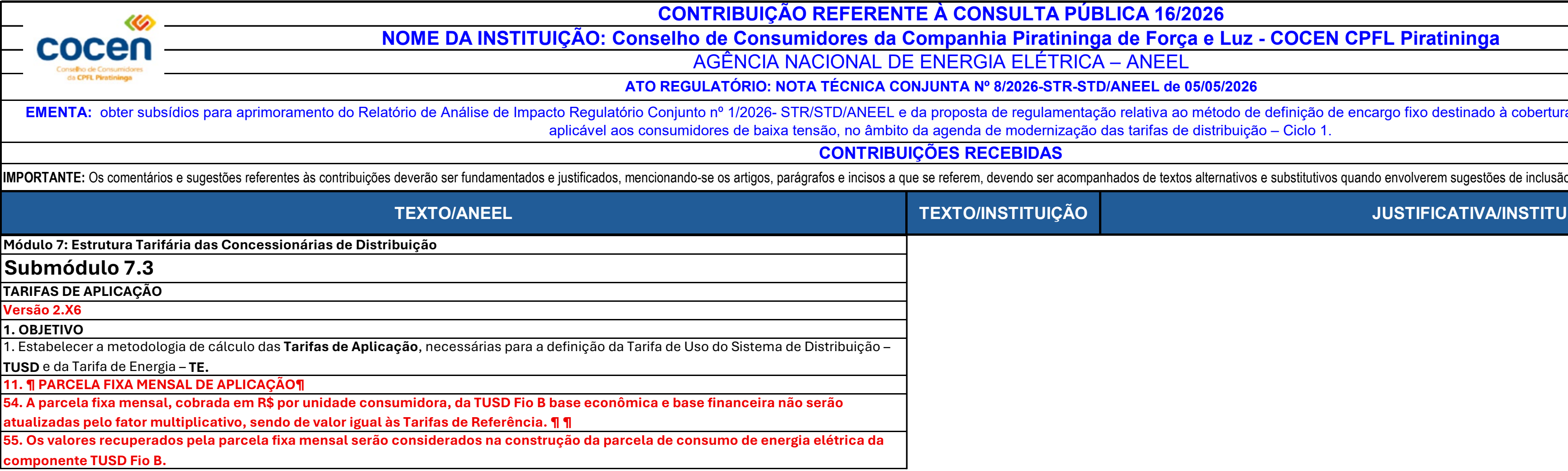


	CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 16/2026	
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga	
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	
	ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2026-STR-STD/ANEEL de 05/05/2026	
EMENTA: obter subsídios para aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 1/2026- STR/STD/ANEEL e da proposta de regulamentação relativa ao método de definição de encargo fixo destinado à cobertura aplicável aos consumidores de baixa tensão, no âmbito da agenda de modernização das tarifas de distribuição – Ciclo 1.		
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 exclusão de texto.		
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO
24. Um ponto em que a STR vem se manifestando e propõe avançar neste momento é na flexibilização da regulação tarifária , de modo a adequá-la às necessidades atuais e futuras dos consumidores de energia elétrica, à diversidade social e econômica do país e às inovações tecnológicas. Nesse contexto, serão avaliados e propostos cenários de alteração da estrutura tarifária, condicionados ao interesse e às condições técnicas para aplicação, conforme plano de modernização do sistema de medição e modernização tarifária das distribuidoras.		
25. Ademais, entende-se que a modernização tarifária exige arranjos mínimos de governança que assegurem coordenação entre os agentes envolvidos, transparência no processo decisório, participação dos usuários e adequada avaliação das condições de implementação das novas modalidades tarifárias . Tal dimensão é especialmente relevante em contexto de diversidade regional, distintas capacidades operacionais das distribuidoras e diferentes estágios de modernização do sistema de medição.		
III.2 – RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO		
26. O Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 01/2026 STR/STD/ANEEL, intitulado Modernização das Tarifas de Distribuição – Ciclo 1 (Custo Comercial), tem como objetivo avaliar alternativas de como cobrar dos consumidores os custos comerciais fixos de modo a aprimorar a alocação de determinados custos e serviços prestados pela distribuidora.		
27. No documento avalia-se formas de recuperação da receita regulatória das distribuidoras de energia elétrica, com o objetivo de aprimorar os sinais emitidos pela tarifa. Retoma-se, nesse contexto, a clássica discussão da segunda melhor escolha quanto à definição das tarifas de infraestrutura pública: como recuperar a receita total quando o custo marginal é inferior ao custo médio .		
28. Avalia-se a experiência nacional , referências internacionais e a literatura especializada sobre a aplicação de uma parcela fixa nas tarifas de energia elétrica de baixa tensão . Com base nessa revisão, observa-se que, como primeiro passo, a Alternativa mais adequada é a aplicação de um valor fixo de baixa magnitude em termos monetários.		
29. Considerando que no modelo atual não há previsão de cobrança de valor fixo , apenas de cobrança da tarifa proporcional ao consumo medido com aplicação da franquia mínima, deve-se então avaliar alternativas para implementação das possíveis soluções regulatórias.		
30. Foram avaliadas quatro opções em relação à regulação atual: I. II. III. IV.		
I. Alternativa 0: manter a regulação atual da franquia mínima, sem alteração dos valores;		
II. Alternativa 1: manter a regulação de franquia mínima, apenas ajustando os valores;		
III. Alternativa 1: manter a regulação de franquia mínima, apenas ajustando os valores;	III. Alternativa 2 (Proposta): Implementar uma Tarifa Fixa Comercial (valor fixo mensal em Reais por mês), diferenciada pelo número de fases – monofásico, bifásico e trifásico.	O sugerido pela Aneel repete a alternativa II quando o correto é o que está na STR/STD/ANEEL: " Alternativa 2 (Proposta): Implementar uma Tarifa Fixa por mês), diferenciada pelo número de fases – monofásico, bifásico e trifásico.
IV. Alternativa 3: implementar uma tarifa fixa comercial , adicionando à Alternativa anterior uma diferenciação de acordo com a tecnologia do medidor – eletrônico e inteligente ; e	Comentário.	Alternativa similar à 2 porém incluindo a diferença de medidores. A questão é a remuneração do investimento em medição inteligente que recai sobre os consumidores. Esse benefício de redução do custo em função da tecnologia já que o investimento é pago por todos os consumidores responsáveis pelo investimento no medidor é que podem receber a redução do custo.
