

Nota Técnica nº 139/2021–SGT/ANEEL

Em 18 de junho de 2021

Processos nº 48500.0004625/2020-98

**Assunto: Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD – e de Tarifa de Energia – TE – da ENF – Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A. relativas à revisão tarifária periódica de 2021 – Versão Final.**

## I - DO OBJETIVO

1. Apresentar o cálculo das Tarifas de Referência e Aplicação da TUSD e TE, realizado no âmbito do processo de revisão tarifária periódica de 2021 da Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A. - ENF.

## II - DOS FATOS

2. O Contrato de Concessão nº 42/1999, concede a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica para a ENF e estabelece o ciclo tarifário da distribuidora, com a quarta revisão tarifária periódica definida para 22/06/2021.

3. Na revisão tarifária são revistos os custos para prestação do serviço de distribuição de energia. Também é estabelecida a nova estrutura das tarifas a serem praticadas pela distribuidora. Define-se assim novas tarifas de referência, novas relações e sinais entre as diversas tarifas que compõem os subgrupos e suas modalidades tarifárias.

4. As metodologias e procedimentos aplicáveis ao processo de revisão tarifária são definidas nos Procedimentos de Revisão Tarifária – PRORET, sendo os principais:

- I. Módulo 2: cálculo do reposicionamento tarifário;
- II. Módulo 7: cálculo da estrutura tarifária (construção das tarifas);
- III. Submódulo 6.3: cálculo dos encargos de conexão de acessantes;
- IV. Submódulo 10.1: ordem e condições de realização do processo.

5. Além desses, o cálculo também se fundamenta no disposto nos Módulos 2, 6 e 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, no tocante aos dados recebidos para cálculo das tarifas de referência.



A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 014E6761005E3491

P. 2 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

6. A proposta preliminar da estrutura tarifária foi apresentada na Consulta Pública nº 09/2021<sup>1</sup>, pela Nota Técnica nº 44/2021-SGT/ANEEL, para recebimento de contribuições com vistas ao aprimoramento do cálculo.

7. As contribuições recebidas foram analisadas e o Relatório de Análise das Contribuições constam da Nota Técnica nº 125/2021-SGT/ANEEL, de 15 de junho de 2021.

### REFERÊNCIA DOS DADOS UTILIZADOS

8. Os dados utilizados foram encaminhados pela distribuidora e também foram obtidos de outros processos que se relacionam com o cálculo da estrutura tarifária.

**Tabela 1 - Dados utilizados no processo**

Dado	Origem
Mercado	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP Carta ENERGISANF/VPR-ANEEL/Nº026/2020
Custos regulatórios	Nota Técnica nº 132/2021-SGT/ANEEL, de 17/06/2021, que define o reposicionamento tarifário
Dados Físicos	Carta ENERGISANF/VPR-ANEEL/Nº026/2020
Curvas de carga e Fluxo de potência	Carta ENERGISANF/VPR-ANEEL/Nº026/2020
Custos unitários	Carta ENERGISANF/VPR-ANEEL/Nº026/2020
Dados de perdas Técnicas	Calculado pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD Nota Técnica nº 11/2021-SRD/ANEEL, de 19/02/2021 e Memorando nº 30/2021-SRD/ANEEL

9. O Ofício Circular nº 32/2020-SGT/ANEEL, de 05 de novembro de 2020, complementou informações sobre o encaminhamento da campanha para o servidor de dados *ftp* da ANEEL

## III – DA ANÁLISE

### III.1 – RESULTADOS

#### CONSUMIDORES

10. O resultado da revisão tarifária da ENF implicará efeitos médios a serem percebidos de forma distinta de acordo com o subgrupo<sup>2</sup>, modalidade, contratação (cativo ou livre), conforme os resultados demonstrados nos

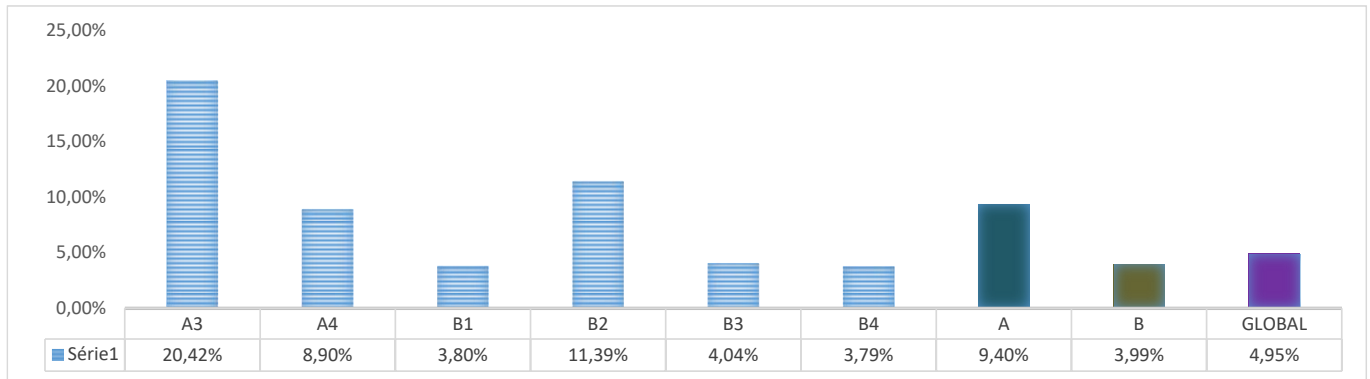
<sup>1</sup> [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br), no link Participação Pública → Audiências públicas

<sup>2</sup> Subgrupos conforme art. 2º REN 414/2010: A1 (≥ 230 kV); A2 (88 a 138 kV); A3 (69 kV); A3a (30 a 44 kV); A4 (2,3 a 25 kV); AS (< 2,3 kV subterrâneo); B1 (residencial); B2 (rural); B3 (demais classes); B4 (Iluminação pública); B (< 2,3 kV); A (≥ 2,3 kV)

