



## **SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA**

**Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL**  
**Brasília, 29 de março de 2018**

### **QUARTA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA**

.....  
**Energisa Mato Grosso - Distribuidora de  
Energia S.A.**

**FINAL**

#### **Agência Nacional de Energia Elétrica**

Superintendência de Gestão Tarifária  
SGAN 603 / Módulo "I" – 1º andar  
CEP: 70830-030 – Brasília – DF  
Tel: + 55 61 2192-8823  
Fax: + 55 61 2192-8679

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO

ANDRE VALTER FEIL, RAQUEL GONCALVES CARVALHO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: E001EB300044CE9C CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



## ÍNDICE

I. OBJETIVO.....	2
III. ANÁLISE.....	3
III.1 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO.....	6
III.2 RECEITA VERIFICADA.....	6
III.3 PARCELA B.....	6
III.3.1. Custos Operacionais (CO).....	6
III.3.2. Receitas Irrecuperáveis (RI).....	9
III.3.3. Remuneração do Capital (RC) E Quota de Reintegração Regulatória (QRR) .....	10
III.3.3.1. Custo de Capital .....	11
III.3.3.2. Base de Remuneração Regulatória.....	13
III.3.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).....	15
III.3.5. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade .....	16
III.3.6. Outras Receitas (OR) .....	17
III.4. PARCELA A.....	19
III.4.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE).....	19
III.4.1.4 Tarifa de energia referente à geração distribuída decorrente da desverticalização da EMT .....	24
III.4.2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição E/Ou Transmissão (CT).....	24
III.4.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES).....	26
III.5. FATOR X.....	27
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	29
IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT .....	32
V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS.....	33
VI. CUMPRIMENTOS DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE.....	33
VII. RESULTADO DA REVISÃO .....	34
VIII. CONCLUSÃO .....	40



(Fls. 2 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

## Nota Técnica nº 68/2018–SGT/ANEEL

Em 29 de março de 2018

Processo n.º **48500.005356/2017-81**

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

### I. OBJETIVO

Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da quarta revisão tarifária periódica da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A., consolidada após análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública nº 01/2018.

2. A presente proposta de revisão tarifária da EMT 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. Uma revisão conceitual das metodologias aplicáveis, que vai além do escopo da presente Nota Técnica, pode ser feita a partir das seguintes referências:

- Submódulo 2.1 e Nota Técnica 065/2015-SRM/SGT/ANEEL: Procedimentos Gerais;
- Submódulo 2.2 e Nota Técnica 066/2015-SRM/SGT/ANEEL: Custos Operacionais;
- Submódulo 2.3 e Nota Técnica 400/2014-SRE/ANEEL: Base de Remuneração Regulatória;
- Submódulo 2.4 e Nota Técnica 022/2015-SRE/ANEEL: Custo de Capital;
- Submódulo 2.5 e Nota Técnica 067/2015-SRM/SGT/ANEEL: Fator X;
- Submódulo 2.6 e Nota Técnica 106/2015-SRM/SGT/ANEEL: Perdas de Energia;
- Submódulo 2.7 e Nota Técnica 105/2015-SRM/SGT/ANEEL: Outras Receitas;
- Submódulo 2.8 e Nota Técnica 400/2014-SRE/ANEEL: Geração Própria de Energia.

4. A Seção II apresenta uma breve descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da EMT. 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 003/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EMT, define a data de 08/04/2018 para a realização da quarta revisão tarifária periódica.

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



(Fls. 3 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

6. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram solicitadas por meio do Ofício nº 124/2017-SGT/ANEEL, de 6 de outubro de 2017, sendo encaminhadas pela concessionária mediante a Carta nº ENERGISA MT/VPR-ANEEL/Nº095/2017, de 13 de novembro de 2017.

7. Em 23/01/2018, na 1ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a AP nº 01/2018 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 24 de janeiro a 02 de março, com sessão presencial em 22 de fevereiro de 2018, na cidade de Cuiabá - MT.

