Distribuidora, 128 tiveram algum tipo de flexibilização em relação ao resultado inicial da metodologia.

86. Nas Figuras a seguir são apresentados o histórico de apuração de DEC e FEC, os limites globais propostos pela ANEEL na CP nº 56/2022, a contraproposta da Distribuidora e os limites propostos na Nota Técnica da SRD e agregados ao presente Voto, após a análise das contribuições enviadas. Em relação aos limites globais propostos para os anos de 2024 a 2028, a redução anual é de 1,47% no DEC e de 2,16% no FEC.

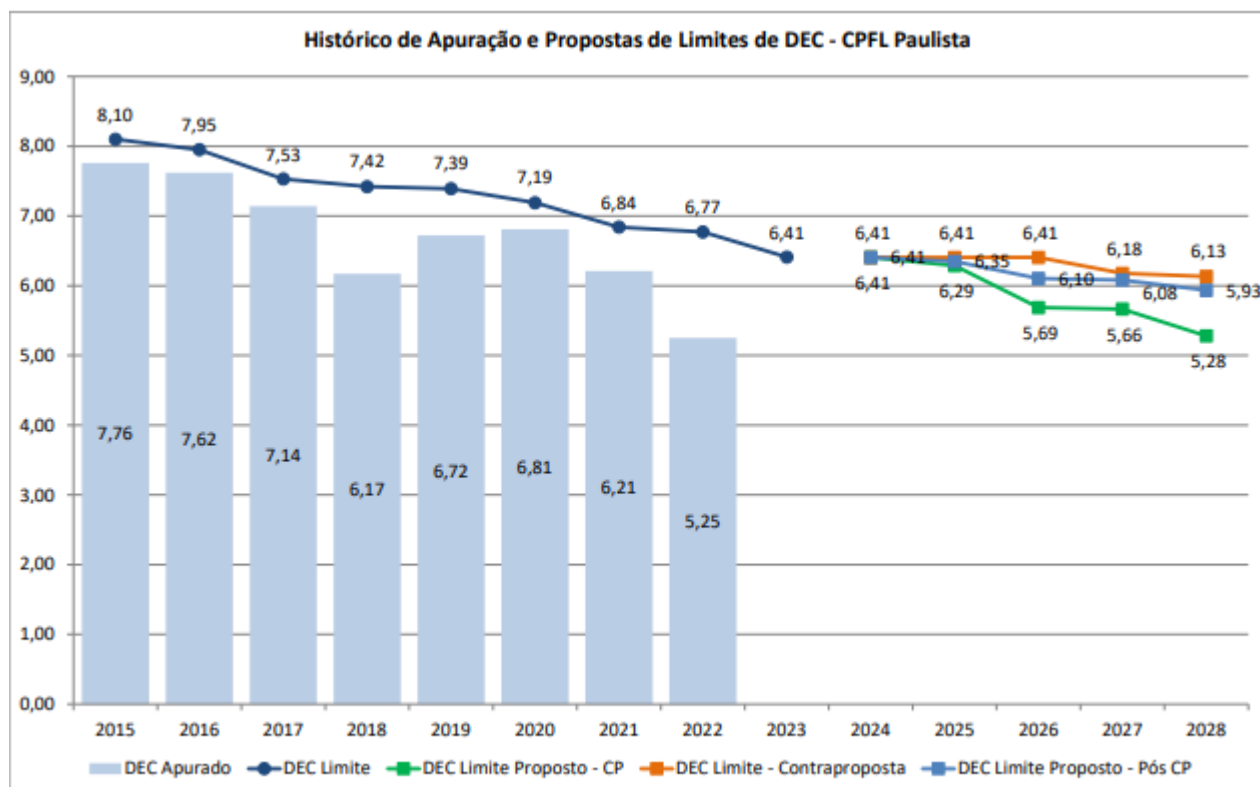


Figura 1: Histórico de apuração e limites propostos para o DEC global da CPFL Paulista.