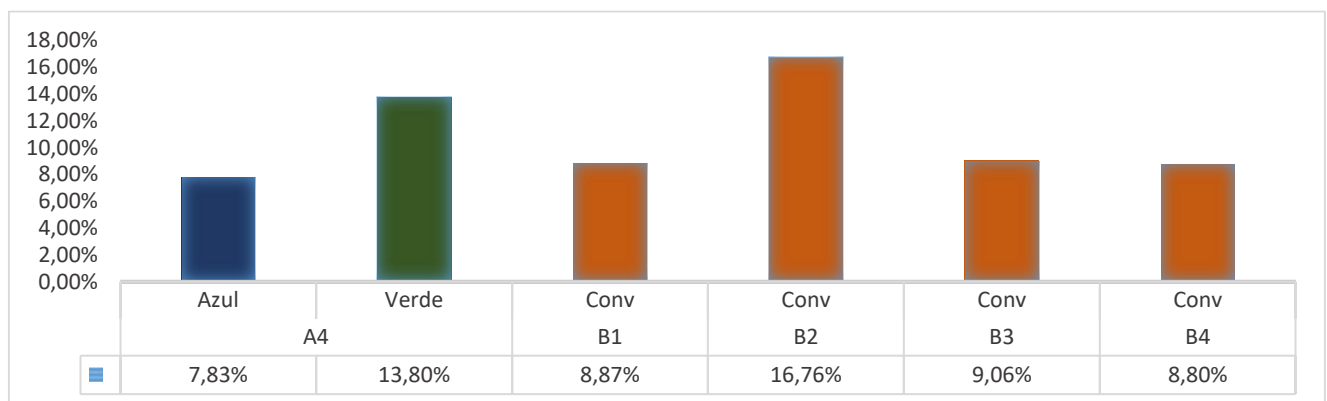


P. 3 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

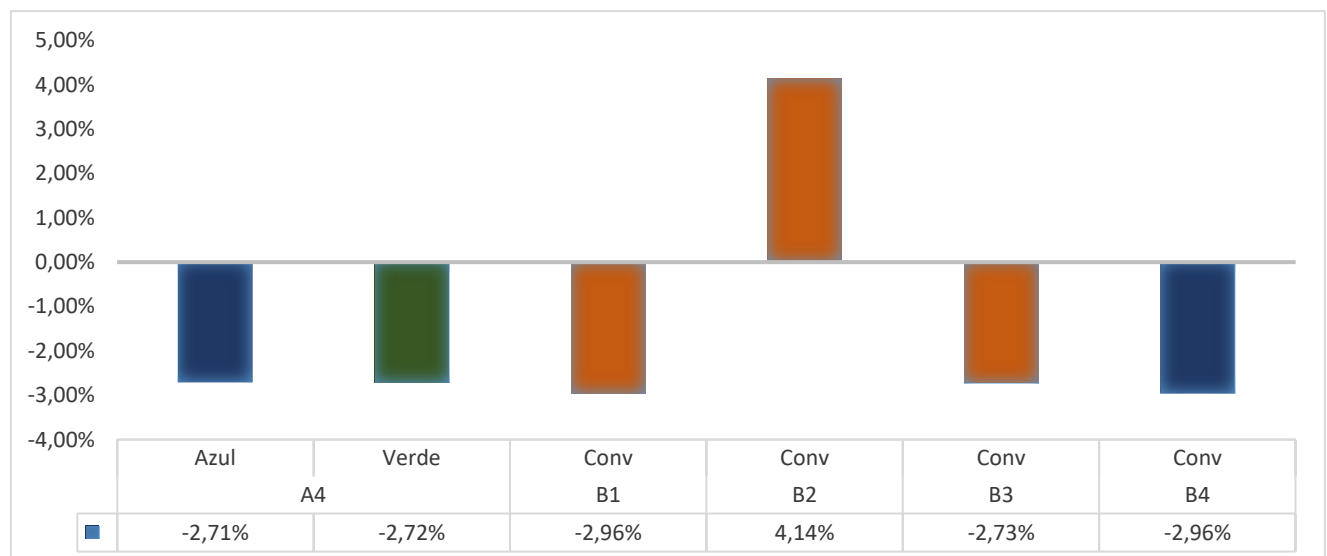
gráficos a seguir. A comparação é feita em relação ao último processo tarifário aprovado pela Resolução Homologatória nº 2.698/2020.



**Gráfico 1 – Efeito Médio por subgrupo (financeiro)**

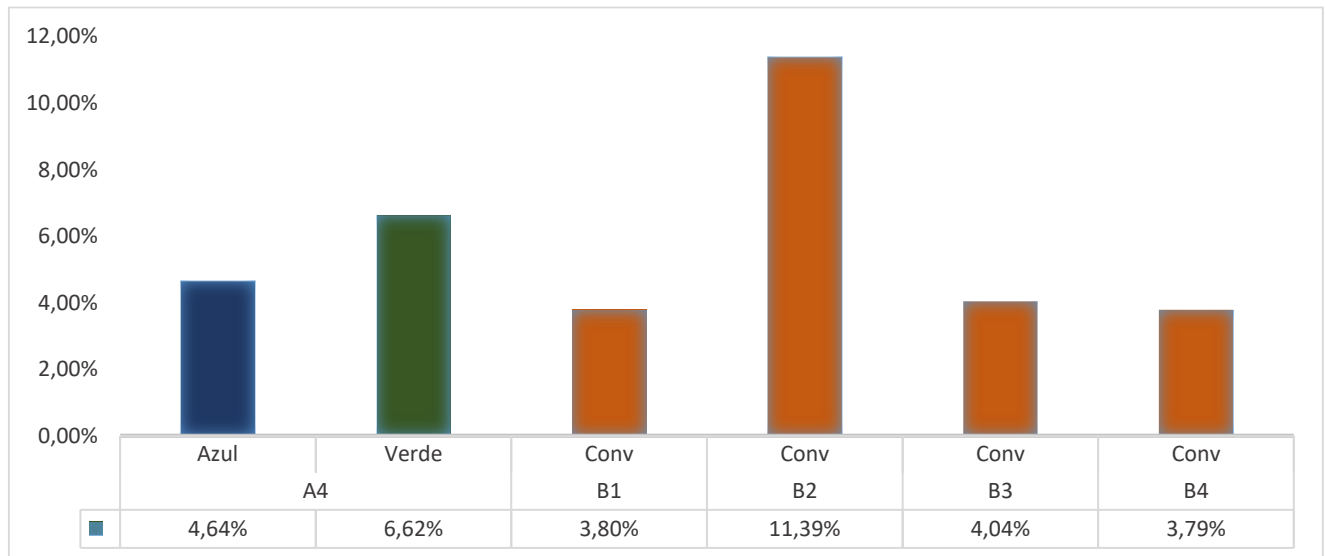


**Gráfico 2 – Efeito Médio TUSD por modalidade e subgrupo (financeiro)**



P. 4 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

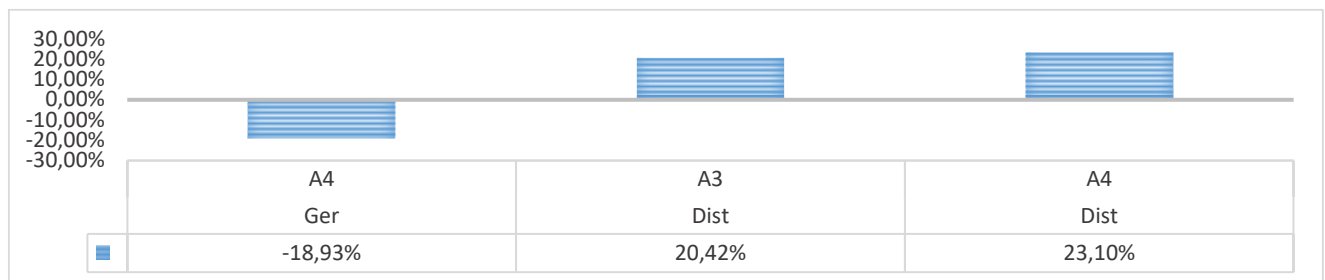
**Gráfico 3 – Efeito Médio TE por modalidade e subgrupo (financeiro)**



**Gráfico 4 – Efeito Médio por Modalidade e subgrupo, consumidor cativo (financeiro)**

### DEMAIS ACESSANTES

11. O gráfico a seguir apresenta o efeito médio da TUSD para os demais acessantes: Geração e Distribuição por subgrupo tarifário.



**Gráfico 5 – Efeito Médio por modalidade e subgrupo (demais acessantes) (financeiro)**

12. A Tabela 2 apresenta as tarifas de aplicação, base financeira, e as relações entre as tarifas das modalidades convencional e Branca para o Grupo B para os subgrupos em que exista a opção de escolha do consumidor.



P. 5 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

**Tabela 2 – Valores das Tarifas por modalidade e subgrupo - Grupo B**

Subgrupo	Convencional (R\$/MWh)	Branca (R\$/MWh)			Variação tarifa Branca/Convencional		
		Ponta	Intermediário	Fora Ponta	Ponta	Intermediário	Fora Ponta
B1 (< 2,3 kV - Residencial)	687,55	1334,22	832,03	512,61	94,05%	21,01%	-25,44%
B1 (< 2,3 kV - Residencial) - baixa renda	613,10						
B2 (< 2,3 kV - Rural)	605,04	1244,39	774,36	465,15	105,67%	27,98%	-23,12%
B3 (< 2,3 kV – Demais Classes)	687,55	1621,70	1004,52	570,10	135,87%	46,10%	-17,08%
B4a (< 2,3 kV - IP)	378,15						

### III.2 - DADOS DE ENTRADA

13. Para obtenção dos resultados apresentados foram utilizados os seguintes dados de entrada:

**Tabela 3 – Dados utilizados e origem**

Dado	Origem	Detalhes	Referência
Mercado	SAMP	Faturado (Demanda e Energia)	Período de referência (12 meses anteriores)
	Distribuidora	Medido (Energia)	12 meses conforme orientação da ANEEL
Custos regulatórios	Cálculo reposicionamento tarifário	Discriminada por componente tarifário	
Dados Físicos	Distribuidora	Quantidade por módulo	Conforme orientação da ANEEL
Custos unitários	Distribuidora	Custo por módulo	Valor de reposição atual
Curvas de carga e Fluxo de potência	Distribuidora	Tipologias	Momento de carga máxima
		Diagrama unifilar	Momento de carga máxima
Dados de perdas Técnicas	ANEEL/SRD (cálculo perdas técnicas)	Fator de perdas de potência média	12 meses conforme cálculo da ANEEL/SRD
		Fator de perdas por agrupamento	12 meses conforme cálculo da ANEEL/SRD

### III.3 - TARIFAS DE REFERÊNCIA – TUSD

#### i. Cálculo dos Custos Médios

14. Para os Custos Marginais de Expansão por agrupamento (faixa de tensão), foram utilizados os Custos Médios, obtidos por módulos de equipamentos/redes, considerando a razão entre o custo total, obtido pelo produto dos custos unitários e o quantitativo de cada módulo, e o carregamento máximo do agrupamento, com base no sistema de distribuição existente na referência adotada.