8. Em 22 de março de 2018, na sede desta Agência, foi realizada reunião com os representantes da empresa e em 26 de março de 2018 com o conselho de consumidores, para discutir a proposta final da revisão tarifária, momento em que a concessionária e o Conselho de Consumidores apresentaram as suas contribuições finais.

9. No dia 29 de março de 2018, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP nº 01, foi encaminhada à EMT e ao Conselho de Consumidores.

10. Em 29/03/2018, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EMT encontra-se adimplente com suas obrigações intrasetoriais, 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

12. 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.

13. 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.

14. 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.

15. 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.

16. 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.

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

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



(Fls. 4 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

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

onde:

*RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);*

*RR: Receita Requerida;*

*RV: Receita Verificada.*

18. A Receita Requerida é dividida em duas parcelas: a primeira, denominada de **Parcela A**, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão e encargos setoriais. 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.

19. A segunda parcela, denominada de **Parcela B**, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes da 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.

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

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

onde:

*RR: Receita requerida;*

*VPA: Valor da Parcela A;*

*VPB: Valor da Parcela B;*

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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.



(Fls. 5 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

25. 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 auferidas pela concessionária, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

26. 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.

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

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

$P_m$ : Fator de Ajuste de Mercado; e

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas

27. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO + RI \quad (4)$$

onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO: Custos Operacionais e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

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

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (5)$$

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).

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

$$VPA = CE + CT + ES \quad (6)$$

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; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.



(Fls. 6 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

30. 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.1 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

31. O reposicionamento tarifário calculado para a EMT, quando se analisa apenas a variação dos custos de Parcela A e B, resultou no percentual total médio de 8,43%.

**Tabela 1. Reposicionamento Tarifário Médio**

Descrição	Valores (R\$)
VPA+VPB	4.012.942.430,88
Receita Verificada	3.700.067.606,27
<b>Reposicionamento Tarifário Médio</b>	<b>8,46%</b>

### III.2 RECEITA VERIFICADA

32. No cálculo de Receita 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 reajuste tarifário homologado em 2017. O mercado de referência correspondeu o período de abril/2017 a março/2018.

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

**Tabela 2 – Receita Verificada**

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	<b>7.078.906</b>	<b>3.371.091.959,40</b>
A2 (88 a 138 kV)	4.494	2.264.054,62
A3a (30 kV a 44 kV)	646.672	283.451.525,13
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.267.563	569.336.850,58
BT (menor que 2,3 kV)	5.160.176	2.516.039.529,07
Demais Livres	1.446.441	220.980.422,53
Distribuição	3.298	15.470.564,11
Geração	-	92.524.660,23
<b>Total</b>	<b>8.528.646</b>	<b>3.700.067.606,27</b>

### III.3 PARCELA B

#### III.3.1. Custos Operacionais (CO)



(Fls. 7 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

34. 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.

35. 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.

36. 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 ajustada e número de horas de fornecimento interrompido.

37. 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.

38. 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.

39. 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:

$\Delta CO$ : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

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

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





(Fls. 8 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

41. 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.

42. A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos Custos Operacionais regulatórios para a EMT no valor de R\$640.257.069,84.

**Tabela 3 – Custos operacionais regulatórios no reposicionamento**

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	84,53%	87,75%	92,47%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	763.717.745	799.571.526	835.425.306

**Comparação com intervalo de CO eficientes**

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	622.924.132
4. Meta estudo de eficiência - R\$	763.717.745
5. Variação Anual (%)	4,16%
6. Meta do estudo de eficiência aplicado o limite de 5% a.a.	763.717.745

**Avaliação do prêmio de eficiência**

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R\$	546.216.579
8. Meta OPEX	763.717.745
9. Relação OPEX Real / Meta OPEX	139,82%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	709.588.820
11. Número de anos no ciclo	5
<b>12. OPEX na revisão [ = 3. + (10. - 3.) / 11.]</b>	<b>640.257.070</b>

43. No caso da EMT, a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa é menor do que o intervalo inferior definido pelo método de *benchmarking*. Como resultado, é estabelecida uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo, para que, ao final deste, os custos operacionais regulatórios alcancem o limite inferior do intervalo.