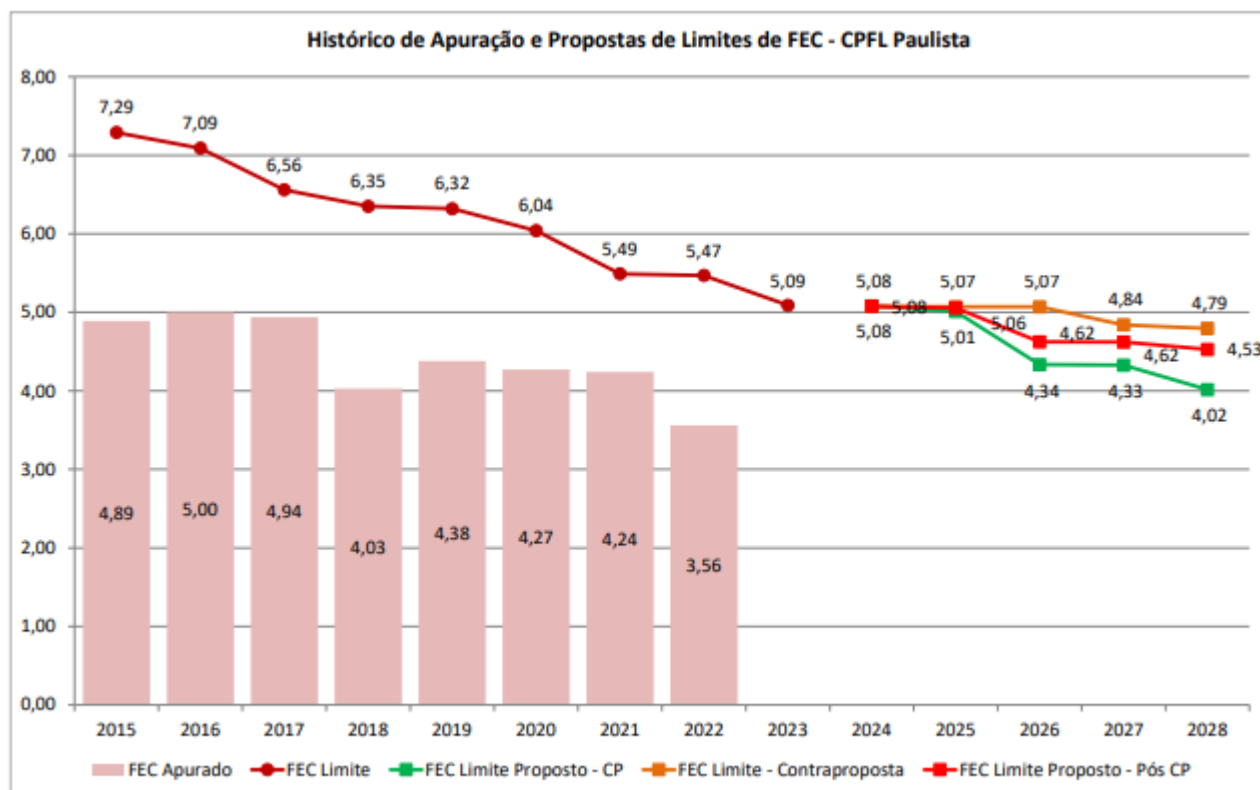


Figura 2: Histórico de apuração e limites propostos para o FEC global da CPFL Paulista.

87. Nas Figuras a seguir são apresentados os histogramas dos limites de 2023 (vigentes) e 2028 (propostos) dos conjuntos da CPFL Paulista. Com base nesses histogramas, percebe-se que a proposta para o período de 2024 a 2028 irá reduzir a distância entre os limites dos conjuntos, levando a uma maior uniformização da continuidade prestada pela Distribuidora aos seus consumidores.

