

NOTA TÉCNICA

Revisão Tarifária Periódica de 2023

EMS

***Energisa Mato Grosso do Sul –
Distribuidora de Energia***

Final

MINUTA

Versão preliminar de documento sujeita à aprovação. Divulgação não autorizada.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação A8F3ADF900710EFA

Nota Técnica nº 52/2022–SGT/ANEEL

Em 03 de abril de 2023.

Processo n.º 48500.006880/2022-37

Assunto: **Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A..**

I. OBJETIVO

1. Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Energisa Mato Grosso do Sul - Distribuidora de Energia S.A. após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 061/2022 e na Audiência Pública nº 018/2022. A análise de contribuições da CP 061/2022 consta da Nota Técnica nº 58/2023-SGT/ ANEEL¹, de 3 de abril de 2023.
2. A presente proposta de revisão tarifária da EMS segue os procedimentos e metodologias de cálculo previstos nos Módulos 2, 3 e 7 do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que tratam do cálculo da revisão tarifária, do reajuste tarifário e da estrutura tarifária.
3. A síntese das metodologias aplicáveis a esta revisão consta do Anexo I desta Nota Técnica.
4. A Seção II apresenta uma descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da EMS. A Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo do Reposicionamento Tarifário, Receita Verificada, Parcela B, Parcela A, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A seção IV traz as conclusões.

II. DOS FATOS

5. O Contrato de Concessão nº 1/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EMS, define a data de para a realização das revisões tarifárias periódicas.
6. Em 21 de junho de 2022, tendo em vista a desestatização da Eletrobrás indicada na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, o que consta da Resolução CNPE nº 15/2021, de 31 de agosto de 2021, e a manifestação recebida do Ministério de Minas e Energia acerca do aporte inicial

¹ Documento SIC nº 48581.000542/2023-00

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



Pág 2 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

associado ao processo de capitalização da Eletrobrás², esta Diretoria Colegiada decidiu anuir com a proposta preliminar de regulamentação do componente tarifário denominado CDE Modicidade Eletrobrás disposta na Nota Técnica nº 92/2022-SGT/ANEEL.

7. Em 27 de junho de 2022, a Lei 14.385 disciplinou a devolução dos valores relacionados à retirada do ICMS da base do PIS/COFINS.

8. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram encaminhados pela concessionária mediante a Correspondência EnergisaMS/VPR-ANEEL/nº 085/2022³ da EMS, de 11 de novembro de 2022.

9. O Memorando nº 176/2022-SRM/ANEEL⁴, de 17 de novembro de 2022, informou que a EMS possui contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica a serem considerados no processo tarifário.

10. Em 13 de dezembro de 2022, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 061/2022 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 14 de dezembro de 2022 a 17 de fevereiro de 2023, com realização de Audiência Pública em 2 de fevereiro de 2023.

11. Em 13 de março de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD enviou, por meio do Memorando nº 62/2023-SRD/ANEEL⁵, a apuração das perdas na distribuição da EMS, consolidada pela Nota Técnica nº 015/2023-SRD/ANEEL⁶.

12. Em 14 de março de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF enviou, por meio do Memorando nº 51/2023-SFF/ANEEL⁷, os valores solicitados para a composição da Base de Remuneração.

13. Em 28 de março de 2023, foi realizada reunião virtual com representantes do Conselho de Consumidores da EMS, sendo apresentada na ocasião proposta de cálculo preliminar⁸.

14. Em 31 de março de 2023, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à EMS e ao seu conselho de consumidores⁹.

15. Em 03 de abril de 2023, a SGT emitiu a Nota Técnica nº 58/2023-SGT/ANEEL que apresenta o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 061/2022.

² Documento SIC nº 48513.014192/2022-00

³ SIC 48513.030196/2022-00.

⁴ SIC 48580.002099/2022-00.

⁵ SIC 48554.000681/2023-00.

⁶ SIC 48554.000679/2023-00.

⁷ SIC 48536.000880/2023-00.

⁸ SIC 48581.000545/2023-00.

⁹ SIC 48581.000546/2023-00.

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



Pág 3 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

16. No mesmo dia, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a SGT verificou que a EMS encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais¹⁰, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

III. ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

17. Na Revisão Tarifária Periódica – RTP as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos.

18. No momento da RTP também são definidas as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários.

19. Além disso, são definidas as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários. Para a definição das perdas não técnicas, a ANEEL compara o desempenho das concessionárias, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

20. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de revisão tarifária estão descritos no Anexo I desta nota técnica.

B. Período de Referência

21. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMS é de abril/2022 a março/2023.

C. Receita Verificada

22. No cálculo da Receita de Verificada foram considerados os dados de mercado informados pela concessionária no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas de base econômica homologadas no processo de Revisão Tarifária Extraordinária ocorrida de julho de 2022.

23. O quadro a seguir apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão.

¹⁰ SIC 48581.000547/2023-00.

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



Pág 4 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

Tabela 1. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	4.098.345	3.172.169.741
A2 (88 a 138 kV)	2.030	1.281.692
A3 (69 kV)	16.705	9.052.518
A3a (30 kV a 44 kV)	185.297	134.507.950
A4 (2,3 kV a 25 kV)	633.776	474.878.345
BT (menor que 2,3 kV)	3.260.537	2.552.449.235
Demais Livres	1.547.269	423.875.197
Distribuição	24.030	4.494.448
Geração	-	65.374.063
Total	5.669.643	3.665.913.449

D. PARCELA A

24. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES), conforme detalhado no Anexo I da presente Nota Técnica.

1. Encargos Setoriais (ES)

25. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e tem seus valores estabelecidos pela ANEEL.

26. Os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 2. Encargos Setoriais

Descrição	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7.086.331	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	413.738.496	REH 3.175/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	117.930.404	DSP 939/2021
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(90.364.505)	Previsão SGT
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Híd	79.109.675	DSP SGT
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	25.285.043	REH 3.175/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	70.240.850	Desp 512/2023
PROINFA	64.812.679	ReH 3.147/2022
P&D e Eficiência Energética	32.386.499	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	128.675	Contribuição 2023
Total	720.354.147	

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



Pág 5 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

27. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT e Uso de Sistemas de Distribuição.

28. Os valores dos custos relacionados ao transporte de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na tabela a seguir:

Tabela 3. Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	188.998.082
Rede Básica Fronteira	54.820.121
Rede Básica ONS (A2)	1.207.797
MUST Itaipu	17.882.275
Transporte de Itaipu	25.812.206
Conexão	59.792.585
Uso do sistema de distribuição	10.036.682
Total	358.549.748

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia requerida e perdas regulatórias

29. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as perdas de energia, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

30. O valor de perdas técnicas, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, no percentual de 9,9495% sobre a energia injetada.

31. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança socioeconômica. A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnica para a concessionária, obtida conforme Submódulo 2.6A do PRORET.

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



Pág 6 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

Tabela 4. Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória

Cálculo do Ponto de Partida

Descrição	Perda Não Técnica (% BT)
Meta Ciclo Anterior Faturada	5,99%
Ajuste Medido x Faturado	1,27%
Média Histórica Medida	6,92%
Ponto de Partida Medido	7,22%

Cálculo do Ponto de Chegada com Flexibilização

Descrição	Benchmark
Empresa Benchmark	Energisa MG
PNT/BT Benchmark	0,40%
PNT/BT - Referência ciclo anterior	6,92%
Probabilidade de Comparação	67,13%
PNT/BT Meta baseada em cada Benchmark	2,54%
Meta Benchmarks	2,54%
Meta utilizada Medida	2,54%
Ponto de Partida (PNT/BT)	7,22%
Meta Ciclo Atual Faturada	1,27%

Trajetória

Descrição	Ponto Partida	2023	2024	2025	2026	2027
Trajetória PNT/BT Medido	7,2227%	6,2869%	5,3512%	4,4155%	3,4798%	2,5441%
Velocidade de Redução (a.a)		-0,9357%	-0,9357%	-0,9357%	-0,9357%	-0,9357%
Limite de Redução (a.a)		-0,1411%	-0,1248%	-0,1104%	-0,0977%	-0,0864%
PNT/BT Medido Regulatório	7,2227%	7,0816%	6,9568%	6,8464%	6,7487%	6,6623%
Diferença entre Medido e Faturado	1,2745%	1,2745%	1,2745%	1,2745%	1,2745%	1,2745%
PNT/BT Faturado Regulatório	5,9481%	5,8070%	5,6822%	5,5718%	5,4742%	5,3878%
PT/ Einjetada Regulatório	9,9495%	9,9495%	9,9495%	9,9495%	9,9495%	9,9495%

32. No caso da EMS, a aplicação da metodologia de Proret 2.6, foi estabelecido o percentual regulatório de 7,08%, sobre o mercado de baixa tensão medido, para o ano de 2023, o que equivale a 5,81% sobre o mercado de baixa tensão faturado, com trajetória de redução ao longo do ciclo, de forma que, em 2027 esses percentuais caem para 6,66% e 5,39%, respectivamente.