15. O detalhamento do cálculo dos custos médios está descrito nas Notas Técnicas nº 065/2014-SRD/SRE-ANEEL, de 14 de julho de 2014 e nº 92/2014-SGT/SRD/ANEEL, de 09 de abril de 2015, e pode ser reproduzido na planilha disponibilizada.



P. 6 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

16. Os resultados dos custos médios por agrupamentos estão indicados na Tabela 4.

**Tabela 4 – Custos Médios**

Agrupamento	Custo Médio
	R\$/kW
AT-3	68,38
MT	389,37
BT	288,67

## ii. Cálculo da Proporção de Fluxo

17. A proporção de fluxo é obtida do diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência do sistema elétrico da distribuidora. Esse foi construído com base nas medições fornecidas pelas distribuidoras nas fronteiras da sua rede no momento de carga máxima do sistema (injeções) e nas tipologias de carga e rede.

18. A Tabela a seguir apresenta os valores apurados de proporção de fluxo total (proporção de fluxo direta mais proporção de fluxo indireta) entre os subgrupos tarifários.

**Tabela 5 – Proporção de Fluxo Total<sup>3</sup>**

Agrupamento	AT-2	AT-3	MT	BT
AT-2	1,00			
AT-3	0,00	1,00		
MT	0,14	0,86	1,00	
BT	0,14	0,86	1,00	1,00

## iii. Tipologias de cargas e redes

19. As tipologias representam o comportamento dos consumidores e o carregamento das redes da distribuidora em análise.

20. A distribuidora obteve um conjunto de curvas de carga de consumidores e de transformações de tensão por meio da campanha de medidas. Posteriormente, realizou-se a agregação das curvas características para obtenção da tipologia da carga, da rede e das injeções. Essas tipologias foram obtidas por meio de técnicas estatísticas de agrupamento. O relatório fornecido pela distribuidora detalha a definição das tipologias.

21. Como parte do processo, as tipologias encaminhadas pela distribuidora foram ajustadas ao mercado de referência dos respectivos agrupamentos<sup>4</sup>.

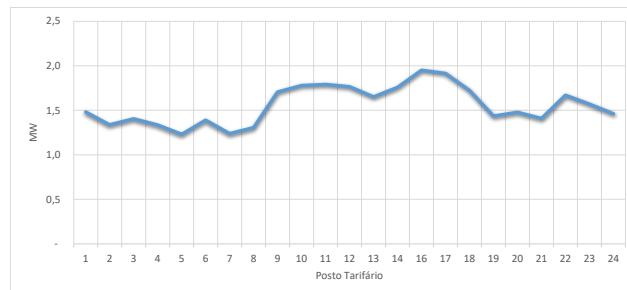
<sup>3</sup> Os relatórios do aplicativo Cálculo das Tarifas de Referência – CTR utilizados no cálculo das Tarifas de Referência adotam como terminologia do agrupamento MT (que agrega os subgrupos A4 e A3a) como A4, e do agrupamento BT (que agrega o Grupo B e o subgrupo AS) como B.

<sup>4</sup> Corresponde ao mercado do período de referência. O período de referência, por definição do PRORET, corresponde ao período de 12 meses imediatamente anteriores ao mês da revisão tarifária periódica.

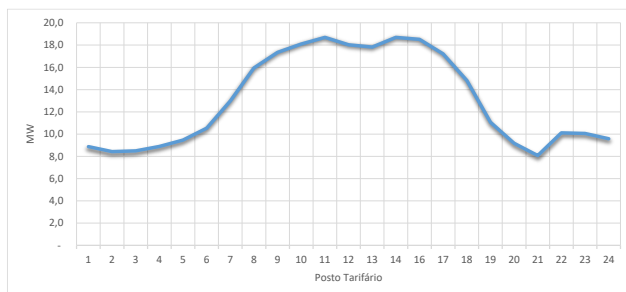


P. 7 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

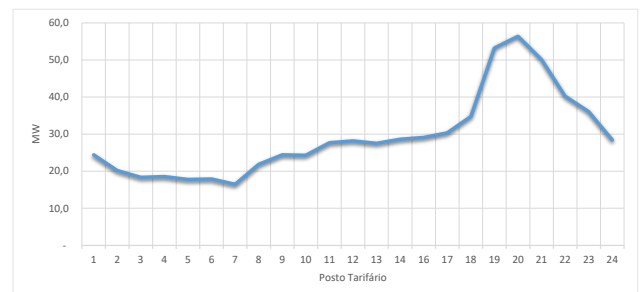
22. Os agregados das tipologias de carga por agrupamento já ajustados ao mercado são apresentados nos Gráficos a seguir.



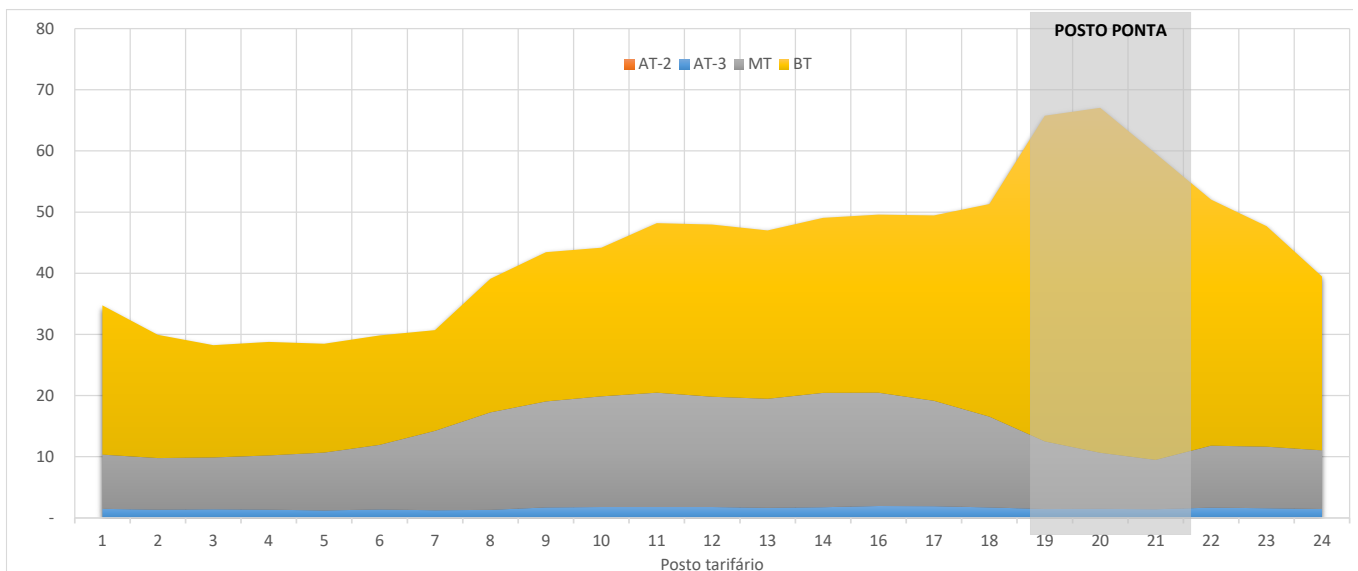
**Gráfico 6 – Consumidor-tipo AT-3 – Agregado**



**Gráfico 7 – Consumidor-tipo MT – Agregado**



**Gráfico 8 – Consumidor-tipo BT – Agregado**



**Gráfico 9 – Agregado Consumidores-tipo**

#### iv. Definição dos postos tarifários ponta, fora ponta e intermediário

23. Os custos marginais de capacidade foram calculados para os postos tarifários ponta e fora ponta, definidos na REN nº 414/10:

- Horário de ponta: período composto por 3 (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,





P. 8 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi e mais oito feriados nacionais;

- Horário fora de ponta: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

24. A ENF informou que o horário de ponta praticado atualmente é o das 18h00 às 20h59. Ela solicitou que fossem mantidos os atuais postos tarifários, motivado pelo comportamento da carga, em especial das unidades consumidoras de baixa tensão.