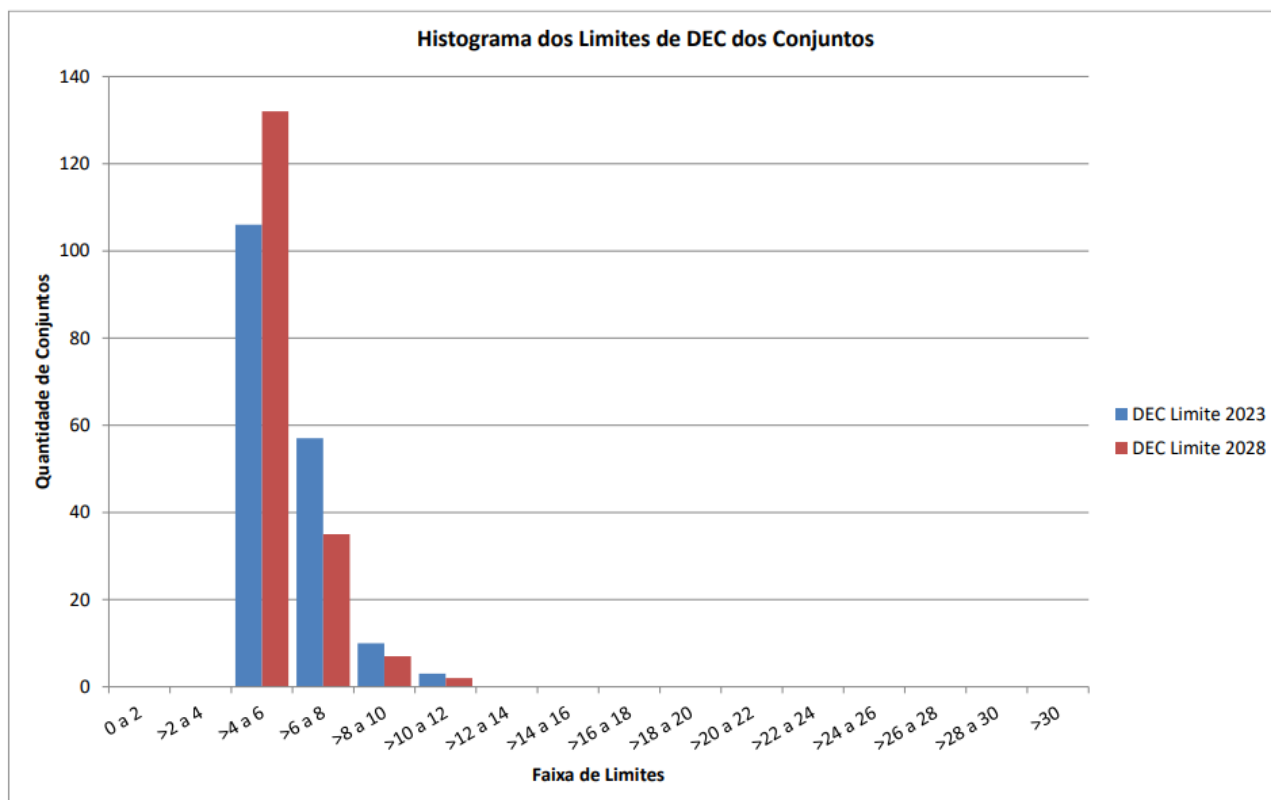


Figura 3: Histograma do limite do DEC dos conjuntos da CPFL Paulista para 2023 e 2028.