33. Para o cálculo das perdas das perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica foram utilizados os dados contabilizados pela CCEE nos últimos 12 meses.

34. A tabela a seguir apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

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



Pág 7 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

Tabela 5. Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	73.882
Perdas na Distribuição	886.812
Perdas Técnicas	697.471
Perdas Não Técnicas	189.341
Energia Vendida	4.098.345
Energia Requerida	5.059.039

b. Valoração da compra de energia

35. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

36. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço conforme tabela abaixo:

Tabela 6. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Memorando – SRM/ANEEL
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.164/2022
Itaipu	Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.168/2022
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.150/2022
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.147/2022
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizados
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

37. A tabela a seguir demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

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



Pág 8 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

Tabela 7. Custo com Compra de Energia

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Bilateral	193.246	177.908	336,67	59.895.597
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	3.036.068	2.795.097	280,45	783.894.947
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.046.204	1.883.797	304,31	573.267.508
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	637.448	586.854	260,34	152.780.242
Madeira e Belo Monte	352.417	324.445	178,30	57.847.197
Energia Base	2.257.078	2.086.034	181,48	378.579.853
Cota Angra I/Angra II	181.268	166.881	347,50	57.991.130
Cotas Lei nº 12783/2013	1.031.095	949.257	157,98	149.961.795
Itaipu (tirando as perdas)	942.667	867.848	196,61	170.626.927
PROINFA	102.048	102.048	-	-
Total	5.293.146	5.059.039	241,62	1.222.370.397

E. PARCELA B

1. Custos Operacionais (CO)

38. A determinação do nível eficiente para os custos operacionais é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária (extensão de redes, número de consumidores e mercado, entre outras). A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos custos operacionais regulatórios para a distribuidora

Tabela 8. Custos operacionais regulatórios no reposicionamento

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	87,41%	91,48%	94,63%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	635.420.369	661.672.057	687.923.745

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	786.167.284
4. Meta estudo de eficiência - R\$	687.923.745
5. Variação Anual (%)	-2,63%
6. Meta da eficiência aplicado o limite de 5% a.a.	687.923.745

Avaliação do prêmio de eficiência

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R\$	606.995.578
8. Meta OPEX	687.923.745
9. Relação Meta OPEX / OPEX Real	113,33%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	687.923.745
11. Número de anos no ciclo	5
12. OPEX na revisão [= 3. + (10. - 3.) / 11.]	766.518.576

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



Pág 9 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

39. No caso da EMS a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está acima do valor máximo definidos pelo método de benchmarking. Nesse sentido, está sendo considerada trajetória de redução anual de 2,63% dos custos operacionais reconhecidos na tarifa ao longo do ciclo.

40. É oportuno esclarecer que a redução dos custos operacionais ao longo do ciclo ocorrerá mediante aplicação do componente T do Fator X sobre a Parcela B aqui definido no percentual de 1,389% da Parcela B.

2. Base de Remuneração Regulatória (BRR), Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

41. A Base de Remuneração consiste no montante de investimentos realizados pelas concessionárias na prestação dos serviços de distribuição de energia.

42. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória Líquida e do Custo de Capital. O custo de capital representa o custo de oportunidade dos recursos do investidor, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade de distribuição de energia.

43. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à depreciação e à amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil, depende da Base de Remuneração Regulatória Bruta e da taxa média de depreciação.

44. A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como o resultado do cálculo da remuneração do capital e da quota de reintegração.

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

Tabela 9. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	Distribuição	DITs	Total
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	8.352.322.881	73.205.441	8.425.528.322
(2) Índice de Aproveitamento Integral	9.286.068	-	9.286.068
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.954.229.449	-	1.954.229.449
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.560.451.034	25.498.498	1.585.949.533
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	4.828.356.330	47.706.943	4.876.063.272
(6) Depreciação Acumulada	4.446.946.689	47.645.159	4.494.591.848
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.905.376.192	25.560.282	3.930.936.475
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	7.116.325	-	7.116.325
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	3.898.259.867	25.560.282	3.923.820.150
(10) Almojarifado em Operação	9.419.351	-	9.419.351
(11) Ativo Diferido	-	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	625.790.339	-	625.790.339
(13) Terrenos e Servidões	28.557.723	4.690.444	33.248.167
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	3.310.446.602	30.250.726	3.340.697.329
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	3.310.446.602	30.250.726	3.340.697.329
(16) WACC	11,25%	22,49%	33,74%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	372.322.619	3.402.269	375.724.888
(18) Base Obrigações Especiais	1.954.229.449	-	1.954.229.449
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,91%	1,91%	1,91%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	37.246.820	-	37.246.820
(21) Remuneração do Capital = (17)+(20)	409.569.439	3.402.269	412.971.708
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-	-	-
(22) Taxa de Depreciação	4,26%	4,26%	4,26%
(23) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (22)	205.687.980	2.032.316	207.720.295

45. Em atendimento ao estabelecido no Submódulo 2.3 do Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, os valores informados pela SFF foram atualizados pelo IPCA entre a data-base do laudo de avaliação, 31 de novembro de 2022, e a data da revisão tarifária, 8 de abril de 2023.

46. Importa esclarecer que os valores que constam da coluna referente à Demais Instalações de Transmissão - DITs – na Tabela 9 referem-se à ativos transferidos à distribuidora, contemplados pela REN 916/2021, bem como as ativos em processo de transferência¹¹, conforme indicado no Memorando nº 51/2023-SFF/ANEEL.

¹¹ De acordo com informações recebidas da Superintendência de Regulação de Serviços de Distribuição, a transferência deve ocorrer na mesma Reunião Pública Ordinária da Aneel (processo 48500.001473/2023-14). Portanto, em tempo para que seus efeitos sejam contabilizados no cálculo da SGT.

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



Pág 11 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

47. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

48. A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI:

Tabela 10. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	545.780.202
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	245.601.091
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	65.493.624
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	234.685.487
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	26.410.358
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	13.040.347
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	57.481.691
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	96.932.395

4. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

49. O índice de ajuste de mercado considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes. O Fator de Ajuste de Mercado, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, é de 0,425%.

50. O Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora. O Fator de Ajuste de Qualidade, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, foi definido em -0,353%.

51. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da EMS.

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



Tabela 11. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	792.600.945
Custos Operacionais (CO)	766.518.576
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	7.753.713
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	17.163.122
Custos Operacionais Transferência DIT (CODIT)	1.165.534
Custo Anual dos Ativos (CAA)	717.911.941
Remuneração do Capital (RC)	413.197.789
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	207.781.757
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	96.932.395
Parcela B (VPB)	1.510.512.886
Índice de Produtividade da Parcela B (Pd)	0,425%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade (Xq)	-0,353%
Parcela B com ajustes de Pd e Xq	1.509.429.038
Ajuste de PB associado ao SCEE	58.946.624
Mercado de Referência 12 meses	61.010.958
Componente Pd do Mercado de Referência	(3.785.703)
TUSDg	1.721.368
Parcela B total	1.568.375.662

5. Outras Receitas (OR)

52. As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

53. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”, calculada nos termos do Submódulo 2.7 A do PRORET.

Tabela 12. Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	1.559.150
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%	1.271.855
Compartilhamento de infraestrutura (Média 36 meses)	60%	28.364.608
Total		31.195.613

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



6. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

54. A Resolução Normativa nº 414/2010 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “Ultrapassagem de Demanda”. Além disso, também determina que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “Excedente de Reativos”.

55. O tratamento destas receitas adicionais auferida pelas distribuidoras é calculada conforme o Submódulo 2.7 do PRORET.

56. No caso da EMS estão sendo considerados os valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos - UDER verificados entre os meses de novembro de 2017 a outubro de 2022, informados pela SFF. Tais valores estão sendo subtraídos da Parcela B, proporcionalizados de acordo com o ciclo tarifário da empresa e corrigidos pela SELIC, conforme indicado na Tabela 15.