25. A análise dos agregados dos consumidores-tipo obtidos pela distribuidora e ilustrados anteriormente mostra que o horário de ponta proposto pela distribuidora está coerente com as curvas de carga agregada de seu sistema elétrico.

26. Quanto ao posto intermediário, aplicável somente à modalidade tarifária horária Branca do Grupo B, a distribuidora não apresentou propostas. Portanto, conforme regulamentação do PRORET, esse será definido em dois períodos de 1 hora, imediatamente anterior e posterior ao posto ponta.

**Tabela 6 – Postos tarifários**

Grupo A	
Posto Fora Ponta	Posto Ponta
21h00 às 17h59 (dia seguinte)	18h00 às 20h59

Grupo B		
Posto Fora Ponta	Posto Intermediário	Posto Ponta
22h00 às 16h59 (dia seguinte)	17h00 às 17h59	18h00 às 20h59
	21h00 às 21h59	

#### v. Fatores de Perdas de Potência

27. O Fator de Perdas de Potência – fpp – é utilizado no cálculo da estrutura vertical da Parcela B e da Tarifa de Referência dos custos de uso dos sistemas de transmissão e do sistema de distribuição de outras distribuidoras.

28. Utilizou-se a perda de potência para a demanda média, calculada no processo definição dos índices de perdas técnicas, conforme Módulo 7 do PRODIST, como estimativa da taxa média de perda potência.





P. 9 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

**Tabela 7 – Fatores de Perdas de Potência para demanda média**

Agrupamento	AT-2	AT-3	MT	BT
AT-2	0,0000			
AT-3	0,0000	0,0042		
MT	0,0136	0,0201	0,0136	
BT	0,0292	0,0358	0,0292	0,0035

#### vi. Estrutura Vertical<sup>5</sup>

29. A Estrutura Vertical – EV – é a proporção relativa entre os agrupamentos tarifários, definidos por níveis de tensão (grupos e subgrupos tarifários), utilizada na construção do componente tarifário TUSD-FIO B, referente aos custos de Parcela B da receita requerida de distribuição.

30. A EV foi obtida com base na repartição da receita teórica entre os agrupamentos tarifários (subgrupos/grupos) definidos de acordo com os níveis de tensão, proporcionais aos custos marginais de capacidade (CMC) e ao mercado teórico de demanda. Posteriormente, esses foram corrigidos considerando que uma parcela dos custos foi rateada de forma proporcional ao número de unidades consumidoras de cada agrupamento tarifário. Adicionalmente é realizado ajuste ao mercado faturado considerando a relação ponta/fora ponta.

31. O CMC foi calculado por meio da ponderação do valor do custo marginal de expansão de cada subgrupo/grupo tarifário (obtido por meio dos custos médios) pela forma como o fluxo de potência se distribui pelas redes (obtida por meio dos fatores de proporção de fluxo) e pela forma como os consumidores do sistema de distribuição utilizam as redes da distribuidora (obtida através dos fatores de responsabilidade de potência).

32. A Responsabilidade de Potência – RP – introduz a sinalização horária no cálculo do custo marginal de capacidade do consumidor-tipo. Indica a participação, por posto tarifário, de determinado consumidor-tipo na formação das demandas de ponta das redes que atendem o nível de tensão em que ele se conecta, bem como os níveis de tensão a montante. A Responsabilidade de Potência foi obtida por meio das tipologias de cargas, redes e injeções, do fator de perdas de potência e do fator de coincidência dos consumidores-tipo nas pontas das redes-tipo.

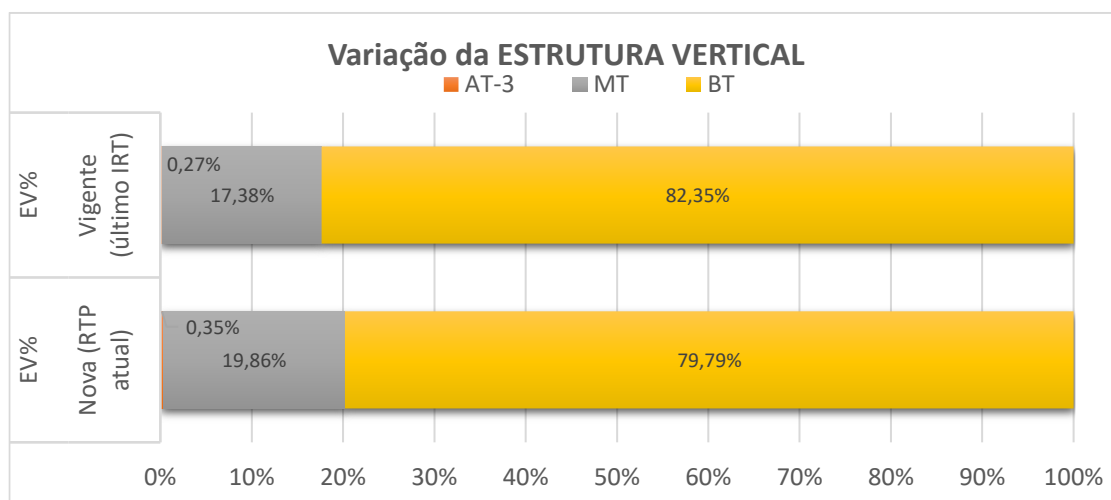
**Tabela 8 – Estrutura Vertical**

Agrupamento	EV%	
	Nova (RTP atual)	Vigente (último IRT)
AT-3	0,35%	0,27%
MT	19,86%	17,38%
BT	79,79%	82,35%

<sup>5</sup> No cálculo da Estrutura Vertical das distribuidoras, a ANEEL utiliza o aplicativo CTR, versão 2.20.0.1.



P. 10 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.



**Gráfico 10 – Estrutura Vertical**

#### vii. Tarifas de Referência

33. As Tarifas de Referência – TR – refletem a relatividade para os diversos subgrupos e modalidades tarifárias e são base de cálculo das Tarifas de Aplicação para cada um dos componentes de custo.

34. Cada componente da TUSD possui custos específicos, que são calculados: i) como selo, em R\$/kW ou em R\$/MWh; ii) de forma proporcional aos custos marginais de capacidade; ou iii) pela responsabilidade de custos de determinado subgrupo tarifário.

35. As Tarifas de Referência consideradas no cálculo da TUSD estão detalhadas na Tabela a seguir.

**Tabela 9 – Composição das TR da TUSD**

Função/componente	Definição	Critério de rateio
TUSD Fio A	Custo com o uso e a conexão às instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira, e rede de distribuição de outras distribuidoras	Responsabilidade de Custo (R\$/kW)
TUSD Fio B	Remuneração dos ativos, quota de reintegração decorrente da depreciação, custos operacionais	Custo Marginal (R\$/kW)
TUSD – Perdas Não Técnicas	Correspondente ao custo das perdas não técnicas de energia em MWh, valorada pelo preço médio de compra	% da receita de TUSD (R\$/MWh)
TUSD – Perdas Técnicas	Custo das perdas técnicas da distribuição, em MWh, valorada pelo preço médio de compra	Perdas do Subgrupo Tarifário (R\$/MWh)
TUSD – Perdas RB / Distribuição	Custo das perdas elétricas na Rede Básica devido às perdas no sistema de distribuição	Perdas do Subgrupo Tarifário (R\$/MWh)
TUSD – Encargos (P&D_EE, TFSEE)	Custos dos Encargos Setoriais (P&D_EE, TFSEE)	Selo por subgrupo (R\$/MWh)
TUSD – Encargos (ONS*, PROINFA)	Custos dos Encargos Setoriais (ONS e PROINFA)	Selo (R\$/MWh)
TUSD – Encargos (CDE)	Custo do Encargo Setorial (CDE)	Trajatória regulatória estabelecida no PRORET 7.2 (Tabela 2) (R\$/MWh)

\* somente para contratos que ainda não celebraram o termo aditivo.

P. 11 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

36. Obedecendo a sequência de cálculo, as Tarifas de Referência são inicialmente calculadas segundo os critérios definidos na tabela anterior. Numa segunda etapa, essas tarifas são ajustadas de acordo com as modalidades tarifárias de cada subgrupo/grupo tarifário, uma vez que cada uma possui características específicas de tarifação de acordo com os postos tarifários e a forma de faturamento em demanda ou energia.