44. Uma vez que a aplicação direta da metodologia resultou em uma trajetória de 4,16% a.a., não foi necessário ajustar a meta regulatória para que a trajetória não excedesse o limite anual de 5%. Em relação à comparação que é realizada com os custos reais, a aplicação da metodologia resultou em relação entre a meta de custos operacionais e os custos reais de 139,82%, e consequentemente foi necessário recalcular a trajetória para compartilhar com o consumidor o valor excedente a 120%.



(Fls. 9 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

### III.3.2. Receitas Irrecuperáveis (RI)

45. O valor de receitas irre recuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária é composto por duas parcelas: (1) uma associada aos encargos setoriais e (2) outra relativa aos demais itens da receita da distribuidora.

46. O da parcela relativa aos encargos setoriais é feito a partir do nível de receitas irre recuperáveis da própria concessionária. O objetivo é calcular os custos com encargos setoriais da forma mais precisa possível considerando, inclusive, o montante que é faturado e não recebido pelas concessionárias. Os níveis de receitas irre recuperáveis de cada concessionária são reconhecidos desde que não superem os limites estabelecidos no Submódulo 2.2 do PRORET. A equação a seguir sintetiza o cálculo das receitas irre recuperáveis associadas aos encargos setoriais.

$$V_i = \frac{ES}{(1-ICMS-PIS-COFINS)} \times \{\sum_C(\rho_c \times RI_i)\} \quad (9)$$

onde:

$V_i$ : parcela de receitas irre recuperáveis associada aos encargos setoriais;

$ES$ : valor dos encargos setoriais a ser considerado na revisão tarifária;

$\rho_c$ : participação da classe de consumo  $C$  na receita total verificada no ano teste; e

$RI_i$ : mediana dos percentuais de receitas irre recuperáveis, relativa à classe  $C$ , verificados nos três anos anteriores ao da revisão tarifária.

47. Para a parcela de receitas irre recuperáveis relativa aos demais itens da receita, são definidos percentuais regulatórios específicos para cada empresa, por classe de consumo. Os percentuais regulatórios são baseados no desempenho das distribuidoras, que são comparadas conforme sua posição no ranking de complexidade socioeconômica das áreas de concessão. O valor de receitas irre recuperáveis dessa parcela da receita, acrescido dos valores previstos de faturamento de bandeiras tarifárias, é então definido pela seguinte equação:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Receita de Bandeiras} - \text{Encargos Setoriais}}{(1-ICMS-PIS-COFINS)} \times \{\sum_C(\rho_c \times RI_c)\} \quad (10)$$

onde:

$V_{RI}$ : valor a ser considerado de receitas irre recuperáveis;

$RR$ : receita requerida

*Receita de Bandeiras*: receita prevista de bandeiras tarifárias;

*Encargos Setoriais*: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;

$\rho_c$ : participação da classe de consumo  $C$  na receita total verificada no ano teste;

$RI_c$ : percentual de receitas irre recuperáveis regulatória, relativa à classe  $C$ , do grupo ao qual pertence à empresa.

48. A tabela a seguir resume o cálculo do valor de receitas irre recuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária, segregado em suas duas parcelas, uma relacionada aos encargos setoriais e outra relativa ao restante da receita.