57. Cabe destacar ainda que da receita total verificada UDER no período foram descontados os valores, atualizados pela SELIC, dos financeiros de antecipação de UDER considerados nos processos tarifários de 2021 e 2022 da EMS, conforme explica o trecho da Nota Técnica nº 75/2022-SGT/ANEEL¹², de 20 de abril de 2021, abaixo transcrito.

[...]

a) Financeiro Extraordinário de Reversão de Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos – UDER. Conforme previsto no item 3.4 do Submódulo 2.1 do PRORET, os valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos (UDER), para as empresas que ainda não assinaram o aditivo contratual, devem ser contabilizados e considerados como redutor da Parcela B, a partir da segunda revisão tarifária posterior ao 3CRTP. No entanto, excepcionalmente, este reajuste tarifário está considerando a antecipação da reversão dos respectivos recursos faturados entre a última revisão tarifária e competência mais recente disponível. Os valores foram declarados pela distribuidora, em resposta ao Ofício Circular nº 9/2021-SGT/SFF/ANEEL, totalizando R\$ 63,8 milhões, cujo efeito foi de -2,25%. **Na próxima revisão tarifária da concessionária, momento em que ocorrerá a fiscalização desses valores, será feito o acerto entre os valores de UD e ER contabilizados no ciclo tarifário, na forma do Submódulo 2.1 do PRORET, e aqueles revertidos neste reajuste, garantido à concessionária o pagamento de um spread de 2,8% a.a. aplicado ao montante antecipado.**

[...]

58. O acerto econômico na Parcela B da concessionária referente ao montante antecipado está refletido na diferença entre os valores das duas últimas colunas da Tabela 15.

¹² Documento SIC número 48581.001131/2022-00.

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



Pág 14 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

Tabela 15. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

Descrição	Média Anual (valores brutos)	Média Anual líquida corrigida (SELIC)	Média Anual descontada da antecipação
Ultrapassagem de Demanda - UD	16.246.284	9.759.465	1.698.093
Excedente de Reativos - ER	22.395.516	13.637.930	2.372.925
UDER	38.641.800	23.397.395	4.071.017

59. Por sua vez, o Spread de 2,8% citado no texto transcrito está sendo considerado como componente financeiro, o qual consta da tabela de financeiros, apresentada adiante nesta nota técnica.

7. Receitas Irrecuperáveis (RI)

60. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A Tabela abaixo apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado nesta revisão tarifária.

Tabela 14. Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	918.419.346	0,84%	7.753.713
Restante da Receita	3.895.093.731	0,44%	17.163.122
Total	4.813.513.076	0,52%	24.916.835

F. Componentes Tarifários Financeiros

61. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras.

62. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da EMS.

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



Tabela 15. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(76.651.858)	-2,09%
CVA em processamento -Transporte	52.088.265	1,42%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(57.291.703)	-1,56%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	32.146.629	0,88%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	24.632.565	0,67%
Sobrecontratação/exposição de energia	177.567.786	4,84%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	618.406	0,02%
Previsão de Risco Hidrológico	90.106.993	2,46%
Reversão do Risco Hidrológico	(78.278.411)	-2,14%
Ajuste CUSD	853.508	0,02%
Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica	64.068.027	1,75%
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 10.665/2021)	46.508.881	1,27%
Compensação pela prorrogação de tarifas 08/04/2022 - 16/04/2022	14.608.205	0,40%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)	(1.645.339)	-0,04%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER	3.630.503	0,10%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(6.428.466)	-0,18%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(210.585.736)	-5,74%
Neutralidade do financeiro de créditos de Pis/Cofins	(27.673.566)	-0,75%
Total	48.274.690	1,32%

G. Análise da Revisão Tarifária Periódica

1. Resultados

63. A Revisão Tarifária da EMS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 9,28%, sendo de 6,28%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 10,48%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 16. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	6,28%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	10,48%
Efeito Médio AT+BT	9,28%

64. O efeito médio nas tarifas de 9,28% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 4,60%, ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de 1,32%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuíram para a um efeito de 3,36% no atual processo tarifário da EMS.

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



Pág 16 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

65. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve: à variação dos itens de custos, econômicos e financeiros, considerados em relação àqueles considerados no processo tarifário anterior; e às novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões tarifárias.

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

MINUTA

* 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 A8F3ADF900710EFA



Tabela 17. Resumo da revisão

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	2.163.170.243	2.301.274.292	6,4%	3,77%	60,0%
Encargos Setoriais	681.751.771	720.354.147	5,7%	1,05%	18,8%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7.055.005	7.086.331	0,4%	0,00%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	394.434.748	413.738.496	4,9%	0,53%	10,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	51.005.124	53.984.768	0,0%	0,08%	1,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	59.149.638	63.945.636	8,1%	0,13%	1,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás		(90.364.505)	0,0%	-2,46%	-2,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		11.261.115	0,0%	0,31%	0,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		67.848.559	0,0%	1,85%	1,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		25.285.043	0,0%	0,69%	0,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	67.143.456	70.240.850	4,6%	0,08%	1,8%
PROINFA	72.802.867	64.812.679	-11,0%	-0,22%	1,7%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	30.044.565	32.386.499	7,8%	0,06%	0,8%
ONS	116.369	128.675	10,6%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	293.963.357	358.549.748	22,0%	1,76%	9,4%
Rede Básica	145.840.963	188.998.082	29,6%	1,18%	4,9%
Rede Básica Fronteira	47.421.721	54.820.121	15,6%	0,20%	1,4%
Rede Básica ONS (A2)	1.945.642	1.207.797	-37,9%	-0,02%	0,0%
MUST Itaipu	16.736.634	17.882.275	6,8%	0,03%	0,5%
Transporte de Itaipu	21.507.041	25.812.206	20,0%	0,12%	0,7%
Conexão	51.557.951	59.792.585	16,0%	0,22%	1,6%
Uso do sistema de distribuição	8.953.404	10.036.682	12,1%	0,03%	0,3%
Custos de Aquisição de Energia	1.187.455.115	1.222.370.397	2,9%	0,95%	31,9%
PARCELA B	1.502.743.207	1.533.109.031	2,0%	0,83%	40,0%
Custos Operacionais	786.167.284	767.133.269	-2,4%	-0,52%	20,0%
Anuidades	105.819.593	96.862.843	-8,5%	-0,24%	2,5%
Remuneração	415.457.464	412.901.304	-0,6%	-0,07%	10,8%
Depreciação	192.495.510	207.632.666	7,9%	0,41%	5,4%
Receitas Irrecuperáveis	22.479.284	24.898.957	10,8%	0,07%	0,6%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(19.675.927)	(35.266.630)	79,2%	-0,43%	-0,9%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	58.946.624	0,0%	1,61%	1,5%
Reposicionamento Tarifário	3.665.913.449	3.834.383.324	4,60%	4,60%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		48.274.690		1,32%	
CVA em processamento - Energia		(76.651.858)		-2,09%	
CVA em processamento -Transporte		52.088.265		1,42%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(57.291.703)		-1,56%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		32.146.629		0,88%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		24.632.565		0,67%	
Sobrecontratação/exposição de energia		177.567.786		4,84%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		618.406		0,02%	
Previsão de Risco Hidrológico		90.106.993		2,46%	
Reversão do Risco Hidrológico		(78.278.411)		-2,14%	
Ajuste CUSD		853.508		0,02%	
Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica		64.068.027		1,75%	
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 10.665/2021)		46.508.881		1,27%	
Compensação pela prorrogação de tarifas 08/04/2022 - 16/04/2022		14.608.205		0,40%	
Modicidade Tarifária (RENS 414/2010 e 376/2009)		(1.645.339)		-0,04%	
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER		3.630.503		0,10%	
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021		(6.428.466)		-0,18%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(210.585.736)		-5,7%	
Neutralidade do financeiro de créditos de Pis/Cofins		(27.673.566)		-0,8%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				3,36%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				9,28%	