V. Alternativa 4: implementar uma tarifa fixa comercial , adicionando à Alternativa anterior uma diferenciação de acordo com a forma de entrega da fatura impressa ou digital .	Comentário.	Alternativa similar à 2 porém incluindo a diferença de entrega das faturas e emissão de faturas, este custo pode ser reduzido da cobrança do consumo.
31. Devido ao potencial efeito regressivo da cobrança fixa sobre os consumidores de menor renda, propõe-se manter a franquia mínima como forma de faturamento dos consumidores de baixa renda . Dessa forma, a proposta não altera a tarifa aplicada a esses consumidores.	Comentário.	Entendemos que com a gratuidade imposta pela lei 15 para os consumidores de baixa renda, a cobrança de tarifa fixa não seria objeto de gratuidade também.
32. Após análise de risco, recomenda-se que as alternativas de cobrança de tarifa fixa comercial , para cobertura dos custos de uso exclusivo, sejam implementadas em conjunto com as demais ações de modernização tarifária .		
III.3 – CONSULTA AOS USUÁRIOS		
33. A Cláusula décima quarta do Aditivo Contratual formulado após as diretrizes do Decreto 12.068/2024 denominada “Consulta aos Usuários” define:		
“CLÁUSULA DECIMA QUARTA – CONSULTA AOS USUÁRIOS		
<i>O objetivo das consultas é induzir efetiva cooperação e compartilhamento de informações entre DISTRIBUIDORA e partes interessadas relevantes, de forma a assegurar que os diversos interesses dos usuários sejam levados em consideração nas ações da concessionária.</i>		
<i>Subcláusula Primeira - A DISTRIBUIDORA deverá consultar as partes interessadas relevantes, pelo menos, ao seguinte:</i>		
<i>I - elaboração de plano de investimento para cada ciclo tarifário contendo as ações dispostas nos itens XVIII, XIX e XX da Cláusula Terceira deste contrato;</i>		
<i>II - demais temas previstos em regulação da ANEEL.</i>		
<i>Subcláusula Segunda - A DISTRIBUIDORA deve estabelecer processo estruturado para condução da Consulta aos Usuários, identificando as partes interessadas em cada ação e que promova sua efetividade, conforme regulamento”</i>		
34. Conforme encaminhamento proposto no RAIR, avalia-se que as alternativas com maior potencial de diferenciação devem estar alinhadas aos planos de modernização do sistema de medição e à modernização tarifária de cada distribuidora.		
35. Tal visão está alinhada às diferentes realidades das áreas de concessão e permissão. A diversidade do Brasil também se reflete nas distribuidoras de energia elétrica do país. Atualmente, duas concessionárias concentram a maioria dos medidores inteligentes instalados . Além disso, quatorze distribuidoras estão conduzindo Sandboxes Tarifários com intuito de avançar na modernização tarifária e atender às necessidades dos seus consumidores.	Comentário.	Este Conselho de Consumidores fez contribuição na CP-27/2024, solicitando a inclusão de investimentos que serão remunerados pela tarifa. Assim sendo, devem ser considerados os custos operacionais. Não deve existir investimento sem a adequada análise de custo-benefício. A efetiva modicidade tarifária. Não pode ocorrer o descasamento de recordos e o reconhecimento de menores custos operacionais entre revisões. Concorde com a discussão discutida a consulta aos consumidores através dos Conselhos de Consumidores de Energia Elétrica, Lei nº 8.631/1993 e regulados pela REN nº 963/2021."
36. Assim, a regulação tarifária deve contemplar e tratar essa diversidade. Por obrigação legal e decisão técnico-regulatória, existe e continuará a existir um conjunto de modalidades tarifárias aplicadas a todas as distribuidoras, tais como a Tarifa Social , a tarifa Desconto Social , a nova Tarifa Branca e a tarifa do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) . Contudo, tais modalidades não atendem integralmente às demandas e particularidades dos consumidores e das áreas de concessão e permissão, o que justifica a oferta de novas modalidades tarifárias .		
37. A forma de encaminhar essa necessidade consiste na revisão das responsabilidades e da forma de atuação, de modo a garantir efetividade e agilidade no processo. Nesse arranjo, caberia à distribuidora definir sua estrutura tarifária, o método de cálculo e as tarifas, enquanto à ANEEL competiria analisar, validar e homologar os valores .		
38. Entende-se que o tema tratado no RAIR e sua recomendação constituem uma oportunidade para iniciar a discussão e definir procedimentos associados a essa maior flexibilidade na definição da estrutura tarifária . O meio sugerido é a Consulta aos Consumidores e demais Usuários , prevista no novo aditivo dos contratos de concessão, elaborado após a edição do Decreto nº 12.068/2024 .		

	CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 16/2026		
	NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga		
	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL		
	ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2026-STR-STD/ANEEL de 05/05/2026		
EMENTA: obter subsídios para aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 1/2026- STR/STD/ANEEL e da proposta de regulamentação relativa ao método de definição de encargo fixo destinado à cobertura aplicável aos consumidores de baixa tensão, no âmbito da agenda de modernização das tarifas de distribuição – Ciclo 1.			
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 exclusão.			
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO	
39. A análise de risco das alternativas avaliadas neste RAIR, como nos demais estudos associados à modernização tarifária , indicam a importância de considerar não apenas aspectos econômicos e operacionais , mas também riscos regulatórios , distributivos e de aceitação pública associados às alternativas propostas.			
40. Nesse contexto, a adoção de mecanismos estruturados de participação e consulta aos usuários , bem como a coordenação entre ANEEL, distribuidoras e consumidores no desenho e na implementação das propostas , configura-se como instrumento relevante para a mitigação desses riscos. Tais mecanismos permitem qualificar a tomada de decisão regulatória, incorporar especificidades locais e ampliar a legitimidade das soluções adotadas, especialmente em um cenário de maior flexibilidade tarifária .	Comentário.	Concordamos com a Aneel de que deve sempre ser discutida a consulta aos Consumidores de Energia Elétrica, instituídos pela Lei nº 8.631/1993 e n	
41. A consulta aos usuários , nesse sentido, deve ser compreendida como mecanismo de governança regulatória, apto a qualificar a tomada de decisão, ampliar a legitimidade das propostas e reduzir riscos de implementação. Por meio dela, busca-se assegurar que a proposição de modalidades tarifárias específicas esteja acompanhada de processo estruturado de escuta, comunicação e avaliação, em articulação com a supervisão regulatória da ANEEL .	Comentário.	Concordamos com a Aneel de que deve sempre ser discutida a consulta aos Consumidores de Energia Elétrica, instituídos pela Lei nº 8.631/1993 e n	
42. Propõe-se a inclusão, como obrigação das distribuidoras, da realização de consulta aos usuários como etapa necessária à discussão de estrutura tarifária específica. Além da proposta de modalidade tarifária, deve ser submetido à consulta aos usuários o plano de comunicação associado à respectiva modernização tarifária.	Comentário.	Concordamos com a Aneel de que deve sempre ser discutida a consulta aos Consumidores de Energia Elétrica, instituídos pela Lei nº 8.631/1993 e n	
43. Após a etapa de consulta ao usuário , o processo deverá seguir o rito ordinário da ANEEL. Entende-se necessária a realização de consulta pública ou tomada de subsídios acerca das novas modalidades tarifárias propostas .	Comentário.	Concordamos com a Aneel de que deve sempre ser discutida a consulta aos Consumidores de Energia Elétrica, instituídos pela Lei nº 8.631/1993 e n	
44. Adicionalmente, outro elemento de diferenciação relevante deve ser a realização, ou não, de experimentos no âmbito de Sandboxes Tarifários com resultados bem-sucedidos. Propostas previamente testadas e avaliadas posi vamente devem receber tratamento diferenciado em relação àquelas que não foram testadas ou que não apresentaram resultados satisfatórios.	Comentário.	Fazer <i>Sandbox</i> tarifário não é certeza que o modelo seja bom para o co implantação da Tarifa Branca no Brasil passou por um longo período de antes de ser implantada. O histórico de maturação desse modelo seguiu e pela ANEEL. A modalidade começou a ser formalmente discutida pela realizaram projetos-piloto de P&D em cidades ou bairros específicos. Es aceitação do consumidor em mudar seus hábitos e se a tecnologia de m Os números oficiais da ANEEL deixam claro esse cenário: apenas cerca modalidade. Isso representa menos de 0,1% do universo das UC's eleg	
45. A forma sugerida para essa diferenciação é a adoção de modelos de adesão . O modelo opt-out (inclusão automática no novo modelo, podendo o consumidor optar por sair) deve ser aplicado exclusivamente às propostas previamente testadas e avaliadas positivamente. As demais propostas devem, inicialmente, ser consideradas como optativas (opt-in). Após um período de implementação e avaliação, poderá ser reiniciado o processo de consulta aos usuários, com vistas à eventual alteração do modelo de adesão.	Comentário.	O uso de ferramentas científicas como os " <i>Sandboxes Tarifários</i> " (ambi mas também tem suas restrições. O documento propõe que projetos te (o consumidor é incluído de forma automática e precisa pedir para sair). criticaria essa automação (opt-out). Defendemos que qualquer alteraçã consumidor de baixa tensão (Grupo B) deveria ser estritamente opt-in (e o consumidor entenda o sinal de preço antes de ser cobrado por ele.	
46. Dessa forma, reduzem-se os riscos mapeados no RAIR associados à aplicação de novas modalidades tarifárias , ao mesmo tempo em que se alinham as propostas ao princípio da aceitação pública .			
47. Contudo, a modernização tarifária não se limita à criação de novas modalidades . Aspectos como a definição de postos tarifários e a introdução de diferenciações regionais também podem ser incorporadas às propostas de modernização das distribuidoras.			
48. Assim, a minuta de Resolução Normativa passa a contemplar dispositivos que permitem a proposição e a flexibilização da estrutura tarifária , estabelecem a obrigatoriedade de realização de consulta aos usuários como etapa do processo e preveem a diferenciação de modelo de adesão conforme a realização de Sandboxes Tarifários com resultados positivos.			
49. Por evidente, considerando a complexidade inerente à estrutura tarifária – e seus impactos no faturamento e no processo tarifário –, a presente proposta não se esgota nesta discussão inicial. Todavia, o tema tratado no âmbito do presente RAIR mostra-se oportuno para dar início a esse debate.			
50. Por fim, reforça-se a importância dos Sandboxes Tarifários como ferramenta de modernização tarifária. Havendo concordância da sociedade quanto ao encaminhamento proposto, deverá ser discutida a continuidade dos Sandboxes Tarifários para além de 2027, e a necessidade ou não da governança colaborativa associada. Tal temática será tratada no âmbito da a vidade TRV 23-02 , intitulada “Estabelecimento das diretrizes para programas de ambiente regulatório experimental (sandbox regulatório) no setor elétrico.”			
IV - DO FUNDAMENTO LEGAL			
51. A presente Nota Técnica, encontra respaldo legal nas seguintes disposições legais, normativas ou contratuais:			
a) O inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427 , de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL , que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato;			
b) O art. 3º da Lei nº 9.427/1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, confere à ANEEL a competência de homologar as tarifas de energia elétrica, na forma da lei, das normas pertinentes e do contrato de concessão; e			
c) O inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335 , de 6 de outubro de 1997, dispõe que compete à ANEEL atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas .			
V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO			
52. A discussão ora proposta complementa a agenda de modernização tarifária ao propor um método de definição de encargo fixo para a cobertura de custos comerciais em substituição ao atual modelo de franquia mínima , bem como a utilização da consulta ao usuário como etapa obrigatória para flexibilização da estrutura tarifária das distribuidoras de energia elétrica.	Comentário.	A criação de encargo fixo não pode simplesmente substituir a franquia n para os demais consumidores. Aneel deve estabelecer o encargo fixo e mudança radical no arranjo institucional: caberia à própria distribuidora o e tarifas, enquanto à ANEEL competiria apenas validar e homologar os concessionárias proporem "modalidades específicas" pode ampliar a as Conselhos de Consumidores. Criticarmos qualquer modelo que enfraque reguladora, a governança compartilhada e as "Consultas aos Usuários" substituem o papel de proteção mútua do regulador estatal. Além disso consumidores muitas vezes investem significativos recursos financeiros uso de energia fora da Ponta quando a tarifa é maior. Qualquer alteraçã adequado que permita ao consumidor a recuperação dos investimentos	
53. Conclui-se que, a partir da Análise de Impacto Regulatório constante do RAIR nº 01/2026-STR/STD/ANEEL, que o atual modelo de franquia mínima gera ineficiências , sendo a tarifa fixa, apresentada em três alternativas, uma solução mais adequada à nova realidade do setor elétrico. As três alternativas devem ser implementadas de forma articulada com as demais ações de modernização tarifária e alinhadas aos planos de modernização do parque de medição e modernização tarifária de cada distribuidora . De modo resumido, propõe-se definição do valor tarifa fixa e publicação dos novos valores de tarifa nos processos tarifários de 2028 , com aplicação nos faturamentos após 1º de janeiro de 2029 para as modalidades tarifárias branca e SCEE .			
54. Recomenda-se, portanto, que a Diretoria da ANEEL instaure Consulta Pública para discutir com a sociedade o método de definição da tarifa fixa proposto no RAIR nº01/2026-STR/STD/ANEEL e a forma de implementação.			