(Fls. 10 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

**Tabela 4 – Receitas Irrecuperáveis**

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	912.117.020,08	0,55%	5.025.013,64
Restante da Receita	4.903.738.918,51	0,36%	17.638.164,64
<b>Total</b>	<b>5.815.855.938,59</b>	<b>0,39%</b>	<b>22.663.178,28</b>

### III.3.3. Remuneração do Capital (RC) E Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

51. 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:

$$RC = (BRRI - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (11)$$

onde:

*RC*: Remuneração do Capital;

*BRRI*: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

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

*r<sub>WACC<sub>pré</sub></sub>*: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;

*r<sub>RGR</sub>*: Custo de capital da *RGR*, ponderado por destinação (*PLpT* e não *PLpT*); e

*RC<sub>OE</sub>*: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

52. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - *RC<sub>OE</sub>* – é calculado conforme equação abaixo.

$$RC_{OE} = \frac{r_p - r_f}{1 - t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM + CAA - RC_{OE}} \times OES_b \quad (12)$$

onde:

*RC<sub>OE</sub>*: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

*r<sub>p</sub>*: Custo de Capital Próprio (nominal);

*r<sub>f</sub>*: Remuneração do Ativo Livre de Risco (nominal);

*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<sub>b</sub>*: Obrigações Especiais Bruta.

53. 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.

54. 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:



(Fls. 11 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (13)$$

onde:

*QRR*: Quota de Reintegração Regulatória;

*BRRb*: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

$\delta$ : Taxa média de depreciação das instalações.

55. 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 junho de 2009.

### III.3.3.1. Custo de Capital

56. 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:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (14)$$

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;

57. 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.

58. 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, nos anos de 2011, 2012 e 2013, resultando no percentual de participação de capital de terceiros ( $D/V$ ) de **48,76%**.

59. 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:

$$r_P = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (15)$$

onde:

$r_P$ : custo de capital próprio;

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$\beta$ : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$ : prêmio de risco do mercado de referência; e

$r_B$ : prêmio de risco país.

60. 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

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



(Fls. 12 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

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:

$$r_d = r_f + r_c + r_B \quad (16)$$

onde:

$r_f$ : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$r_c$ : prêmio de risco de crédito; e

$r_B$ : prêmio de risco país.

61. 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 5. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC**

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio (P)	51,24%
Proporção de Capital de Terceiros (D)	48,76%
Taxa livre de risco ( $r_f$ )	5,64%
Taxa de retorno do Mercado ( $r_m$ )	13,20%
Prêmio de risco de Mercado ( $r_m - r_f$ )	7,56%
Beta médio alavancado ( $\beta$ )	0,70
Prêmio de risco do negócio [ $\beta \cdot (r_m - r_f)$ ]	5,31%
Prêmio de risco país ( $r_B$ )	2,62%
Prêmio de risco de crédito ( $r_c$ )	3,37%
Inflação americana considerada	2,41%
Custo de capital próprio real	10,90%
Custo de dívida real	5,14%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	12,26%
<b>WACC real depois de impostos</b>	<b>8,09%</b>

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

62. 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:

$$r_{WACC\text{ pré}} = \frac{(P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d}{1 - T} \quad (17)$$

63. 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%, seriam 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;



(Fls. 13 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

c) para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;

d) para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

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

**Tabela 6. WACC antes de Impostos**

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ( $r_{wacc-pré}$ )
WACC real antes dos impostos <sup>a</sup>	Isento	<b>9,97%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>b</sup>	15,25%	<b>10,77%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>c</sup>	24%	<b>11,45%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>d</sup>	34%	<b>12,26%</b>

a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;

b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;

c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e

d) todas as demais.

65. No caso da EMT o WACC real antes de impostos é de 12,26%, uma vez que esta não tem isenção de impostos.

66. 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).

67. 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.

68. 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.

### III.3.3.2. Base de Remuneração Regulatória

69. 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:

a) 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;



(Fls. 14 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

- b) 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;
- c) 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);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;
- e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

70. 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.