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

Pág 18 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

67. O gráfico abaixo demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

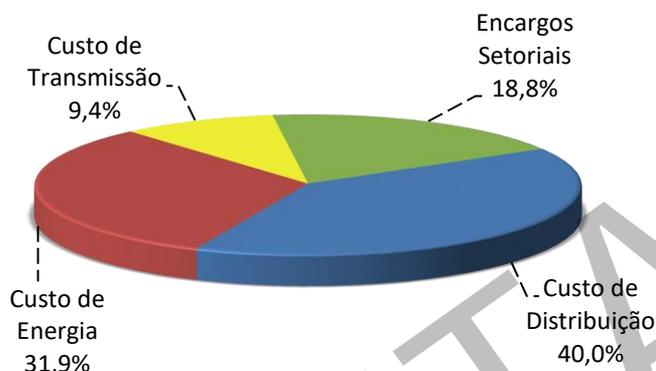


Gráfico 1. Composição da receita sem tributos

68. O gráfico a seguir ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos.

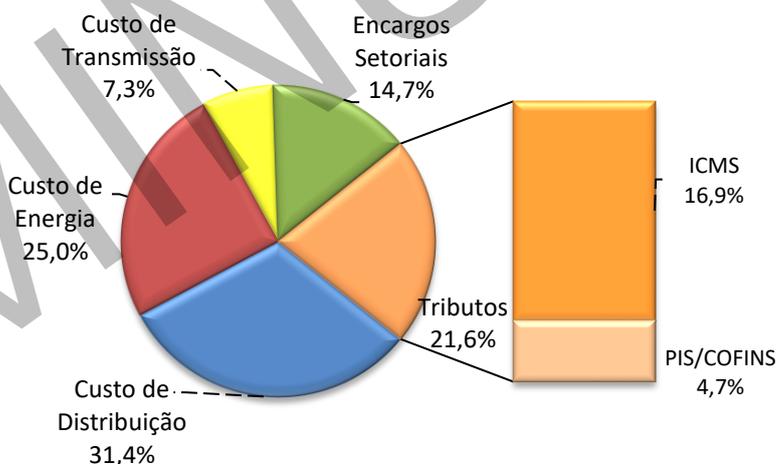


Gráfico 2. Composição da receita com tributos

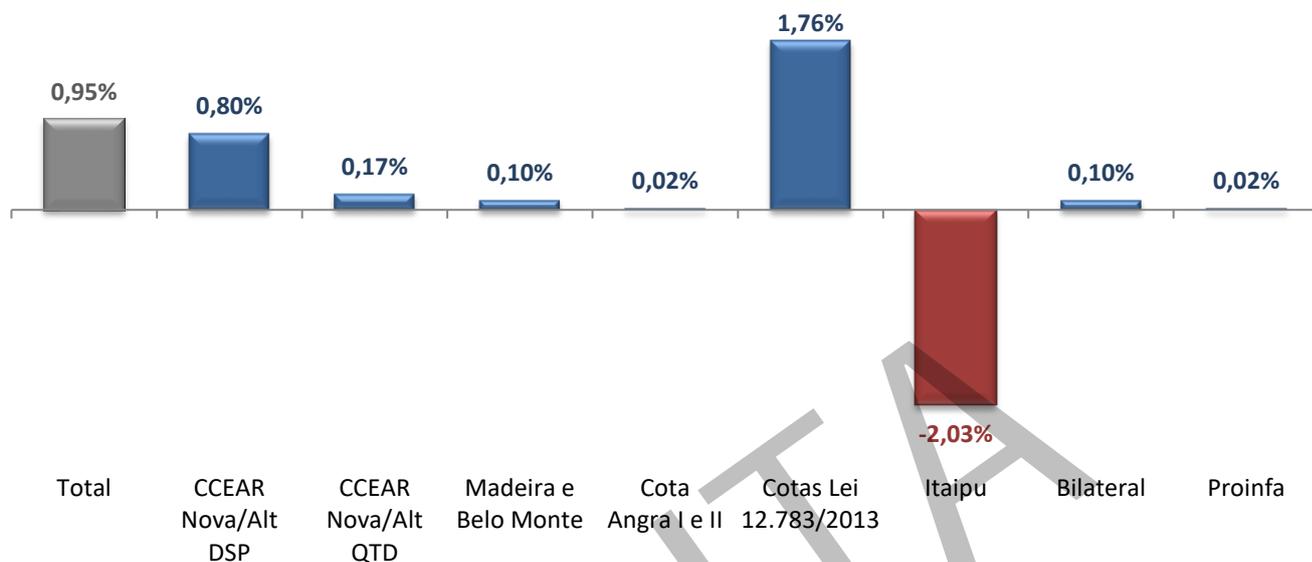
2. Análise Parcela A

69. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EMS levaram a uma variação no efeito médio de 0,95%. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF -, que impactaram a revisão em 1,64%. Por outro lado, amenizou o efeito médio a redução custo da energia proveniente de Itaipu, com impacto de -2,01%, cuja tarifa, estabelecida por meio da REH 3.168/2022, USD 16,19/kw, reduziu em relação àquela considerada no processo tarifário de 2022, estabelecida por meio da REH 3.007/2021, USD 24,73/kw.

70. O Gráfico abaixo ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:

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



**Gráfico 3. Efeito por modalidade de aquisição de energia**

71. A tabela a seguir apresenta a variação na compra de energia entre a o último processo tarifário e a atual revisão:

Tabela 18. Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Processo Anterior			Processo Atual		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.812.822	2.046.204	12,9%	297,26	304,31	2,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	587.005	637.448	8,6%	252,93	260,34	2,9%
Madeira e Belo Monte	351.454	352.417	0,3%	168,53	178,30	5,8%
Cota Angra I e Angra II	175.108	181.268	3,5%	349,15	347,50	-0,5%
Cotas Lei nº 12.783/2013	1.322.375	1.031.095	-22,0%	122,65	157,98	28,8%
Itaipu	945.553	942.667	-0,3%	288,72	196,61	-31,9%
Bilateral	193.246	193.246	0,0%	316,82	336,67	6,3%
Proinfa	104.312	102.048	-2,2%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(489.196)	(427.353)	-12,6%	238,51	246,60	3,4%
TOTAL	5.002.678	5.059.039	1,1%	237,36	241,62	1,8%

72. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,76%. Destaca-se o reflexo das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST e das novas Receitas Anuais Permitidas – RAP das transmissoras, estabelecidas respectivamente pelas REH 3.066/2022 e pela REH 3.067/2022.

73. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 1,05%. Destacam-se o aumento o início do recolhimento da CDE Conta Escassez Hídrica, com impacto de 2,16%, e início do recolhimento da CDE Geração Distribuída, destinada à custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE ingressantes após 6 de

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



Pág 20 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

janeiro de 2023, com impacto de 0,69%. Por outro lado, o efeito associado à CDE Modicidade Eletrobrás amenizou o efeito da revisão em -2,46%¹³.

3. Análise Parcela B

74. A variação da Parcela B calculada neste processo e a atualmente praticada foi de 2,0%, acarretando um impacto de 0,83% na revisão tarifária. A seguir detalham-se os impactos nos custos de distribuição da concessionária.

75. Os custos operacionais variaram em -2,4% contribuindo para uma redução tarifária de -0,52%. Conforme mencionado anteriormente, a aplicação da metodologia indicou que os custos operacionais atualmente presentes nas tarifas estão acima do limite superior do intervalo considerado eficiente, sendo estabelecida trajetória de redução dos custos operacionais reconhecidos na tarifa ao longo do ciclo.

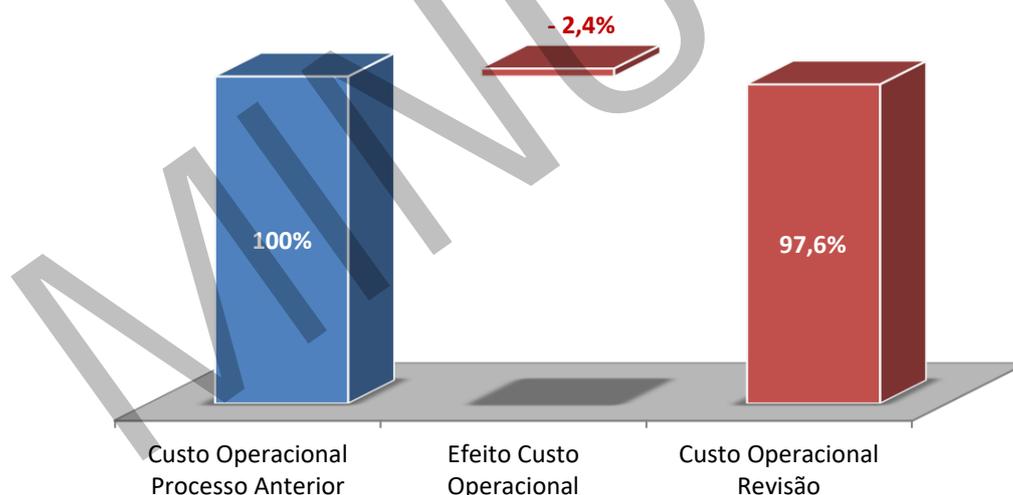


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre o custo operacional

76. A cobertura para anuidades variou -8,5% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de -0,24% nas tarifas. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

¹³ É oportuno esclarecer que o impacto associado a esse item ficou mais negativo em relação àquele considerado em fase de consulta pública. Isso ocorreu em função da alteração de classificação do valor associado à cota de 2022, na fase de CP como componente financeiro, para componente econômico. A SGT optou por essa alteração com vistas a simplificar o cálculo do ajuste de mercado e de diferenças de repasses, a ser realizado em 2024, previsto no Proret 4.4.