**a) Tarifas de Referência – TUSD Fio A**

37. As Tarifas de Referência TUSD FIO A determinam as relatividades entre as tarifas dos agrupamentos tarifários para recuperação dos custos incorridos pela distribuidora com o uso de ativos de propriedade de terceiros: rede básica, rede básica de fronteira, rede de outra distribuidora e conexão às instalações de transmissão e distribuição.

38. A metodologia aplicada busca definir um critério de alocação que leve em consideração a responsabilidade dos usuários na formação dos custos da TUSD FIO A, como definido no Submódulo 7.1 do PRORET.

39. Os dados de curvas agregadas de carga e rede, fatores de perda de potência e proporções de fluxo para o cálculo das Tarifas de Referência TUSD FIO A são os mesmos utilizados no cálculo das Tarifas de Referência TUSD FIO B.

**b) Tarifas de Referência – TUSD Fio B**

40. Com base em todos os insumos apresentados, pode-se calcular as Tarifas de Referência TUSD FIO B, que são obtidas por modalidade, agrupamento e posto tarifário de acordo com as equações definidas no Submódulo 7.1 do PRORET.

41. O mercado de referência de demanda para os agrupamentos AT, Grupo A, é o mercado faturado, sendo este ajustado, com base no perfil típico do agrupamento tarifário, quando não existir a segregação ponta e fora de ponta. O mercado de referência de demanda para o agrupamento BT, Grupo B, baseia-se nas tipologias ajustadas ao mercado faturado.

42. A relação ponta/fora de ponta das Tarifas de Referência TUSD FIO B de cada agrupamento tarifário é determinada de forma que seja mantida a atual relação ponta/fora de ponta da Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE (FIO A + FIO B). Em alguns casos essa relação pode ser alterada caso não seja garantida a relação máxima de 10 vezes para o componente FIO B. No caso da ENF, a atual relação ponta/fora de ponta não foi mantida nos agrupamentos AT-3. Quanto aos agrupamentos AT-3 e MT, a relação foi alterada por solicitação, devidamente analisada, de flexibilização de estrutura tarifária, como será discutido mais adiante nesta Nota Técnica.

43. A Tabela a seguir apresenta a relação ponta/fora de ponta das Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE da ENF.



P. 12 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

**Tabela 10 - Relação entre os postos tarifários da Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE**

Agrupamento	RPFP		RINT-FP
	Atual	RTP	
	(Último reajuste)		
AT-3	3,12	1,88	
MT	3,12	2,50	
BT	5,00	5,00	3,00

**c) Tarifas de Referência – Perdas Técnicas**

44. Os valores das Tarifas de Referência – Perdas Técnicas foram obtidos através do fator de perdas de energia. O fator de perdas de energia – fpe – aloca as perdas técnicas entre os agrupamentos tarifários de acordo com a contribuição de cada agrupamento nessas perdas. Os montantes de perdas técnicas de energia por nível e por transformação entre níveis, calculados conforme o Módulo 7 do PRODIST, foram utilizados como insumos para o cálculo do fpe. Essas Tarifas de Referência foram definidas em R\$/MWh.

**d) Tarifas de Referência – Perdas Não Técnicas e Receitas Irrecuperáveis**

45. Como definido no Submódulo 7.3 do PRORET, deve-se distribuir o custo proporcionalmente à distribuição de receita referente à TUSD, excluindo o componente perdas não-técnicas e receita irrecuperável. Com base neste custo, o valor do componente TUSD Perdas Não-Técnica é calculado na forma de um selo em R\$/MWh por agrupamento tarifário.

46. A mesma Tarifa de Referência é adotada para o cálculo da componente Receitas Irrecuperáveis.

**e) Tarifas de Referência – Encargos**

47. Conforme definido no Submódulo 7.2 do PRORET, as Tarifas de Referência da TUSD ENCARGOS, salvo TFSEE e P&D\_EE, possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.

48. Para TFSEE, as Tarifas de Referência, em R\$/MWh, serão a relação entre a receita de cada subgrupo tarifário do Grupo A e a do Grupo B – obtida pelo produto do componente TUSD FIO B base econômica pelo Mercado de Referência – e o respectivo mercado de energia.

49. Para P&D\_EE, as Tarifas de Referência serão obtidas, em R\$/MWh, pela aplicação da alíquota percentual de P&D\_EE ao somatório dos componentes tarifários, base econômica, referentes à: TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD PERDAS, PROINFA, ONS e TFSE

50. Para a TUSD CDE, as tarifas de referência estão definidas na Tabela 2 do Submódulo 7.2 do PRORET, seguindo a trajetória regulatória estabelecida em lei.

51. Deve-se considerar ainda a não incidência das componentes tarifárias CDE e PROINFA para a subclasse residencial baixa renda.



P. 13 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

#### f) Tarifas de Referência – Modalidades

52. As Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE, obtidas em R\$/kW, foram utilizadas para o cálculo da modalidade tarifária horária azul dos subgrupos do Grupo A. Para as demais modalidades dos subgrupos do Grupo A e para o Grupo B devem ser realizados ajustes.

53. Para a modalidade horária verde, a Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE do posto ponta é convertida para R\$/MWh pelo Fator de Carga (FC) de cruzamento das retas tarifárias verde e azul.

54. O valor do fator de carga de cruzamento das retas tarifárias foi definido em 0,66, valor padrão regulamentado no PRORET.

55. Para a modalidade convencional binômia do Grupo A, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora de ponta foram convertidas para uma única Tarifa de Referência TUSD TRANSPORTE em R\$/kW com base no perfil típico de consumo da modalidade. Cabe destacar que essas tarifas foram utilizadas no processo de cálculo tarifário, mas não serão publicadas.

56. No caso da modalidade convencional monômia do Grupo B, as Tarifas de Referência TUSD TRANSPORTE ponta e fora de ponta foram convertidas para uma Tarifa de Referência em RS/MWh por meio do mercado de teórico de demanda, obtido das tipologias e do mercado de referência de energia.

57. As Tarifas de Referência por subgrupo e modalidade tarifária estão detalhadas na planilha de cálculo.

58. A correlação entre os agrupamentos adotados na construção das Tarifas de Referência e os subgrupos/modalidades que possuem Tarifas de Aplicação calculadas estão descritas no quadro a seguir.

**Tabela 11– Correlação entre agrupamento e Subgrupo**

Subgrupo/Grupo	Agrupamento
A2	AT-2
A3	AT-3
A3a	MT
A4	MT
AS	BT
B	BT

**Tabela 12 – Correlação entre Tarifas de Referência e Aplicação**

Modalidade (Tarifa de Referência)	Modalidade (Tarifa de Aplicação)
TLU tarifa de longa utilização na ponta	Tarifa horária Azul
TCU tarifa de curta utilização na ponta	Tarifa horária Verde
TCV tarifa convencional	Tarifa convencional Monômia
TB	Tarifa horária Branca

#### g) Tarifas de Referência – Modalidade Uso Distribuição

59. Conforme define o Submódulo 7.2 do PRORET, a Tarifa de Referência TUSD Transporte modalidade distribuição será diferenciada conforme o tipo de conexão entre as distribuidoras.





P. 14 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

#### h) Tarifas de Referência – Modalidade Geração

60. Conforme define o Submódulo 7.4 do PRORET, as tarifas para as centrais geradoras serão diferenciadas por subgrupo tarifário.

61. Para o subgrupo A2, as tarifas são definidas segundo a REN nº 349/2009, sendo uma tarifa locacional e nominal. No caso da ENF, não existem centrais geradoras pertencentes a este subgrupo tarifário.

62. Para o subgrupo A3, conforme PRORET 7.4, a tarifa vigente deve ser atualizada pelo IGP-M. No caso da ENF não existem centrais geradoras pertencentes a estes subgrupos tarifários.