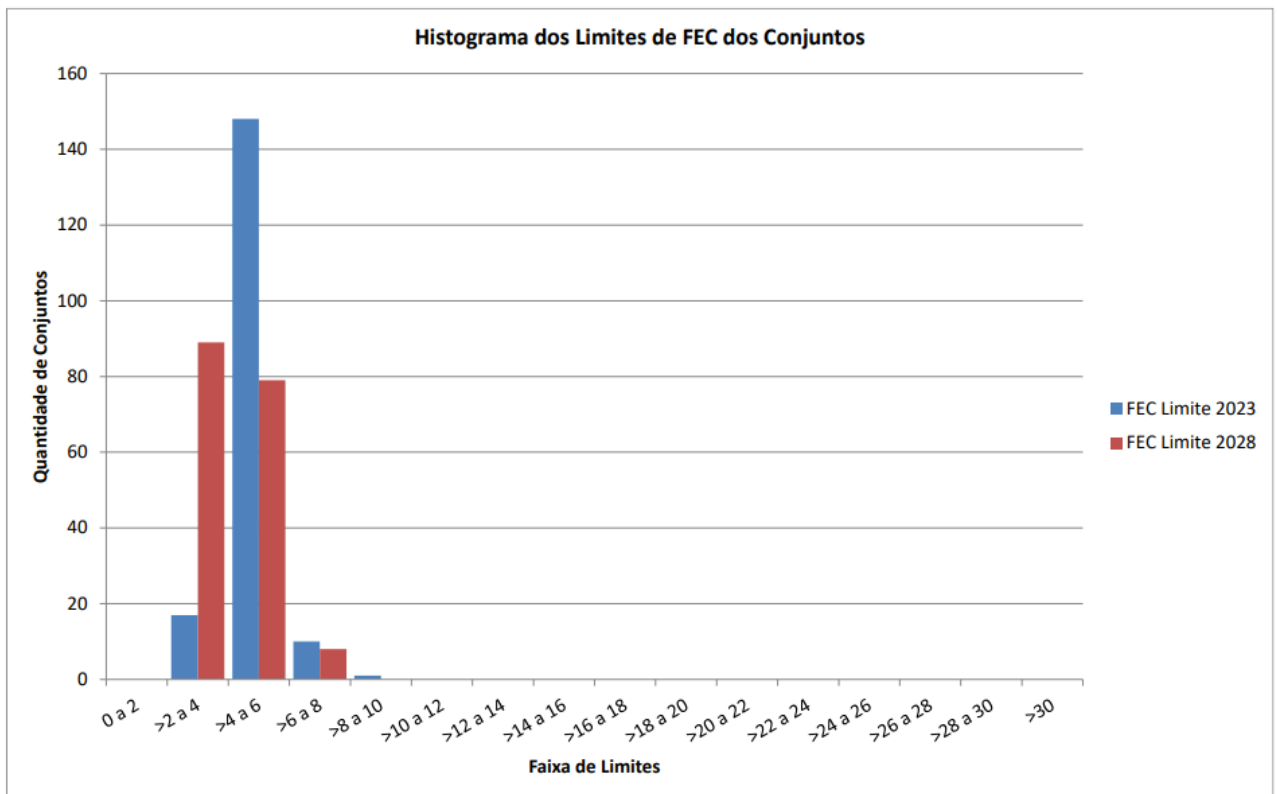


Figura 4: Histograma do limite do FEC dos conjuntos da CPFL Paulista para 2023 e 2028.

88. Por sua vez, as próximas duas figuras apresentam uma comparação entre os limites propostos para a CPFL Paulista e os limites de outras distribuidoras de grande porte da região Sudeste. Observa-se que os limites de DEC e FEC da Distribuidora estão aderentes à realidade da região, situando-se entre os menores patamares.