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



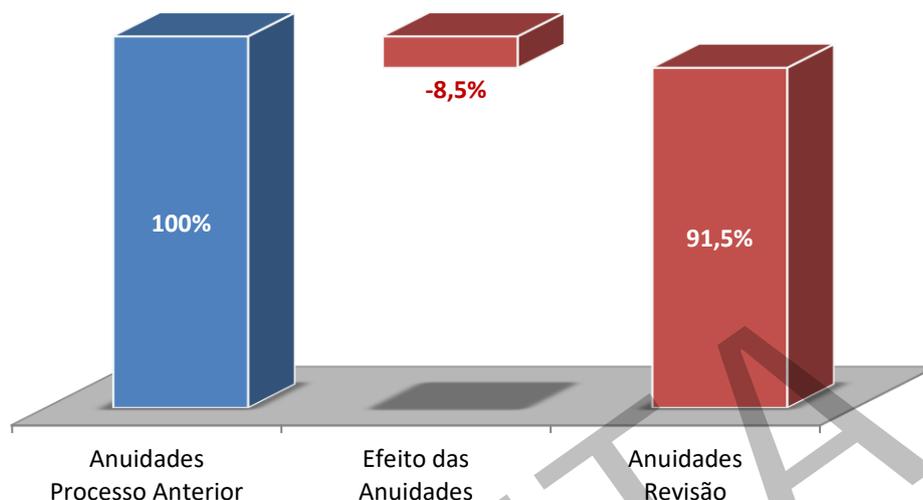


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre as anuidades

77. A remuneração do capital sofreu variação de -0,6% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de -0,07%. A variação negativa deve-se à redução da taxa de remuneração regulatória (WACC) em relação àquela considerada no último processo de revisão tarifária. Por outro lado, o aumento da Base de Remuneração Líquida atenuou o efeito de redução do WACC. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

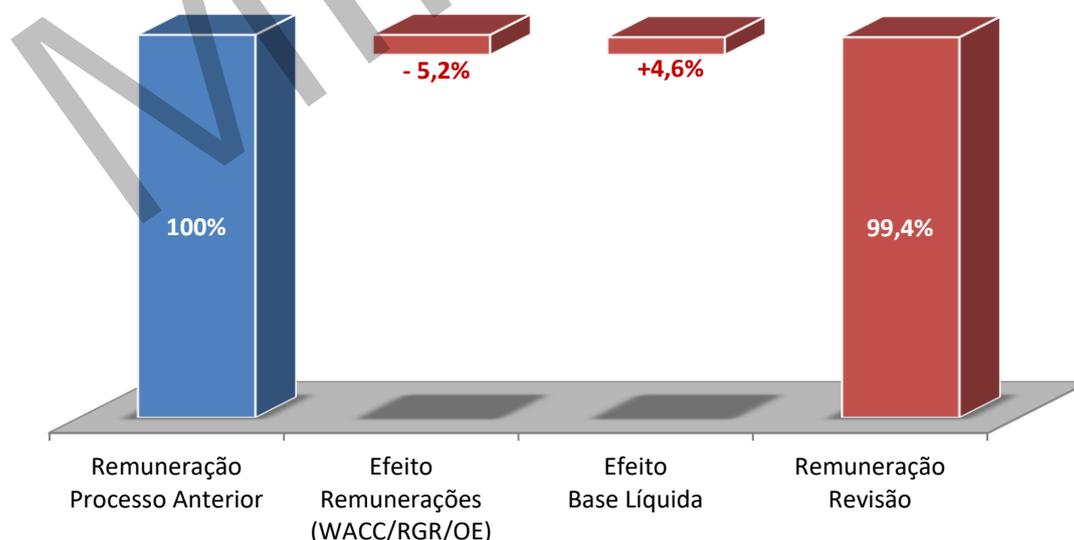


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

78. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) variou 7,9% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 0,41%. No caso específico da EMS, esse aumento decorre da nova taxa de depreciação dos ativos da base, 4,26%, maior que a considerada no ciclo anterior, de 3,78%. Em contrapartida, o efeito associado ao valor da nova Base de Remuneração Bruta atenuou o aumento da QRR. Apesar dos investimentos incrementais

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



realizados pela empresa ao longo do ciclo, a redução da receita associada à depreciação, ou o que chamamos efeito base bruta, deve-se à diferença entre o índice utilizado na correção da Parcela B desde a última revisão, IGP-M, que sofreu forte variação nos últimos anos, e a correção de ativos da base de remuneração, feita pelo IPCA. O Gráfico 5 indica ambos os efeitos.

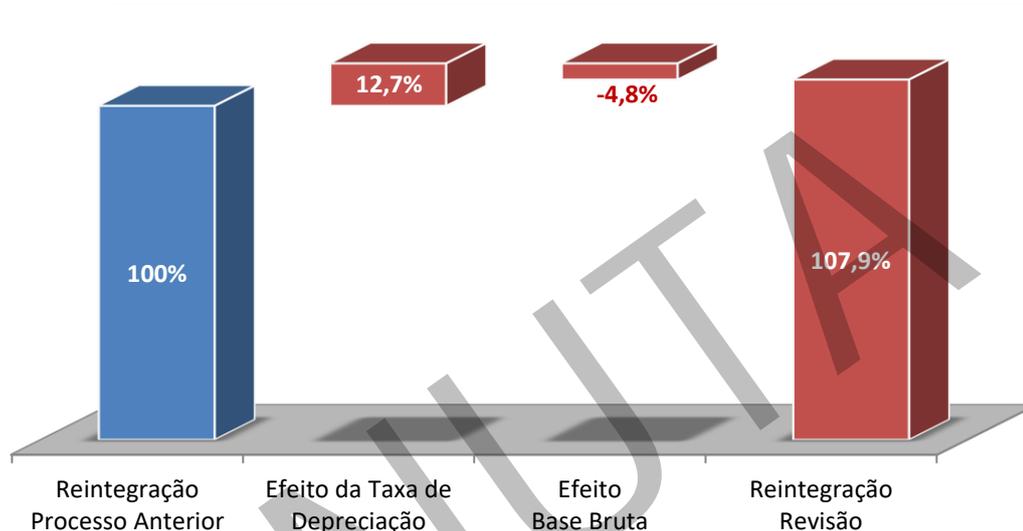


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

79. Os valores arrecadados de Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), passam a ser subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com Outras Receitas (OR), o que justifica o impacto nas tarifas de -0,43%.

80. Conforme consta da Tabela 17, em coerência com a decisão tomada pela Diretoria Colegiada da ANEEL no âmbito do processo tarifário da Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Enel Rio – Enel Rio, foi considerado item econômico de parcela B intitulado “Ajuste de Parcela B associado ao SCEE” no valor aproximado de R\$ 58,9 milhões, com impacto de 1,61% no efeito tarifário. O ajuste em questão corresponde a compensação pelo grande crescimento de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) durante o período de referência. Ocorre que as unidades participantes do sistema de compensação instaladas em período inferior a 12 meses não produziram pleno efeito de redução do mercado faturado, de forma que, caso não houvesse o ajuste indicado, não haveria a adequada recuperação da receita de parcela B, prevista para esse processo tarifário.

81. As receitas irrecuperáveis variaram 10,8% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,07% no efeito médio.

4. Análise Financeiros

82. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de 1,32% na atual revisão da EMS.