63. O PRORET 7.4 define metodologia específica para definição da TUSDg dos subgrupos A3a e A4 e Grupo B.

#### III.4 TARIFAS DE REFERÊNCIA – TE

64. A Tarifa de Referência para o componente TE - Energia é definida conforme tabela abaixo.

**Tabela 13 – Tarifas de Referência TE – Energia elétrica comprada para revenda**

POSTO/MODALIDADE		TR - TE R\$/MWh
TR_EN <sub>P</sub>	Energia horária posto ponta	1,72
TR_EN <sub>FP</sub>	Energia horária posto fora ponta	1,00
TR_EN <sub>C</sub>	Energia convencional	1,06

65. Conforme definido no PRORET 7.2, as Tarifas de Referência para a TE TRANSPORTE, TE PERDAS e TE ENCARGOS possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário, uma vez que o fator de ajuste no cálculo da tarifa de aplicação recupera os custos associados.

66. Por fim, ressalta-se que todas as Tarifas de Referência constam nas guias “TR TUSD” e “TR TE” da planilha PCAT.

#### III.5 MERCADO DE REFERÊNCIA

67. O mercado de referência compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no período de referência<sup>6</sup> a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição. O mercado é discriminado segundo os critérios de definição das tarifas: subgrupos, modalidades, classes, subclasses tarifárias e acessantes específicos.

<sup>6</sup> O período de referência, por definição do PRORET, corresponde ao período de 12 meses imediatamente anteriores ao mês da revisão tarifária periódica.



P. 15 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

### III.6 TARIFAS DE APLICAÇÃO

68. O processo de construção das tarifas finais é composto de 3 etapas: construção das Tarifas de Referência, construção das Tarifas Base Econômica e das Tarifas Base Financeira.

69. As Tarifas de Referência norteiam a forma como o custo será rateado entre os subgrupos e modalidades tarifárias. Após sua obtenção, ajusta-se a receita teórica, obtida a partir delas, ao custo requerido, através de fatores de ajuste. Estes são aplicados às Tarifas de Referência de forma equiproporcional por componente tarifário. Ou seja, todas as Tarifas de Referência do componente tarifário são ajustadas com o mesmo fator, independentemente do subgrupo tarifário e modalidade tarifária.

70. As tarifas obtidas são chamadas Tarifas Base Econômica, pois recuperam os custos econômicos regulatórios da distribuidora.

71. Para obtenção das Tarifas Base Financeira é necessário a construção de fatores de ajuste que recuperem a receita regulatória financeira da distribuidora para cada componente tarifário. O processo de construção dos fatores de ajuste é o mesmo descrito para a Tarifa Base Econômica. Cabe destacar que o cálculo da Tarifa Base Financeira tem a particularidade da Tarifa CVA, que é uma subdivisão dos financeiros necessária para o cálculo do saldo a compensar da CVA.

72. A Tarifa de Aplicação, a ser aplicada ao mercado, será a soma das Tarifas Base Econômica e Tarifa Base Financeira, que considera também a Tarifa CVA.

#### i. Cálculo da TUSD e TE Base econômica

73. Nesse caso emprega-se o mercado de referência e os custos regulatórios deduzidos os valores recuperados por encargos de conexão e tarifas definidas para acessantes específicos (consumidores do subgrupo A1, centrais geradoras do subgrupo A2, distribuidoras tipo D1 e D3).

#### ii. Cálculo da TUSD e TE Base financeira

74. Por fim, a Tarifa base financeira corresponde ao produto da Tarifa base econômica por um fator multiplicativo, para cada componente de custo tarifário. O fator multiplicativo por componente de custo tarifário base financeira é efetuada pela relação entre os custos financeiros e o resultado da multiplicação do valor das tarifas base econômica pelo mercado ajustado.

75. Para as distribuidoras sob a égide do novo aditivo do contrato de concessão (fundamentado no Decreto 8.461/15), o montante de custos financeiros considerados são os valores apurados, que terão a neutralidade apurada no processo tarifário subsequente. Já para as distribuidoras que não celebraram o aditivo contratual e não possuem neutralidade de custos financeiros, os valores são ajustados conforme o parâmetro de crescimento de mercado.

76. Deve observar que as centrais geradoras do subgrupo A2 que tiveram tarifa estabilizada por serem vendedoras no leilão de energia nova não terão suas tarifas financeiras.





P. 16 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

### **III.7 - FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA**

77. O Submódulo 7.1 do PRORET estabelece alguns parâmetros de flexibilização da estrutura tarifária que podem ser alterados com base em estudo fundamentado por parte da distribuidora. No caso da ENF, foi solicitada alteração da RPPF dos agrupamentos AT-3 e MT, para o valor de 2,5. A justificativa para o pleito é de que é observada uma forte predominância das cargas de baixa tensão durante o período de ponta, sendo que os consumidores de média e alta tensão somados nesse período possuem demanda máxima cerca de cinco vezes menor que os de baixa tensão, causando baixo impacto relativo na rede da distribuidora. A ENF entende que o sinal de preço emitido atualmente não possui impacto significativo na demanda máxima coincidente do sistema devido às proporções dos mercados, mas sim, tem gerado uma redução de consumo desnecessário no horário de ponta, causando impactos econômicos sobre os clientes de média e alta tensão.

78. Tal proposta foi colocada sob escrutínio da sociedade quando da Consulta Pública da ENF. Não havendo contribuições sobre tal, e, somando a justificativa técnica com a pouca magnitude de seu impacto, acatou-se a solicitação de flexibilização da RPPF para o AT-3 e MT.

### **III.8 – TARIFAS ESPECÍFICAS**

#### **i. Centrais geradoras do subgrupo A2**

79. Como já citado, as tarifas são definidas segundo a REN nº 349/2009, sendo uma tarifa locacional e nominal. As tarifas de referência estão definidas na REH nº 2.727 de 14 de julho de 2020 (TUSDg de referência ciclo 2020/2021). Ressalta-se que as alterações da REH 2.818/2021 foram contempladas no processo de cálculo.

80. No caso das centrais geradoras que se sagraram vendedoras em leilão, as tarifas são definidas na Resolução que aprovou o respectivo Edital.

81. No caso da ENF, não existem centrais geradoras pertencentes a este subgrupo tarifário.

#### **ii. Unidades consumidoras do subgrupo A1**

82. A ENF, não atende nenhuma unidade consumidora neste subgrupo.

### **III.9 - ENCARGO DE CONEXÃO DE ACESSANTES**

83. São responsáveis pelo pagamento deste encargo de conexão as unidades consumidoras do subgrupo A1 e as distribuidoras classificadas como tipo D1 e D3 nos termos do PRORET Submódulo 7.2, que utilizam instalações específicas na conexão que devem ser remuneradas por meio de um encargo calculado pela ANEEL nos termos do Submódulo 6.3 do PRORET. Os demais tipos de acesso não possuem encargo de conexão com valor regulado definido pela ANEEL.

84. Procede-se o cálculo do referido encargo com base em informações prestadas pela distribuidora quanto a classificação da conexão (no caso de distribuidoras) e os ativos de uso exclusivo que sejam ativo em serviço da distribuidora. Consideram-se os custos dos ativos baseado no banco de preços regulatório da ANEEL, estabelecido pela REH n. 2.549/2019 salvo os casos de ativos em que não existam no banco de preços (por exemplo, sistema de medição). Considera-se ainda os encargos setoriais.



P. 17 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

85. O cálculo é realizado no processo de revisão tarifária e nos reajustes tarifários anuais esta parcela é reajustada pelo IGP-M. Já os ativos de propriedade da transmissora são atualizados conforme reajuste da receita anual da transmissora.

86. Não existe, como base na regulamentação vigente, nenhum acessante que deva pagar encargo de conexão de instalações específicas utilizadas na conexão, calculado pela ANEEL nos termos do Submódulo 6.3 do PRORET.

**Tabela 14 – Tipo de conexão – Modalidade Distribuição**

Distribuidora	Subgrupo	Tipo de acesso
EMG	A3	D2
EMG	A4	D4
ENEL RJ	A4	D4

### III.10 – DESCONTOS TARIFÁRIOS

87. Parte da receita não será recuperada pelas tarifas, mas coberta por meio de repasses da CDE. Assim, os descontos tarifários previstos no Decreto nº 7.891/2013 e a redução tarifária da subclasse residencial baixa renda não deverão compor a base tarifária. Esses valores são obtidos no processo de cálculo de construção das tarifas. A tabela a seguir apresenta o valor dos descontos previstos para o mercado de referência e as novas tarifas. Cabe destacar que se soma a esse valor o ajuste (positivo ou negativo) referente aos descontos considerados no processo tarifário anterior.