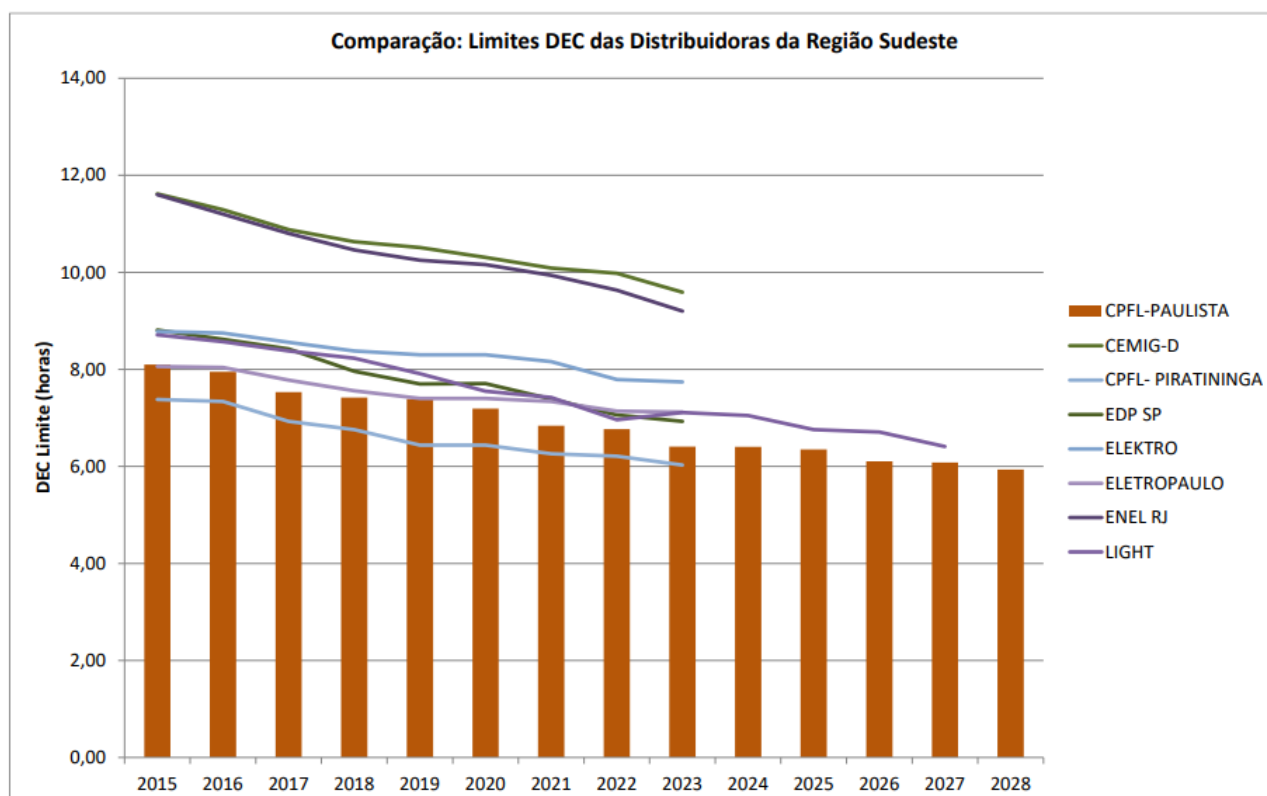


Figura 5: Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

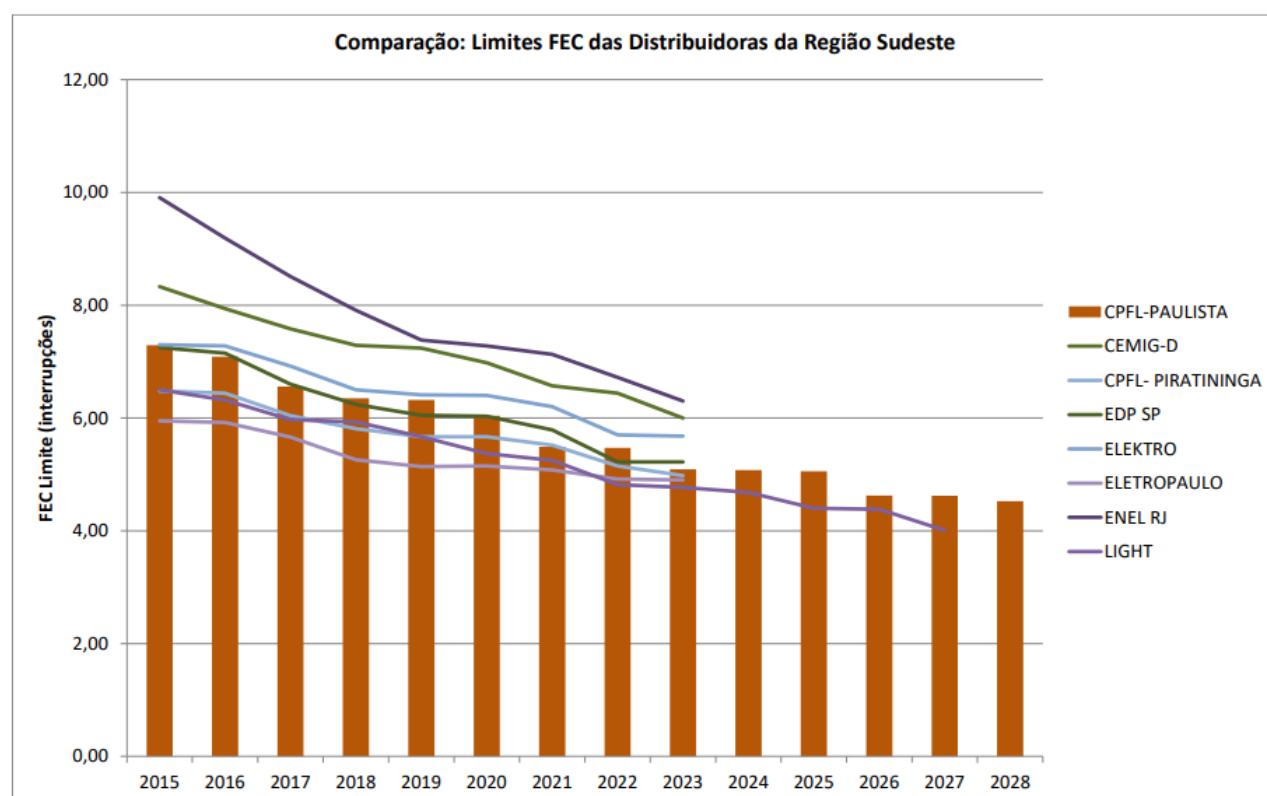


Figura 6: Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

III. DIREITO

89. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.;
- c) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;
- d) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- e) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;
- f) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist;
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 14/1997.

IV. DISPOSITIVO

1. A partir de tais argumentos, considerando o que consta dos Processos nº 48500.006875/2022-24 e 48500.008369/2022-70, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Paulista), na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da revisão tarifária periódica da CPFL Paulista, a vigorar a partir de 08 de abril de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **4,89%**, sendo de **5,44%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **4,60%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) **estabelecer** o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo;
- d) **aprovar** 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;
- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** os componentes T e Pd do Fator X em 2,005% e 0,472%, respectivamente;

- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028 a serem observados pela CPFL Paulista;
- h) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2023 a 2027, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	5,3164%	5,3164%	5,3164%	5,3164%	5,3164%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	5,9497%	5,7460%	5,5659%	5,4065%	5,2655%

- i) **fixar** os valores das quotas mensais para os doze meses subsequentes, que devem ser recolhidas diretamente à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional – ENBPar, referente à recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, nos termos do Decreto nº 10.665/2021 e da Resolução Homologatória nº 2.969/2021.
- j) **determinar** que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SR e a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, em até 120 dias, instruem processo de fiscalização dos aditivos 11, 14 e 17 dos contratos de Prestação de Serviço da CPFL Paulista com a CTEEP, para fins de avaliação quanto ao reconhecimento tarifário dos custos incorridos com as obras de adequação do Sistema de Medição de Faturamento.

Brasília, 04 de abril de 2023

(Assinado digitalmente)

FERNANDO LUIZ MOSNA FERREIRA DA SILVA
Diretor