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



Pág 23 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

83. Primeiramente, cabe destacar os impactos positivos dos itens associados ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo, no valor de aproximadamente R\$ 177,6 milhões, e impacto de 4,84%, bem como os impactos positivos de itens associados a variação de mercado, tais como a CVA Saldo a Compensar e Neutralidade de encargos, 0,88% e 0,67%, respectivamente. Os efeitos em tela decorrem, em grande medida, da variação negativa do mercado da distribuidora¹⁴ associada ao rápido aumento da Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD).

84. Ainda com valores positivos, destacam-se itens associados a modicidade de processos tarifários anteriores:

- a **Reversão do Financeiro Bandeira Escassez Hídrica** que se refere a reversão do financeiro negativo, considerando no processo tarifário de 2022, associado à arrecadação do acionamento da Bandeira Escassez Hídrica, cujo montante atualizado resulta no financeiro positivo de **R\$ 64 milhões**¹⁵;
- o **Financeiro de Recomposição à conta de comercialização de Itaipu**, refere-se a reversão do diferimento negativo, considerado no processo tarifário de 2021, associado ao repasse realizado pela conta de comercialização de Itaipu¹⁶ conforme Decretos 10.665/2021. O cálculo do financeiro em tela, estimado em aproximadamente, **46,5 milhões**, foi realizado conforme previsto na NT 247/2021¹⁷;
- o **Financeiro de compensação pela prorrogação das tarifas**, decorrente da perda de receita associada a prorrogação das tarifas, homologadas em 2021, no período entre 08/04/2022 e 16/04/2022, estimada em aproximadamente **R\$ 14,6 milhões**;

85. É oportuno esclarecer que, em função do necessário ajuste financeiro a ser calculado em 2024 associado à CDE Modicidade Eletrobrás, conforme previsto no Proret 4.4, o valor do componente financeiro negativo CDE modicidade Eletrobrás, considerado na fase de consulta pública, passou a ser classificado como item econômico.

¹⁴ Da comparação entre os mercados considerados nos processos tarifários de 2022 e 2023, observou-se variação de -3,76% no Mercado TUSD MWh e -7,33% no Mercado TE. Por sua vez, o Mercado TUSD MW aumentou 1,01%.

¹⁵ No processo tarifário de 2021, foi considerado o financeiro negativo denominado “Bandeira Escassez Hídrica”, no valor de 259,7 milhões, cujo propósito era o de não repassar, às tarifas definidas naquele processo, o déficit até então acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras. No presente processo, o financeiro em questão deve ser revertido, visto que, na apuração da CVA, está sendo realizado o encontro de contas entre: 1) o total de arrecadação associada à Bandeira Escassez Hídrica e; 2) os déficits acumulados até o processo tarifário de 2021 somados aos custos incorridos pela distribuidora posteriormente ao processo tarifário de 2021.

¹⁶ No processo tarifário de 2022, foi considerado o financeiro negativo denominado “Bandeira Escassez Hídrica”, no valor de 259,7 milhões, cujo propósito era o de não repassar, às tarifas definidas naquele processo, o déficit até então acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras. No presente processo, o financeiro em questão deve ser revertido, visto que, na apuração da CVA, está sendo realizado o encontro de contas entre: 1) o total de arrecadação associada à Bandeira Escassez Hídrica e; 2) os déficits acumulados até o processo tarifário de 2022 somados aos custos incorridos pela distribuidora posteriormente ao processo tarifário de 2022.

¹⁷ Documento SIC nº 48581.001708/2021-00

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



86. Quanto os financeiros negativos, destacam-se

- o **Ressarcimento dos créditos de PIS/Cofins**, correspondente ao saldo estimado de créditos de PIS/Cofins, de aproximadamente **R\$ -210,5 milhões**, compensados pela empresa distribuidora até a data da revisão em processamento, os quais devem ser revertidos aos consumidores, conforme Lei 14.385/2022;
- Financeiro de **neutralidade dos créditos de PIS/Cofins**, no valor de aproximadamente **R\$ -27,6 milhões** que abarca a devida compensação pelo fato de que os créditos de PIS/Cofins, incluídos nas tarifas dos consumidores na Revisão Tarifária Extraordinária ocorrida em meados de julho de 2022, não terem permanecido nas tarifas por 12 meses.

5. Comparação entre a proposta de Consulta Pública e o Resultado da Revisão

87. A tabela a seguir ilustra as principais variações ocorridas entre a proposta da Consulta Pública (CP 61/2022) e o resultado desta revisão tarifária.

Tabela 20 – Comparação Consulta Pública e Resultado da Revisão

Descrição	CP 061/22 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Varição Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	7,46%	3,45%	-4,01%
Encargos Setoriais	2,69%	1,05%	-1,64%
Custos de Transmissão	1,64%	1,76%	0,12%
Custo de Aquisição de Energia	3,13%	0,63%	-2,50%
PARCELA B	-2,41%	0,83%	3,24%
Reposicionamento Tarifário	5,05%	4,27%	-0,77%
Componentes Financeiros do Processo Atual	0,40%	1,32%	0,92%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	3,53%	3,35%	-0,18%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	8,97%	8,93%	-0,04%

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

- a) **Receita verificada**: para a abertura da CP, apenas o mercado de novembro/2022 estava disponível. Desse modo, os demais meses do período de referência (entre dezembro/22 e março/23), foram projetados a partir do mercado do ano anterior. Ocorre que, em função principalmente do crescimento do mercado de MMGD, houve frustração do mercado projetado em relação ao considerado na fase de CP, implicando em receitas verificadas menores, o que aumentou o impacto estimado para os itens de custo de natureza fixa, cujo custo no processo tarifário independe do mercado (ex. encargos, remuneração de capital, quota de reintegração regulatória), além daqueles difetamente influenciados pela variação do mercado (ex. financeiro de neutralidade, saldo a compensar, sobrecontratação de energia).

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



b) **Parcela A:** quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela A apresentaram variação de -4,01%, destacando-se:

- Nos encargos setoriais: uma variação de -1,64%, destacando-se o efeito de -2,46% resultante da reclassificação, para componente econômico, do valor concernente ao aporte ocorrido em 2022 pela Eletrobrás na CDE (salienta-se que, para CP, esse valor foi considerado como um componente financeiro, apresentando, na ocasião, efeito similar). Ressalta-se, ainda, o efeito de 0,69% da entrada da nova cota de CDE GD nessa fase final do processo;
- Na compra de energia: variação de -2,50%, especialmente afetada pela nova tarifa de repasse de Itaipu, definida na REH nº 3.168/2022;

c) **Parcela B:** a variação, de **3,24%**, é justificada: pelo incremento econômico referente ao ajuste de mercado associado ao SCEE, com impacto de 1,61%; pela incorporação na Base de Remuneração Regulatória - BRR de itens associados às transferências de DITs realizadas para a EMS; além da citada redução de mercado verificado em relação àquele projetado na fase de Consulta Pública;

d) **Componentes Financeiros:** variaram **-0,92%**, em comparação ao apresentado na CP, fruto, principalmente, da reclassificação do montante referente à CDE Eletrobrás, para componente econômico, foi responsável pela variação de -2,15%. Em contrapartida, efeitos de itens influenciados pela variação de mercado, tais como a Neutralidade, CVA Saldo a Compensar e sobrecontratação contribuíram com variação do efeito em 1,62%.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

89. A tabela abaixo apresenta a estimativa preliminar de valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de abril/2023 a março/2024, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de abril/2022 a março/2023.

90. Destaca-se no quadro o item referente ao custeio dos subsídios tarifários previstos, para os próximos meses, associados ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica das unidades consumidores com Mini e Microgeração Distribuída com pedidos de ingresso após o dia 6 de janeiro de 2023.

Tabela 19. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

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



Pág 26 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.157.249	8.201.012	9.358.261
Subsídio Geração Fonte Incentivada	188.890	1.787.062	1.975.952
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(22.436)	-	(22.436)
Subsídio Rural	(272.966)	56.544	(216.423)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(149.188)	881.799	732.611
Subsídio SCEE	-	4.407.690	4.407.690
Total	901.549	10.926.417	11.827.966

VI. DO FUNDAMENTO LEGAL

91. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas:
- art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
 - art. 21 do Anexo I do Decreto no 2.335, de 6 de outubro de 1997;
 - art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
 - art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
 - art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
 - Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
 - Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
 - Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;
 - Cláusula Sétima do Contrato de Concessão no 1/1997.