88. Cabe destacar também os valores apurados referentes ao mercado baixa renda. Estes valores são considerados no cálculo tarifário, contudo, o valor a ser percebido pela distribuidora é homologado em processo específico da ANEEL.

**Tabela 15 – Subsídio tarifário cobertos pela CDE**

DESCONTO	PREVISÃO (anual)
	R\$
Subsídio Carga Fonte Incentivada	R\$ 2.900.971,95
Subsídio Geração Fonte Incentivada	R\$ 17.526,11
Subsídio Distribuição	R\$ 0,00
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	R\$ 285.543,90
Subsídio Rural	R\$ 425.919,18
Subsídio Irrigante/Aquicultor	R\$ 92.942,43
Subsídio Baixa Renda	R\$ 2.722.362,90

89. As previsões levam em consideração os efeitos do Decreto n. 9.642/2018, que estabeleceu duas mudanças significativas: i) redução gradual em 20% ao ano, extinguindo os benefícios em 5 anos a partir do processo tarifário de 2019, dos descontos nas tarifas (TUSD e TE) da classe rural, em todas as suas subclasses (rural, serviço público de irrigação e cooperativa), e também da classe serviço público de água, esgoto e saneamento.



P. 18 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

### III.11 – TRANSIÇÕES

90. No caso da ENF não foi aplicada nenhuma transição na construção das tarifas.

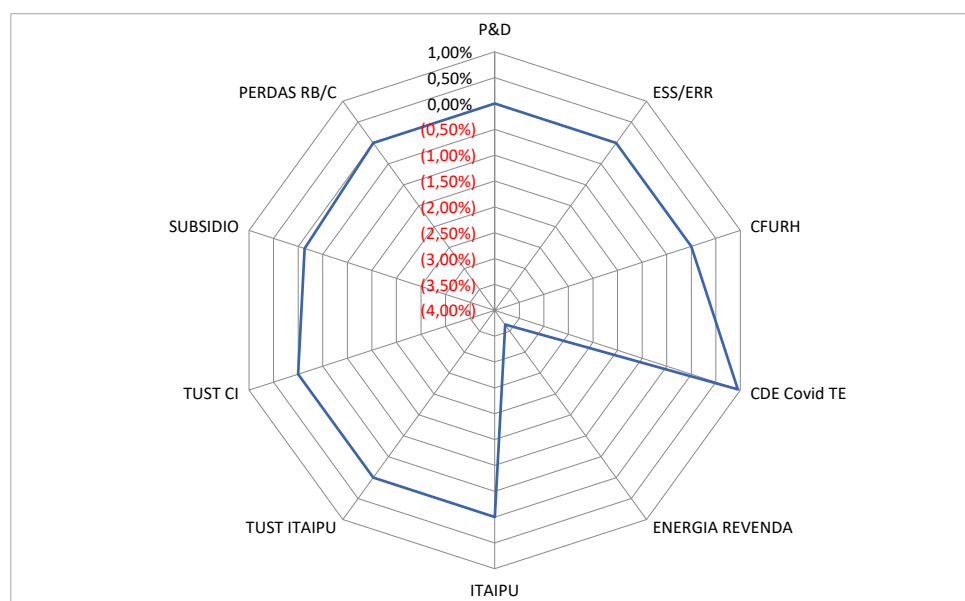
### III.12 – IMPACTOS TARIFÁRIOS RELEVANTES

91. O item III.1 apresenta os resultados discriminados por modalidades, subgrupos e para a TUSD e a TE. A seguir, serão avaliados os resultados observando a decomposição da variação dos componentes tarifários.

#### i. TARIFA DE ENERGIA – TE

92. Observa-se que a variação da TE é similar para os diferentes subgrupos. Os principais impactos são devidos a criação do componente tarifário TE-CDE Covid e Compra de Energia para revenda.

93. Para melhor observação e avaliação qualitativa, abaixo há um gráfico tipo radar que distribui o efeito médio negativo de 2,77% pelos diferentes custos regulatórios.



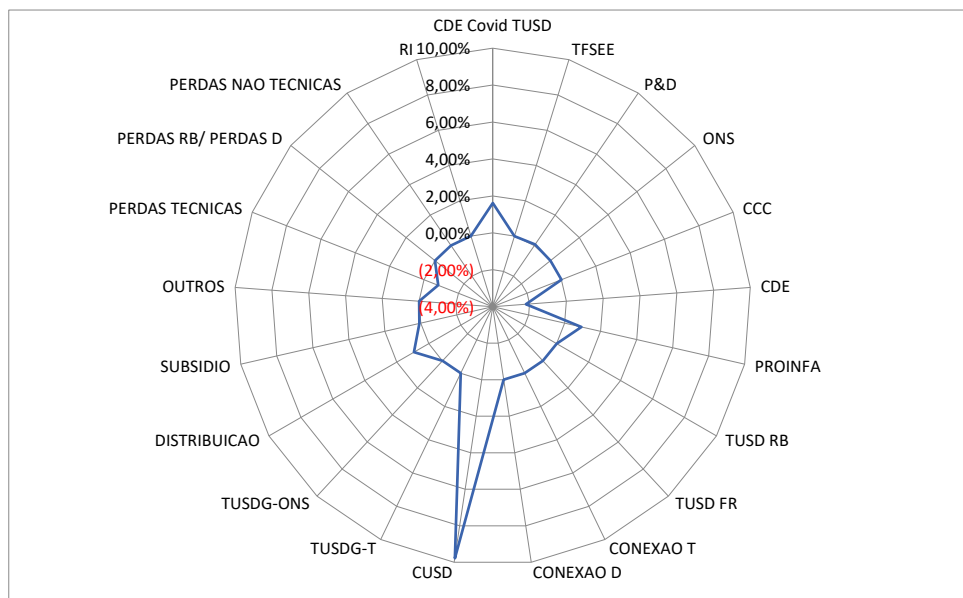
**Gráfico 11 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário**  
 Tarifa: TE  
 Modalidade: todas (média)  
 Subgrupo: todos (média)

#### ii. TARIFA DE USO – TUSD

94. A análise da TUSD é mais complexa. Primeiro porque envolve duas variáveis de faturamento de natureza distinta, potência e energia, resultando em maior diversidade de perfis de contratação e uso. Segundo porque os coeficientes utilizados no cálculo apresentam variabilidade maior e também número de possibilidades tarifárias mais amplo, o que conduz a uma dispersão elevada dos resultados, em relação ao observado na TE. Assim, a análise será feita por modalidade e subgrupo tarifário.

95. No gráfico a seguir, analisando toda a receita recuperada pela TUSD, observa-se que a variação mais significativa é no componente CUSD.

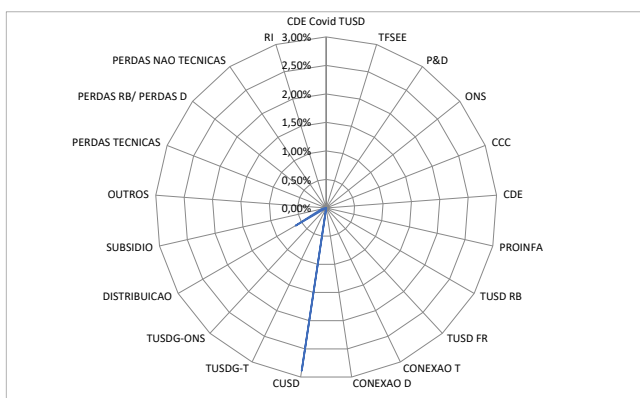
P. 19 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.



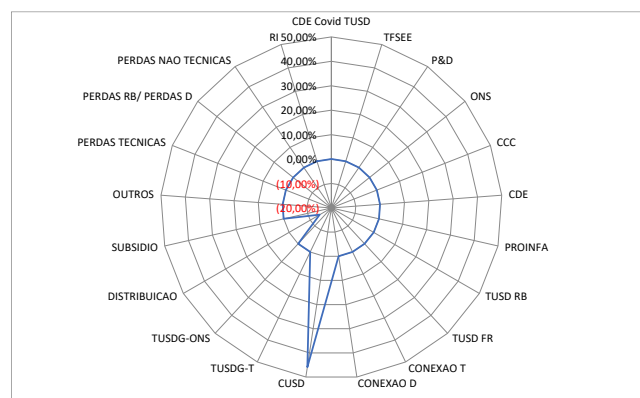
**Gráfico 12 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário**  
**Tarifa: TUSD**  
**Subgrupo: todos (média)**  
**Modalidade: todos (média)**

## SUBGRUPO A4

96. A seguir tem-se o resultado para as modalidades azul e verde, subgrupo A4. As variações relevantes observadas são para os componentes CUSD, referente à variação do custo regulatório e Fio B, reflexo principalmente da nova estrutura tarifária.