			CONTRIBUIÇÃO REFERENTE À CONSULTA PÚBLICA 16/2026	
NOME DA INSTITUIÇÃO: Conselho de Consumidores da Companhia Piratininga de Força e Luz - COCEN CPFL Piratininga				
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL				
ATO REGULATÓRIO: NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 8/2026-STR-STD/ANEEL de 05/05/2026				
EMENTA: obter subsídios para aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório Conjunto nº 1/2026- STR/STD/ANEEL e da proposta de regulamentação relativa ao método de definição de encargo fixo destinado à cobertura aplicável aos consumidores de baixa tensão, no âmbito da agenda de modernização das tarifas de distribuição – Ciclo 1.				
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 exclusão.				
TEXTO/ANEEL	TEXTO/INSTITUIÇÃO	JUSTIFICATIVA/INSTITUIÇÃO		
Versão 2.X 1. OBJETIVO 1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. 4. DEFINIÇÕES 7. São adotados os seguintes termos e conceitos: III. TE– Tarifa de Energia: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia dos seguintes contratos: a) Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, nos termos da Resolução Normativa nº 1.000/2021, ou o que vier a sucedê-lo; b) Contrato de fornecimento de consumidores do grupo A, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 63, ou o que vier a sucedê-lo; 12. As modalidades tarifárias são: I. Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia; II. Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência; III. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia; III. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 1.000/2021, ou o que vier a sucedê-la, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia; IV. Modalidade tarifária Convencional Monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia; V. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e parcela fixa mensal, independentemente das horas de utilização do dia; VI. Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras e aos agentes importadores conectados aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia; VII. Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica; VIII. Modalidade tarifária pré-pagamento: aplicada no faturamento das unidades consumidoras que aderirem ao sistema de faturamento pré-pago nos termos da Resolução Normativa nº 610/2014, ou o que vier a sucedê-la; 7. INCIDÊNCIA DA TUSD 18. Para os usuários do sistema de distribuição, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto: I. Para concessionária ou permissionária de distribuição, o inciso II e a alínea “b” do inciso III do parágrafo 16 deste Submódulo; II. Para a subclasse baixa renda, as alíneas “d”, “e” e “f” do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo; III. Para a parcela do consumo atendido por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, as alíneas “d”, “e” e “f” do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo; IV. Para a subclasse desconto social, na parcela de consumo de energia elétrica menor ou igual a 120 kWh/mês, as alíneas d e f do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo; e V. Para centrais geradoras que possuem uma forma específica de cálculo da TUSD, conforme descrito nos Submódulos 7.3 e 7.4. 8. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA-TE II. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de: a) Encargos de Serviços de Sistema– ESS e Encargo de Energia de Reserva– EER; b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética– P&D_EE; c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos– CFURH; d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica– TE CDE; e e) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras– CDE ELET; e f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída– GDE-GD. 9. INCIDÊNCIA DA TE 23. Para o mercado de referência da TE, definido no parágrafo 7 deste Submódulo, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto: I. Para concessionária ou permissionária de distribuição que possua Contrato de Compra e Venda de Energia–CCE como agente de distribuição supridor, agente da CCEE, o inciso IV do parágrafo 21 deste Submódulo; e II. Para concessionária ou permissionária de distribuição que possua Contrato de Compra e Venda de Energia–CCE como agente de distribuição supridor, cotista de Itaipu, o inciso III do parágrafo 21 deste Submódulo. III. Para a sub-classe baixa renda o item f do inciso II e o item b do inciso I do parágrafo 21 deste Submódulo; III. Na parcela da energia compensada no âmbito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica SCEE, os incisos I e III do parágrafo 21. 13. DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS 13.1. MODALIDADE-TARIFÁRIA CONVENCIONAL BINÔMIA 33. A modalidade tarifária convencional binômia será aplicada até o término do 3GRTF. 34. Nas revisões tarifárias, a partir de 2015, serão consideradas as tarifas de referência, conforme Submódulo 7.2, para a modalidade tarifária convencional binômia na definição das TUSD e TE; contudo, não serão publicadas Tarifas de Aplicação para essa modalidade.				
ANEXOLII				
Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição				
Submódulo 7.2				
TARIFAS DE REFERÊNCIA				
Versão 2.X				
1. OBJETIVO				
1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Referência , necessárias para a definição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição– TUSD e da Tarifa de Energia– TE.				
5. TARIFAS DE REFERÊNCIA– TUSD TRANSPORTE				
5.3. TARIFAS DE REFERÊNCIA– TUSD FIO B PARA PARCELA FIXA MENSAL				
45. A parcela fixa mensal, cobrada em R\$ por unidade consumidora, será diferenciada pelo número de fases, representando os custos de uso exclusivo do sistema de medição e os custos de emissão da fatura.				
46. A parcela fixa mensal poderá ser diferenciada pela tecnologia de medição e pelo formato de emissão da fatura.				
ANEXO LIII				



. Eliminação de Distorções Regulatória e o Fim da "Franquia Mínima"

A Convergência Técnica: apoiamos fortemente a premissa da ANEEL de que o modelo atual de "franquia mínima" (30, 50 ou 100 kWh) é uma convenção normativa obsoleta. Sob a ótica de regulação de comercialização, cobrar por energia não consumida gera um sinal de preço ineficiente e incentiva artificialmente o desperdício para quem consome abaixo do limite.

A visão do Especialista: A transição para uma cobrança fixa em reais (R\$/mes) tocada estritamente nos custos de manter o cliente ativo (leitura, emissão de fatura, medição) traz a transparência regulatória necessária. Defendermos que o custo comercial deve refletir o custo real da prestação do serviço e não servir como um mecanismo indireto de faturamento volumétrico.

2. Isonomia de Custos e Impacto na Geração Distribuída (Energia Solar)

A Perspectiva de Defesa das Redes: Um dos pontos centrais deve ser de evitar que custos de infraestrutura de rede e comerciais de quem possui micro ou minigeração distribuída (GD) sejam empurrados para os consumidores residenciais comuns que não têm painéis solares.

Análise Crítica: O documento acerta ao apontar que consumidores com energia solar reduzem drasticamente sua fatura volumétrica, mas continuam utilizando a estrutura comercial e física da distribuidora. A cobrança fixa isonômica para esses usuários como uma medida urgente para mitigar subsídios cruzados prejudiciais à modicidade tarifária geral do sistema.

3. A Preocupação Central: Regressividade e Justiça Social

O Alerta do Representante Residencial: O ponto mais crítico diz respeito ao item G do documento ("A conta de luz pode aumentar para quem consome pouco?"). O documento admite o risco de **regressividade**, onde a taxa fixa pode pesar mais no orçamento de famílias de baixa renda.

A Exigência por Salvaguardas: Como defensores históricos da classe residencial, exigimos critérios rígidos de transição. Embora a Nota Técnica proponha manter temporariamente a franquias mínima para a subclasse de baixa renda, apontamos o perigo de que uma implementação desordenada penalize os consumidores mais vulneráveis que economizam energia por necessidade financeira. A transição obrigatoriamente precisará ser gradual, transparente e blindada de surpresas tarifárias.

4. Flexibilização e Delegação de Competências às Distribuidoras

O Risco da Perda de Controle Regulatório: O documento propõe uma mudança radical no arranjo institucional: caberia à própria distribuidora definir sua estrutura tarifária, método de cálculo e tarifas, enquanto à ANEEL competiria apenas validar e homologar os valores.

O Grito Crítico sobre a Assimetria de Informação: Dar essa flexibilidade para as concessionárias proporem "modalidades específicas" pode ampliar a assimetria de informação entre as empresas e os conselhos de consumidores. Criticamos qualquer modelo que enfraqueça o poder fiscalizatório ex-ante da agência reguladora, a governança compartilhada e as "Consultas aos Usuários" propostas pelas próprias distribuidoras não substituem o papel de proteção mútua do regulador estatal.

5. Sandboxes Regulatórios e os Modelos de Adesão (*Opt-In* vs *Opt-Out*)

Validação dos Testes Práticos: Aprovamos o uso de ferramentas científicas como os *Sandboxes Tarifários* (ambientes experimentais).

Crítica aos Modelos de Adesão Automatizada: O documento propõe que projetos testados positivamente entrem no regime *opt-out* (o consumidor é incluído de forma automática e precisa pedir para sair). Uma visão focada no consumidor residencial criticaria essa automação (*opt-out*). Defendemos que qualquer alteração de estrutura tarifária complexa para o consumidor de baixa tensão (Grupo B) deveria ser estritamente *opt-in* (adesão voluntária e consciente), garantindo que o cidadão entenda o sinal de preço antes de ser cobrado por ele.

Resumo da Análise Crítica

Nosso posicionamento é favorável ao mérito conceitual da separação do custo comercial fixo (pois limpa a tarifa de ineficiências e corrige distorções de subsídios da GD), mas somos altamente vigilantes e restritivos quanto à execução, exigindo:

1. Diminuição total contra o aumento real de despesas para o consumidor residencial e de baixa renda.
2. Manutenção do protagonismo fiscalizatório e decisório da ANEEL, sem transferir excesso de autonomia de cálculo tarifário para as concessionárias de distribuição.
3. Amplia participação social real e simplificada para que o consumidor entenda exatamente o que está pagando.



MINUTA DE RESOLUÇÃO NORMATIVA	
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA– ANEEL	
RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº ,DE DE DE 2025	
XXXXXXX.	
O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA– ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e o que consta no Processo nº 48500.011409/2026-94, resolve:	
Art. 1º Esta Resolução dispõe as condições para a aplicação da tarifa fixa para unidades consumidoras de baixa tensão e proposição de flexibilização da estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras.	
Art. 2º A Resolução Normativa nº 1.000 , de 7 de dezembro de 2021, passa a vigorar com as seguintes alterações:	
Art. 212. A modalidade tarifária horária branca é caracterizada por uma parcela fixa e por tarifas volumétricas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia , sendo segmentada em três postos tarifários :	
... Art. 290. §1º	
IV– nas modalidades tarifárias com tarifa fixa , conforme definido no PRORET. ...	
§4º No caso da tarifa branca , o custo de disponibilidade deve ser calculado com a tarifa da modalidade tarifária convencional , provisoriamente, enquanto não tenha sido definido a tarifa fixa desta modalidade.	
Art. 3º As distribuidoras podem solicitar flexibilização da estrutura tarifária aplicada aos consumidores que envolvam:	
I– modalidades tarifárias e de faturamento complementares às definidas na Resolução Normativa nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021;	
II– valores específicos de tarifa fixa, inclusive novos padrões de diferenciação tarifária ;	
III– diferenciação regional das tarifas ;	
Art. 4º A distribuidora deverá apresentar à ANEEL proposta de flexibilização da estrutura tarifária contendo, no mínimo: público-alvo, regras comerciais, critérios de faturamento, critério de adesão, plano de comunicação para os consumidores da área de concessão/permissão, riscos da proposta e plano de controle , plano de controle e monitoramento , proposição de indicadores e ferramentas de acompanhamento, impactos no processo tarifário.	
§1º A distribuidora somente pode propor critério de adesão opt out caso a modalidade tarifária ou de faturamento tenha sido testada em sandbox tarifário, conforme Resolução Normativa nº 966, de 14 de dezembro de 2021.	
§2º As modalidades tarifárias ou de faturamento que não tenham sido testadas em sandbox tarifários, conforme Resolução Normativa nº 966, de 14 de dezembro de 2021, poderão adotar o critério de adesão opt out, após aplicação com sucesso no modelo de adesão optativa por um período mínimo de 5 anos .	
Art. 5º A distribuidora deverá realizar consulta aos usuários da proposta de flexibilização da estrutura tarifária. pública.	
§1º O plano de comunicação também deverá passar por consulta ao usuário antes da implementação.	
§2º A consulta ao usuário deve obedecer à regulamentação específica .	
§3º Na ausência de regulamentação específica, a distribuidora deve apresentar a ANEEL proposta de como realizará a consulta ao usuário .	
§4º Após a consulta ao usuário a ANEEL procederá com o rito ordinário de participação pública	
Art. 6º Aprovar as versões X dos Submódulos 7.1 e 7.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária– PRORET.	
ANEXO LI	
Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição	
Submódulo 7.1	
PROCEDIMENTOS GERAIS	
Versão 2.X	
1. OBJETIVO	
1. Estabelecer os procedimentos gerais a serem aplicados ao processo de definição da Estrutura Tarifária para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.	
2. ABRANGÊNCIA	
2. Aplica-se a todas as revisões e reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.	
3. CRITÉRIOS GERAIS	
3. Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários.	
4. O custo regulatório–Receita Requerida ou Receita Anual–é obtido, respectivamente, nos processos e revisão ou de reajuste tarifário, sendo de composto em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda. Por sua vez, as funções de custo agregam-se para formar as tarifas:	
a) TUSD–Tarifade Uso do Sistema de Distribuição;	
b) TE–Tarifa de Energia.	
5. Apartir das funções de custo, constroem-se, tanto para TUSD quanto para TE, as diferentes modalidades tarifárias, com base em critério temporal–postos tarifários–e por faixa de tensão grupos/subgrupos tarifários.	
6. Para a definição da TUSD e da TE, serão utilizados os conceitos, critérios, procedimentos e metodologias descritas neste Submódulo e nos seguintes:	
a) Submódulo7.2:Tarifas de Referência;	
b) Submódulo7.3:Tarifas de Aplicação;	
c) Submódulo7.4:Tarifas para Centrais Geradoras;	
d) Submódulo6.3:Encargo de Conexão; e	
e) Submódulo6.8:BandeirasTarifárias.	
4. DEFINIÇÕES	
7. São adotados os seguintes termos e conceitos:	
I. TUSD– Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema;	

Incluir o Submódulo 7.3 na descrição das versões

II. TUST–Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão: TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, relativa ao uso de transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e Demais Instalações de Transmissão– DIT, quando de uso em caráter compartilhado, conforme Resolução Normativa nº 67/2004, art. 3º, inciso II e art. 4º, inciso III, ou o que vier a sucedê-lo;
III. TE– Tarifa de Energia: valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia dos seguintes contratos:
a) Contrato de Compra de Energia Regulada– CCER, nos termos da Resolução Normativa nº 1.000/2021 , ou o que vier a sucedê-lo;
b) Contrato de fornecimento de consumidores do grupo A, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 63, ou o que vier a sucedê-lo;¶¶
b) Contrato de Adesão de consumidores do grupo B, nos termos da Resolução Normativa nº 1.000414/201021, art. 60, ou o que vier a sucedê-lo;
c) Contrato de Compra e Venda da Energia– CCE, para suprimento de concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, nos termos do PRORET, Submódulo 11.1;
IV. Mercado de Referência: definido no PRORET, Submódulo 2.1;
V. Período de Referência: definido no PRORET, Submódulo 2.1;
VI. Benefício Tarifário: descontos e subsídios concedidos em atos legais e normativos;
VII. Bandeiras Tarifárias: sistema tarifário que tem como finalidade sinalizar aos consumidores faturados pela distribuidora, por meio de adicional na Tarifa de Energia, dos custos da geração de energia elétrica.
5. SUBGRUPOS E MODALIDADES TARIFÁRIAS
8. Para os usuários do sistema de distribuição, a TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária. A TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária.
9. Os usuários do sistema de distribuição são classificados em grupos e subgrupos tarifários, conforme incisos XXIII XVII e XXXIV VIII, do art. 2º, da Resolução Normativa nº 4141.000/201021, ou o que vier a sucedê-los.
10. Os postos tarifários são:
I. Posto Tarifário Ponta: período composto por três horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, exceto para fins de semana e os feriados definidos na Resolução Normativa nº 414/2010, art. 2º, inciso LVIII, ou o que vier a sucedê-lo;
II. Posto Tarifário Intermediário: período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;
III. Posto Tarifário Fora de Ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.
11. É admitida a flexibilização dos postos tarifários conforme disposto no item 10 deste Submódulo.
12. As modalidades tarifárias são:
I. Modalidade tarifária horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;
II. Modalidade tarifária horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
III. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;¶¶
III. Modalidade tarifária horária Branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, conforme Resolução Normativa nº 1.000/2021, ou o que vier a sucedê-la, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
IV. Modalidade tarifária Convencional Monômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;¶¶ ¶¶
V. Modalidade tarifária Convencional Binômia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e parcela fixa mensal, independentemente das horas de utilização do dia;¶¶
VI. Modalidade tarifária Geração: aplicada às centrais geradoras e aos agentes importadores conectados aos sistemas de distribuição, caracterizada por tarifas de demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
VII. Modalidade tarifária Distribuição: aplicada às concessionárias ou às permissionárias de distribuição conectadas aos sistemas de outra distribuidora, caracterizada por tarifas diferenciadas de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia, e de consumo de energia elétrica;
VIII. Modalidade tarifária pré-pagamento: aplicada no faturamento das unidades consumidoras que aderirem ao sistema de faturamento pré-pago nos termos da Resolução Normativa nº 610/2014, ou o que vier a sucedê-la;
13. Para os agentes exportadores, aplicam-se as modalidades tarifárias das unidades consumidoras, respeitados os subgrupos tarifários.
14. A Tabela 1 apresenta os subgrupos tarifários e as modalidades tarifárias, com as respectivas grandezas de faturamento, na forma de TUSD e de TE.
Tabela 1: Tarifas aplicadas aos Subgrupos e Modalidades Tarifárias

#UNKNOWN!

#UNKNOWN!

6. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO-TUSD
15. Os custos regulatórios que formam a TUSD são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária.
16. As funções de custos da TUSD são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:
I. TUSD TRANSPORTE–parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e aTUSDFIOB,sendo:
a) TUSD FIO A– formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:
i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;
ii) uso dos transformadores de potência da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;
iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e
iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.
b) TUSD FIO B– formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo anual dos ativos (CAA); ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).
II. TUSD ENCARGOS–parcela da TUSD que recupera os custos de:
a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética– P&D_EE;
b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica– TFSEE;
c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico– ONS;
d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético– CDE;
e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica– PROINFA; e
f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica–CDE CONTAS
III. TUSD PERDAS–parcela da TUSD que recupera os custos regulatórios com:
a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;

b) Perdas não técnicas;
c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
d) Receitas Irrecuperáveis.
IV. TUSD OUTROS–parcela da TUSD referente:
a) Subvenção D < 350;
b) Outros.
17.A Figura 1 apresenta a TUSD e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:

#UNKNOWN!
Figura 1: Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD 7.
7. INCIDÊNCIA DA TUSD
18. Para os usuários do sistema de distribuição, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto:
I. Para concessionária ou permissionária de distribuição, o inciso II e a alínea “b” do inciso III do parágrafo 16 deste Submódulo;
II. Para a subclasse baixa renda, as alíneas “d”, “e” e “f” do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo;
III. Para a parcela do consumo atendido por empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, as alíneas “d”, “e” e “f” do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo; ¶ ¶
IV. Para a subclasse desconto social, na parcela de consumo de energia elétrica menor ou igual a 120 kWh/mês, as alíneas d e f do inciso II do parágrafo 16 deste Submódulo; e
V. Para centrais geradoras que possuem uma forma específica de cálculo da TUSD, conforme descrito nos Submódulos 7.3 e 7.4.
19. A TUSD classifica-se em:
I. TUSD AZUL:
a) TUSD AZUL ponta– R\$/kW;
b) TUSD AZUL fora ponta– R\$/kW; e
c) TUSD AZUL–R\$/MWh–definida sem distinção horária.
II.TUSD VERDE:
a)TUSD VERDE–R\$/kW-definida sem distinção horária;
b)TUSD VERDE ponta– R\$/MWh;e
c)TUSD VERDE fora ponta– R\$/MWh.
III. TUSD CONVENCIONAL binômia– R\$/kW eR\$/MWh–definida sem distinção horária;
IV. TUSD BRANCA:
a) TUSD BRANCA ponta–R\$/MWh;
b) TUSD BRANCA intermediária– R\$/MWh; e
c) TUSD BRANCA fora ponta– R\$/MWh.
V. TUSD CONVENCIONAL monômia – R\$/MWh–definida sem distinção horária;
VI. TUSD DISTRIBUIÇÃO- TUSDd:
a) TUSD DISTRIBUIÇÃO ponta– R\$/kW;
b) TUSD DISTRIBUIÇÃO fora ponta– R\$/kW; e
c)TUSD DISTRIBUIÇÃO– R\$/MWh–definida sem distinção horária.
VII. TUSD GERAÇÃO–TUSDg–R\$/kW–definida sem distinção horária.
8. COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA–TE
20. Os custos regulatórios que formam a TE são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária.
21. As funções de custos da TE são formadas de acordo com os seguintes componentes tarifários:
I. TE ENERGIA– é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor:
a) Energia para REVENDA- incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor sem a proporção de Angra 1 e 2; v) compra de geração distribuída.
b) CCEN–Custos provenientes de Angra 1 e Angra 2
II. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera os custos de:
a) Encargos de Serviços de Sistema– ESS e Encargo de Energia de Reserva– EER;
b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética– P&D_EE;
c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos– CFURH;
d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associada aos Empréstimos da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica– TE CDE; e
e) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético para modicidade tarifária resultado da desestatização da Eletrobras– CDE ELET; e
f) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético associado ao benefício tarifário do sistema de compensação da geração distribuída– CDE GD.¶

III. TE TRANSPORTE– é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.
IV. TE PERDAS– é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.
V. TE OUTROS–parcela da TE referente:
a) Subvenção D < 350;
b) Outros.
22. A Figura 2 apresenta a TE e as funções de custos com os respectivos componentes tarifários:
#UNKNOWN!
Figura 2: Funções de custos e componentes tarifários da TE
9. INCIDÊNCIA DA TE
23. Para o mercado de referência da TE, definido no parágrafo 7 deste Submódulo, aplicam-se todos os componentes tarifários, exceto:
I. Para concessionária ou permissionária de distribuição que possua Contrato de Compra e Venda de Energia–CCE como agente de distribuição supridor, agente da CCEE, o inciso IV do parágrafo 21 deste Submódulo; e
II. Para concessionária ou permissionária de distribuição que possua Contrato de Compra e Venda de Energia–CCE como agente de distribuição supridor, cotista de Itaipu, o inciso III do parágrafo21 deste Submódulo.¶
III. Para a sub classe baixa renda o item f do inciso II e o item b do inciso I do parágrafo 21 deste Submódulo;¶
III. Na parcela da energia compensada no âmbito do Sistema de Compensação de Energia Elétrica SCEE, os incisos I e III do parágrafo 21.
24. A TE classifica-se em:
I. Horária–ésegmentadaemdoispostostarifáriosouperíodosdefaturamento: a) TEponta-R\$/MWh; b) TEintermediária–R\$/MWh;e c) TEforaponta-R\$/MWh
II. TE convencional- R\$/MWh– definida sem distinção horária.
III. TE suprimento- R\$/MWh– definida sem distinção horária.
10. FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA
25. De forma a adequar a estrutura tarifária, tanto a distribuidora quanto os consumidores podem propor alterações, com análise substantiva, comprovando ser mais adequado e oportuno ao interesse público do que a proposta padrão, nos seguintes parâmetros de construção da tarifa de uso:
I. Utilização ou não do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca;
II. Utilização do posto intermediário para a modalidade tarifária horária Branca, em horário e duração diversa daquela estabelecida, sempre em períodos conjugados ao posto ponta;
III. Utilização de relação ponta/fora ponta/intermediário para a modalidade tarifária horária Branca diversa daquela estabelecida na proposta padrão;
IV. Utilização de relação entre a TUSD do posto fora de ponta da modalidade tarifária horária Branca e a TUSD da modalidade tarifária convencional– parâmetro kz–diversa daquela estabelecida na proposta padrão para cada subgrupo tarifário;
V. Fator de carga do cruzamento das retas tarifárias Azul e Verde;
VI. Utilização de relação ponta/fora ponta para as modalidades tarifárias horárias Azul e Verde diversa daquela estabelecida na proposta padrão;
VII. Valores dos Custos Marginais de Expansão calculados pela ANEEL, baseados em metodologia de custos médios; e
VII. Definição de horário de ponta distinto para parcela do mercado nos termos da Resolução Normativa nº 4141.000/201021, art. 59, ou o que vier a sucedê-la.
26. A distribuidora deve apresentar sua proposta conforme cronograma definido no Submódulo 10.1 e os consumidores, durante o rito da Audiência Pública específica da revisão.
27. Cabe à ANEEL analisar as propostas e definir os parâmetros a serem utilizados.
28. A Estrutura Tarifária Padrão, proposta pela ANEEL, terá os seguintes fatores
#UNKNOWN!
#UNKNOWN!
11. PUBLICAÇÃO DASTARIFAS DE APLICAÇÃO
12. DA FATURA DO CONSUMIDOR FINAL

#UNKNOWN!
13. DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS
13.1. MODALIDADE TARIFÁRIA CONVENCIONAL BINÔMIA¶¶
33. ¶ A modalidade tarifária convencional binômia será aplicada até o término do 3º RTP.¶
34. Nas revisões tarifárias, a partir de 2015, serão consideradas as tarifas de referência, conforme Submódulo 7.2, para a modalidade tarifária convencional binômia na definição das TUSD e TE, contudo, não serão publicadas Tarifas de Aplicação para essa modalidade.
13.1. MODALIDADES TARIFÁRIAS PARA O SISTEMA ISOLADO
33. Aplicam-se ao sistema isolado as mesmas modalidades tarifárias do Sistema Interligado Nacional- SIN. 13.3.
13.2. TRANSIÇÃO DA APLICAÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA
34. A ANEEL poderá propor período de transição em virtude de impactos tarifários significativos aos usuários do sistema de distribuição provenientes da aplicação deste PRORET.
13.3. EFEITO AO CONSUMIDOR
35. Na divulgação dos resultados do processo tarifário, será apurado o Efeito ao Consumidor por subgrupo e modalidade tarifária, considerando um consumidor-padrão equivalente ao Mercado de Referência.
13.4 DESCONTO PARA FONTES INCENTIVADAS
36. O percentual de redução ao qual se refere o inciso II do art. 5º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, ou o que vier sucedê-lo, será aplicado sobre a função de custo TUSD TRANSPORTE.
ANEXO II
Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição
Submódulo 7.2
TARIFAS DE REFERÊNCIA
Versão 2.X
1. OBJETIVO
1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Referência , necessárias para a definição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição– TUSD e da Tarifa de Energia– TE .
2. ABRANGÊNCIA
3. TARIFAS DE REFERÊNCIA– TUSD FIO B
#UNKNOWN!
4. TARIFAS DE REFERÊNCIA– TUSD FIO A
5. TARIFAS DE REFERÊNCIA– TUSD TRANSPORTE
5.3. TARIFAS DE REFERÊNCIA– TUSD FIO B PARA PARCELA FIXA MENSAL¶¶
45. A parcela fixa mensal, cobrada em R\$ por unidade consumidora, será diferenciada pelo número de fases, representando os custos de uso exclusivo do sistema de medição e os custos de emissão da fatura.
46. A parcela fixa mensal poderá ser diferenciada pela tecnologia de medição e pelo formato de emissão da fatura.¶
6. TARIFAS DE REFERÊNCIA– TUSD PERDAS
7. TARIFAS DE REFERÊNCIA– TUSD ENCARGOS
#UNKNOWN!

8. TARIFAS DE REFERÊNCIA- TE ENERGIA
9. TARIFAS DE REFERÊNCIA- TE TRANSPORTE, TE PERDAS E TE ENCARGOS
10. TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA O SUBGRUPO A1
11. TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA SUBGRUPO B4(IP)
12. TARIFAS DE REFERÊNCIA PARA CENTRAIS GERADORAS
ANEXO LIII
Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição
Submódulo 7.3
TARIFAS DE APLICAÇÃO
Versão 2.X6
1. OBJETIVO
1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Aplicação , necessárias para a definição da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e da Tarifa de Energia – TE .
2. ABRANGÊNCIA
3. TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD DE APLICAÇÃO
4. TARIFA DE ENERGIA- TE DE APLICAÇÃO
5. BENEFÍCIOS TARIFÁRIOS
6. TARIFA DE APLICAÇÃO-CENTRAIS GERADORAS
7. TARIFA DE APLICAÇÃO-UNIDADES CONSUMIDORAS DO SUBGRUPO A1
8. TARIFA DE APLICAÇÃO- MODALIDADE DE DISTRIBUIÇÃO
9. TARIFA DE APLICAÇÃO- SUBVENÇÃO DISTRIBUIDORAS COM MERCADO PRÓPRIO ANUAL INFERIOR A 350 GWh
10. PERCENTUAIS DE REDUÇÃO TUSD E TE- SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SCEE
52. Aplica-se período de transição aos benefícios tarifários incidentes na parcela de consumo de energia compensada, nos termos da Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. O período de transição é vinculado com a data de conexão e modalidade de geração, conforme segue:
I.– GDI : conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023 , de acordo com art. 26 da Lei nº 14.300/2022. O percentual de redução será de 100% a ser aplicado na TUSD e TE para estabelecimento da tarifa de aplicação utilizada no faturamento da parcela de consumo de energia compensada até 31 de dezembro de 2045 ;
II.– GD II : conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas condições de GD III descrita neste Submódulo, de acordo com o caput do art. 27 da Lei nº 14.300/2022. Os percentuais de redução a serem aplicados na TUSD e TE para estabelecimento da tarifa de aplicação utilizada no faturamento da parcela de consumo de energia compensada até 31 de dezembro de 2028 serão:
a) TUSD: uma razão do correspondente valor, considerando a incidência de todos os componentes tarifários, e a aplicação dos percentuais de benefícios tarifários no componente tarifário TUSD Fio B, por ano civil:
i. 85% de 08/01/2023 a 31/12/2023;
ii. 70% de 01/01/2024 a 31/12/2024;
iii. 55% de 01/01/2025 a 31/12/2025;
iv. 40% de 01/01/2026 a 31/12/2026;
v. 25% de 01/01/2027 a 31/12/2027;
vi. 10% de 01/01/2028 a 31/12/2028;
b) TE: 100% , considerando a não incidência das funções de custos TE Energia e TE Transporte.
III.– GD III : conexões solicitadas a partir de 8 de janeiro de 2023, com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente de energia, de acordo com o § 1º do art. 27 da Lei n. 14.300/2022. Os percentuais de redução a serem aplicados na TUSD e TE para estabelecimento da tarifa de aplicação utilizada no faturamento da parcela de consumo de energia compensada até 31 de dezembro de 2028, serão:
a) TUSD: uma razão do correspondente valor, considerando:
i. 60% do componente TUSD Fio A;
ii. 100% dos componentes tarifários da TUSD ENCARGOS: ONS, CDE, CDE CONTAS e PROINFA;
iii. 100% da função de custo TUSD PERDAS; e
iv. 100% da função de custo TUSD OUTROS;
b) TE, considerando, a não incidência das funções de custos TE Energia e TE Transporte:
i. 100% da função de custo TE PERDAS;
ii. 100% dos componentes tarifários da TE ENCARGOS: CFRUH, ESS/ERR, TECDE, CDEGD e CDEELET; e
iii. 100% da função de custo TE OUTROS.
53. Os percentuais de redução definidos no parágrafo anterior serão publicados nas Resoluções Homologatórias dos processos tarifários de distribuição.
11. ¶ PARCELA FIXA MENSAL DE APLICAÇÃO ¶
54. A parcela fixa mensal, cobrada em R\$ por unidade consumidora, da TUSD Fio B base econômica e base financeira não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência. ¶ ¶
55. Os valores recuperados pela parcela fixa mensal serão considerados na construção da parcela de consumo de energia elétrica da componente TUSD Fio B