VII. CONCLUSÃO

2. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 1/1997, no que consta do Processo nº 48500.006880/2022-37, e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:
- pela aprovação do resultado da quinta revisão tarifária periódica da EMS, a vigorar a partir de 7 de agosto de 2022, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 9,28%, sendo de 6,28%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 10,48%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
 - pela fixação as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
 - pela aprovação do valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia

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



Pág 27 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

Elétrica – CCEE à EMS, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;

- d) pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- e) pela definição dos postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) pela fixação do componente T e do componente Pd do Fator X em 1,389% e 0,425%, respectivamente;
- g) pela fixação do referencial regulatório perdas de energia para os reajustes de 2023 à 2027, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia	9,9495%	9,9495%	9,9495%	9,9495%	9,9495%
Perdas Não Técnicas sobre	5,8070%	5,6822%	5,5718%	5,4742%	5,3878%

- h) pela fixação das cotas mensais de R\$ 3.874.435,40, para os doze meses subsequentes, que devem ser recolhidas diretamente à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional – ENBPAr, referente à recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, nos termos do Decreto nº 10.665/2021 e da ReH nº 2.969/2021.

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
Especialista em Regulação/SGT

(Assinado digitalmente)

MARCELO HLEBETZ DE SOUZA
Especialista em Regulação/SGT

(Assinado digitalmente)

ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
Especialista em Regulação/SGT

(Assinado digitalmente)

FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Coordenador de Processos Tarifários de
Distribuição

De acordo

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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



ANEXO I

METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo desta Revisão Tarifária Periódica – RTP está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET¹⁸, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao processo de RTP de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
2.1	Procedimentos Gerais	2.3 C	01/03/2022
2.2	Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	2.2 C	01/03/2022
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0 C	01/03/2022
2.4	Custo de Capital	4.1 C	01/03/2022
2.5	Fator X	4.0 C	01/03/2022
2.6	Perdas de Energia	2.0 C	01/03/2022
2.7	Outras Receitas	2.2 C	01/03/2022
2.8	Geração Própria de Energia	1.1 C	01/03/2022
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4	Encargos Setoriais	1.0 C	01/03/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.5 C	01/03/2022
Módulo 5. Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1 C	01/03/2022
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva -	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0 C	01/03/2022

¹⁸ O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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



Pág 29 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0 C	01/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9 C	01/03/2022
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.1	Revisões tarifárias de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a **Receita Requerida** e a **Receita Verificada**, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária.

5. A **Receita Requerida** reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

6. A **Receita Verificada** corresponde a receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

7. O cálculo do percentual médio do reposicionamento tarifário segue a seguinte fórmula:

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida; e

RV: Receita Verificada.

8. A Receita Requerida é dividida em duas componentes: a primeira, denominada de Parcela A, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e as receitas irrecuperáveis. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso estes valores são repassados para os clientes da empresa.

9. A segunda componente, denominada de **Parcela B**, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios.

10. Desse modo, a receita requerida da concessionária pode ser expressa da seguinte forma:

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



$$RR = VPA + VPB \quad (2)$$

onde:

RR: Receita requerida;
VPA: Valor da Parcela A;
VPB: Valor da Parcela B;

11. No que se refere aos custos de Parcela B, são dois os custos que compõem a receita da concessionária: os custos operacionais e os de capital. Os custos operacionais são os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos com gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços.

12. Os custos de capital incluem os montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados, chamado de base de remuneração. Esta base de remuneração é multiplicada pela taxa de retorno para determinar o total de remuneração do capital investido pela distribuidora. No cálculo dos custos de capital também é incluída a quota de reintegração regulatória, que representa a recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens e direitos.

13. Outro item que é adicionado ao custo de capital são os tributos a ele associados, de forma a assegurar que a remuneração efetivamente auferida pela empresa regulada seja suficiente para o pagamento do Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica - IPRJ e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL.

14. No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessário a atualização dos valores por um fator de ajuste de mercado, de modo a considerar que ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão.

15. Da mesma forma são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade pela ANEEL com incidência na revisão tarifária. Por fim, são descontadas as Outras Receitas e as receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

16. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela B no processo de revisão tarifária. É basicamente sob este componente que os processos de revisão e reajuste se distinguem, quanto ao nível de preços.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (3)$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;
CAA: Custo Anual dos Ativos;
P_m: Fator de Ajuste de Mercado;
MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;
OR: Outras Receitas;
UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda e
ER: Receita obtida com Excedente Reativo

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



Pág 31 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

17. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos Custos Operacionais, definidos pela metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 2.2 A do PRORET.

18. Enquanto que o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (4)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

19. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela A:

$$VPA = CE + CT + ES + RI \quad (5)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

20. Os procedimentos de cálculo da Parcela A nos processos de revisão tarifária é semelhante ao adotados nos processos de reajustes. A regra de cálculo de cada um dos componentes de Parcela A estão descritos nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A. Definição do Período de Referência

21. O período de referência para revisão tarifária corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de revisão.

B. Cômputo da Receita Anual

22. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

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



Pág 32 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

C. Cômputo da Parcela A

23. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Encargos Setoriais; (ii) Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria.

24. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2.2, 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

1. Encargos Setoriais

25. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

26. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

- i) o desenvolvimento energético dos Estados;
- ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
- iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

27. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora os seguintes valores:

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



Pág 33 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

i) quota anual de **CDE Uso**, homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017. Essa cota é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**, por meio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2021, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo corona vírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid.

b. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

28. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

c. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

29. Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET.

d. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

30. Instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET.

e. Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER

31. Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência

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



Pág 34 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

f. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)

32. Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº XXX/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE.

2. Custo com Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição

33. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Sistêmica e Fronteira), DIT Compartilhada e de uso exclusivo, Transporte de Itaipu, Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

34. O contrato de concessão estabelece que deverão ser observados os montantes de Contratação Eficiente na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição os quais devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa nº 666/2015 e da Resolução Normativa nº 506/2012 e alterações supervenientes.

a. Custo de Rede Básica

35. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

36. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto

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



Pág 35 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

que as tarifas são obtidas da resolução homologatória que define as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão para cada ciclo publicadas anualmente.

37. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo são obtidos de resolução homologatória específica publicada anualmente, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

b. Custo de Conexão

38. Refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste ou revisão das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

39. Cabe esclarecer que a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) presente na Resolução Homologatória do processo tarifário da distribuidora pode diferir do custo de conexão repassado às tarifas e considerado na DRP.

40. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A da Resolução Normativa nº 67/2004 e § 6º do artigo 4º-A da Resolução Normativa nº 68/2004, os encargos de conexão associados às novas instalações de transmissão de uso exclusivo, apesar de serem devidos pela distribuidora a partir da data de entrada em operação comercial dessas instalações, só poderão ser considerados no cálculo da tarifa dos consumidores finais da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação de serviço, sem efeitos retroativos.

41. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

42. Refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

43. Refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de

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

Pág 36 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

demanda de potência, observando a Contratação Eficiente (montante faturado contido no intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado), multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

3. Compra de Energia

44. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

45. A Lei nº 10.848/2004 também estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

46. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

47. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

i) **Contratos Bilaterais**: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 700 GWh/ano e seu agente supridor.

ii) **Contratos de Leilões (CCEARs)**: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;

iii) **Leilões de Ajuste**: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

iv) **Cotas de ITAIPU**: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a

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



metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;

v) **Cotas de Angra I e II:** refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

vi) **Cotas do PROINFA:** refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

vii) **Cotas das Concessões Renovadas:** refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;

viii) **Geração Própria:** refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;

ix) **Suprimento:** refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

x) **Geração Distribuída:** produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

48. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (na distribuição – técnicas e não técnicas e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido das perdas definidas pela ANEEL.

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



Pág 38 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

49. As perdas podem ser segmentadas entre perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as perdas na distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

50. As perdas regulatórias na distribuição são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário, utilizando-se os valores contabilizados nos últimos 12 meses e informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, aí incluindo-se as perdas das DIT de uso compartilhado.

b. Perdas Técnicas

51. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores.

52. As perdas técnicas são calculadas segregando as redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, além das subestações, transformadores de distribuição, ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas.

c. Perdas Não-Técnicas

53. As perdas não técnicas representam as perdas associadas à furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição. Estas são obtidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

54. O referencial regulatório para as perdas não técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário subsequente, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

55. O Submódulo 2.6 do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuam em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá, essencialmente, a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e os furtos de energia em sua área de concessão.

56. A partir da formulação do ranking é possível afirmar quais distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não

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



Pág 39 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

técnicas, sejam referências de eficiência, e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que, além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

57. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

d. Valoração da Compra de Energia

58. O artigo 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

59. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

60. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹⁹ considerando o período de referência em questão.

61. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

62. Os critérios e procedimentos adotados no cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia estão detalhados no Submódulo 3.2A do PRORET.

D. Cômputo da Parcela B

1. Custos Operacionais

¹⁹ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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



Pág 40 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

63. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2 do PRORET, estabelece o método de comparação por benchmarking para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

64. A identificação do nível eficiente é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos operacionais regulatórios que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

65. No momento da revisão, o intervalo de custos operacionais é atualizado para a data da revisão observando a variação da extensão de redes, números de consumidores, mercado, perdas não técnicas ajustadas e número de horas de fornecimento interrompido.

66. Numa análise posterior, compara-se o intervalo de custos eficientes atualizado com a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa da concessionária. Caso o valor de custos operacionais presente na tarifa esteja fora do intervalo definido pelo método de benchmarking, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do Componente T do Fator X.

67. Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma a criar uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite inferior. Por fim, se os valores estiverem contidos no intervalo de custos eficientes, o custo reconhecido na revisão corresponderá ao custo já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

68. Um passo seguinte é verificar se a trajetória estabelecida conforme análise anterior é compatível com a restrição de variação de 5% a.a.. Nos casos em que a trajetória excede a variação anual de 5%, a trajetória é ajustada para não exceder o limite anual, conforme fórmula a seguir:

$$\Delta CO = \min\left(\left|\sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1\right|; 5\%\right) \quad (7)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

onde:

ΔCO : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual;

69. Uma última etapa consiste da avaliação do prêmio de eficiência. Nos casos em que a aplicação da metodologia, conforme descrita nos passos anteriores, resultar em uma meta de custo

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



Pág 41 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

operacional superior a 120% do custo real da empresa, o excedente desse valor será compartilhado em 50% com o consumidor.

70. Nestes casos, o valor final da meta de custos operacionais é recalculado de modo a levar em consideração o compartilhamento do prêmio de eficiência, conforme fórmula a seguir:

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2} \quad (8)$$

onde:

CO'_{meta} : meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

$Opex_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

a. Base de Remuneração Regulatória (BRR)

71. Os ativos da concessionária são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória.

72. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:

- i) Terrenos – Distribuição, Geração;
- ii) Reservatórios, barragens e adutoras;
- iii) Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e
- iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almojarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

73. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) é composta por valores equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível:

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos; e

VI – Móveis e utensílios.

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



Pág 42 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

74. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

i) A base de remuneração aprovada no terceiro ciclo de revisão tarifária (3CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;

ii) As inclusões entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária;

iii) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária – base incremental (item b);

iv) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;

v) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

75. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

76. Também é deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

77. O saldo dos investimentos realizados, a partir de financiamento com recursos da RGR, é remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

78. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 0,73% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,88% a.a. em termos reais.

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

b. Remuneração do Capital (RC)

79. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRI - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (9)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRI: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

r_{WACC_{pré}}: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;

r_{RGR}: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

80. Para o cálculo da taxa de retorno, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (10)$$

onde:

r_{wacc}: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_p: custo do capital próprio real depois de impostos;

r_d: custo da dívida real depois de impostos;

P: capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida;

V: soma do capital próprio e de terceiros;

81. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

82. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, em um período de 4 anos consecutivos.

83. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model). O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_p = r_{NTN-b} + \beta \cdot (r_m - r_f) + pr_A \quad (11)$$

onde:

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



r_p : remuneração do capital próprio;
 r_{NTN-b} : remuneração do título público brasileiro;
 β : beta do setor regulado;
 $r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença de referência entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense); e
 pr_A : prêmio de risco da atividade.

84. Para o custo de capital de terceiros, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (12)$$

onde:

r_T : remuneração do capital de terceiros;
 r_{Deb} : rentabilidade das debêntures; e
 ce_{Deb} : custo de emissão das debêntures.

85. A tabela a seguir ilustra o cálculo do custo médio ponderado de capital para uma concessionária que tenha alíquota de 34% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Tabela II.1. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio (P)	57,82%
Proporção de Capital de Terceiros (D)	42,18%
Remuneração do título público brasileiro (r_{NTN-b})	5,83%
Beta médio alavancado (β)	0,4480
Prêmio de risco do mercado EUA ($r_m - r_f$)	6,46%
Prêmio de risco da atividade (pr_A)	0,51%
Prêmio de risco do negócio e financeiro (J)	3,40%
Custo de capital próprio	9,23%
Debêntures (r_{Deb})	6,73%
Custo de emissão (ce_{Deb})	0,37%
Impostos	34%
Custo de dívida real	7,10%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	11,08%
WACC real depois de impostos	7,32%

* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

86. Para aplicação tarifária, considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos do percentual de impostos a serem pagos. Assim, a equação anterior será aplicada às tarifas dos consumidores como se segue abaixo:

$$r_{WACC_{pré}} = \frac{(P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d}{1 - T} \quad (13)$$

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



Pág 45 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

87. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

- para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero);
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

88. Para aplicação tarifária, considerar-se-ia o WACC conforme tabela abaixo:

Tabela II.2 – WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{wacc-pré}$)
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	8,33%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	9,29%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	10,11%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	11,08%

- concessionárias isentas de impostos sobre a renda;
- concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;
- concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e
- todas as demais.

89. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - RC_{OE} – é calculado conforme equação abaixo.

$$RC_{OE} = \frac{PRM-PRP}{1-t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b \quad (14)$$

onde:

RC_{OE} : Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

PRM : Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

PRP : Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+Br;

t : Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P : Participação do Capital Próprio no Capital Total;

$CAOM$: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA : Custo Anual dos Ativos; e

OES_b : Obrigações Especiais Bruta.

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

c. Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

90. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por sua vez, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

91. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (15)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;
BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e
δ: Taxa média de depreciação das instalações.

92. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de novembro de 2009.

d. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

93. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

94. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1/IPC A_0)^{0,167} \quad (16)$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);
AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na quarta revisão;
IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na quarta revisão;
IPCA₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e
IPCA₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

95. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade, é necessário segregar em 3 grupos de ativos, conforme tabela a seguir:

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



Tabela II.3 – Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (BAR_A)	45%
Veículos (BAR_V)	12%
Sistemas (BAR_I)	43%

96. Uma vez segregadas, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (17)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

97. As Anuidades serão calculadas com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[\frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACC\text{pré}}}{2} \right] \quad (18)$$

onde:

CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;

BAR_{A/V/I}: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e

VU_{A/V/I}: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

3. Receitas Irrecuperáveis

98. Conforme estabelecido no Submódulo 3.1 do PRORET, o cálculo das Receitas Irrecuperáveis é feito pela soma da Receita Requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, por classe de consumo, ponderado pela participação da classe de consumo na receita total da distribuidora, conforme fórmula abaixo:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - \text{ICMS} - \text{PIS} - \text{COFINS})} \times \{ \sum_c (\rho_c \times RI_c) \} \quad (6)$$

onde:

V_{RI}: valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

RR: receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;

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

Pág 48 da Nota Técnica nº 52/2023-SGT/ANEEL, de 03/03/2023.

Financeiros: Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET submódulo 4;

Receita de Bandeiras: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_c : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_c : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

4. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

31. Ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA é aplicado um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade.

a. Índice de Ajuste de Mercado (P_m)

32. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

33. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (P_m), a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária, como ajuste do Valor da Parcela B, é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual e a revisão tarifária anterior. O cálculo do P_m utiliza a mesma fórmula do componente Pd do Fatox X descrita no item 5 deste Anexo.

b. Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

99. O Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora.

100. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X descrita no item 5 deste Anexo.

5. Outras Receitas (OR)

101. Conforme Submódulo 2.7 do PRORET, as outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

102. As atividades acessórias subdividem-se em 2 subgrupos:

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



i) **Atividades acessórias próprias:** são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

ii) **Atividades acessórias complementares:** são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores; (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de: efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; serviços de comunicação de dados; e serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas.

103. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

104. Já o compartilhamento das receitas inerentes das atividades acessórias complementares também será de 60% da receita bruta da concessionária, com exceção dos itens: a) (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; (9) sistemas de iluminação pública, b) efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei e c) serviços de comunicação de dados, os quais o percentual de compartilhamento será de 30% da receita bruta.

E. FATOR X

105. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é

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