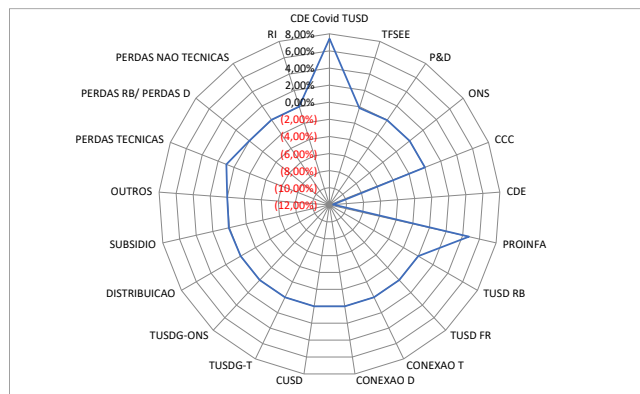


**Demanda Ponta**



**Demanda Fora Ponta**

P. 20 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

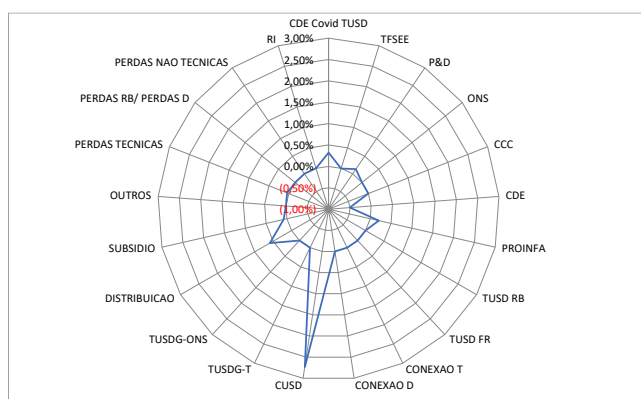


### Energia

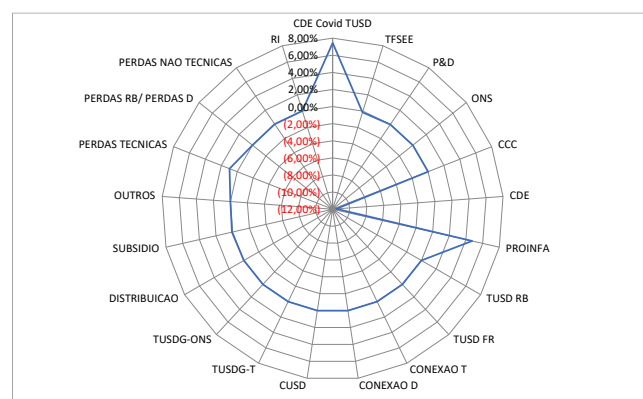
**Gráfico 13 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário  
Tarifa: TUSD**

**Subgrupo: A4**

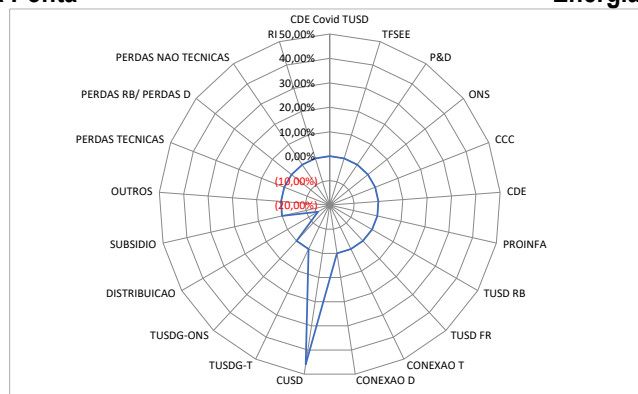
**Modalidade: Azul**



### Energia Ponta



### Energia Fora Ponta



### Demanda

**Gráfico 14 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário  
Tarifa: TUSD**

**Subgrupo: A4**

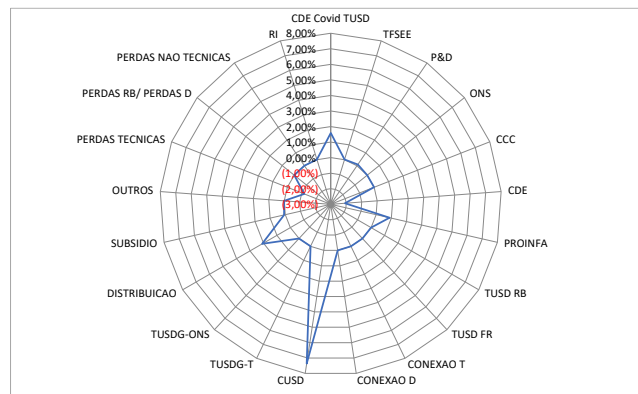
**Modalidade: Verde**



P. 21 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

## SUBGRUPO B1

97. Para o subgrupo B1, a variação relevante observada é para as componentes CUSD e Fio B.



**Gráfico 15 – Decomposição da variação da Tarifa por componente tarifário**  
Tarifa: TUSD  
Modalidade: Convencional  
Subgrupo: B1

98. Não serão apresentados os gráficos para os demais subgrupos do grupo B (B2, B3 e B4), contudo, as conclusões são as mesmas apresentadas para o subgrupo B1.

## GERAÇÃO

99. Não há mercado de geradoras em A2 da ENF. De toda forma, as tarifas foram construídas pela previsão de entrada das geradoras. AS tarifas são construídas com base sinal locacional, nos termos da REN nº 349/2009, recebendo influência da configuração da Rede Unificada - RU; da entrada de novos ativos e de novas centrais geradoras; da variação da receita de referência da RU; e da alteração da carga conforme o MUST contratado pela distribuidora. Nos reajustes tarifários posteriores, a variação se dará pelo valor do IGP-M e do Fator X da distribuidora.

100. Não existe mercado geração para o subgrupo A3.

101. Os impactos para o subgrupo A4 foram devidos a alteração metodológica, com a definição de uma tarifa de referência nos termos do PRORET.

## DISTRIBUIÇÃO

102. A tarifa para modalidade distribuição é nominal e depende do tipo de acesso, classificado os termos do PRORET, Submódulo 7.2. O efeito tarifário deverá seguir a variação média das tarifas modalidade azul, das componentes demanda. Para os casos tipo D1 e D3, adiciona-se o efeito do encargo de conexão.





P. 22 Nota Técnica nº 139/2021-SGT/ANEEL, de 18/06/2021.

#### IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

103. São fundamentos legais e infra legais:

- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, art. 15, § 6º;
- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, art. 3º com redação pela Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004;
- Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, Anexo I, art. 4º, inciso X;
- Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, art. 1º, §1º;
- Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013;
- Contrato de Concessão dos Serviços Públicos de Distribuição;
- Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
- Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

#### V - DA CONCLUSÃO

104. A presente Nota Técnica, em complemento com as planilhas de cálculo, apresenta o processo de construção da estrutura das tarifas da ENF e a análise dos resultados. Tais documentos devem subsidiar a proposta de Revisão Tarifária Periódica da distribuidora.

105. Os valores foram calculados utilizando dados enviados pela distribuidora e outros definidos no processo de revisão tarifária.

106. Cabe destacar que, nos termos do Submódulo 7.1 do PRORET a distribuidora solicitou flexibilização dos parâmetros de RFPF para os subgrupos AT-3 e MT, que foi acatada. Para os demais itens, foi utilizada a estrutura tarifária padrão estabelecida no PRORET.

#### VI - DA RECOMENDAÇÃO

107. Recomenda-se a submissão desta Nota Técnica à Diretoria colegiada da ANEEL para subsidiar a definição da estrutura tarifária, como parte do processo da Revisão Tarifária Periódica de 2021 da ENF.

(Assinado digitalmente)  
ADRIANO ALMEIDA TRINDADE  
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)  
ROBSON KUHN YATSU  
Especialista em Regulação

**De acordo**

(Assinado digitalmente)  
CLÁUDIO ELIAS CARVALHO  
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária