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

#### **Tabela 7 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração**



(Fls. 15 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	8.570.161.200,18
(2) Índice de Aproveitamento Integral	26.679.323,93
(3) Obrigações Especiais Bruta	2.663.263.392,70
(4) Bens Totalmente Depreciados	693.345.726,26
<b>(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>5.186.872.757,28</b>
(6) Depreciação Acumulada	3.472.554.605,15
(7) AIS Líquido - Valor de Mercado em Uso = (1)-(6)	5.097.606.595,03
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	31.820.830,70
(9) Valor da Base de Remuneração - VBR = (7)-(8)	5.065.785.764,33
<b>(10) Obrigações Especiais Líquida</b>	<b>1.689.417.553,16</b>
(11) Almoxarifado em Operação	9.819.229,11
(12) Ativo Diferido	-
(13) Terrenos e Servidões	73.566.724,29
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)-(10)+(11)+(12)+(13)	3.459.754.164,56
<b>(15) Base de Remuneração Líquida Total sem RGR = (14)-(18)-(19)</b>	<b>3.459.754.164,56</b>
(16) WACC real antes de impostos	0,12
<b>(17) Remuneração do Capital sem RGR e sem OE = (15)*(16)</b>	<b>424.165.860,58</b>
(18) Saldo RGR PLPT	-
(19) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(20) Remuneração RGR - PLPT e Demais Investimentos	-
<b>(21) Remuneração RGR = [(18)+(19)]*(20)</b>	<b>-</b>
(22) Taxa Remuneração Obrigações Especiais	2,34%
<b>(23) Remuneração de Obrigações Especiais = (10)*(22)</b>	<b>39.526.394,54</b>
<b>(24) Remuneração do Capital = (17)+(21)+(22)</b>	<b>463.692.255,12</b>
(25) Taxa de Depreciação	3,70%
<b>(26) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)</b>	<b>191.914.292,02</b>

72. O valor da Base de Remuneração Regulatória segundo laudo de avaliação fiscalizado foi informado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Memorando nº 143/2018-SFF/ANEEL, de 26 de março de 2018, na Data-Base de outubro de 2017.

73. 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, outubro de 2017, e a data da revisão tarifária, abril de 2018.

### III.3.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

74. 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.

75. 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:

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





(Fls. 16 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1/IPCA_0)^{0,167} \quad (18)$$

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;

*IPCA<sub>1</sub>*: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

*IPCA<sub>0</sub>*: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

76. 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:

**Tabela 8 – Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos**

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis ( <i>BAR<sub>A</sub></i> )	45%
Veículos ( <i>BAR<sub>V</sub></i> )	12%
Sistemas ( <i>BAR<sub>I</sub></i> )	43%

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

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (19)$$

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.

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

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[ \frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACC\text{pré}}}{2} \right] \quad (20)$$

onde:

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

*BAR<sub>A/V/I</sub>*: 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<sub>A/V/I</sub>*: 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”..

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

**Tabela 9: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI**



(Fls. 17 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	525.481.811,22
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	236.466.815,05
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	63.057.817,35
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	225.957.178,82
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	26.621.919,10
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	12.873.703,82
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	56.484.605,03
<b>(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)</b>	<b>95.980.227,95</b>

### III.3.5. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

49. 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.

50. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade entre o 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.

51. O valor do Fator de Ajuste de Mercado ( $P_m$ ) a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária no 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 revisão tarifária e a do 3CRTP, conforme equação a seguir:

$$P_m(i) := PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC}) \quad (21)$$

onde:

$PTF$ : Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

$\Delta MWh(i)$ : Variação anual média de mercado da concessionária  $i$ , entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

$\overline{\Delta MWh}$ : Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

$\Delta UC(i)$ : Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária  $i$ , entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento; e

$\overline{\Delta UC}$ : Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

52. O Fator de Ajuste de Mercado, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, é de 1,48%.

53. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, são considerados os indicadores Duração Equivalente de Interrupção (DEC), Frequência Equivalente de Interrupção (FEC), Frequência Equivalente de Reclamação (FER), Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), Indicador de Nível de Serviço de Serviço do Atendimento Telefônico (INS), Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico (IAb) e Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico (ICO). O mecanismo busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as distribuidoras.



(Fls. 18 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

54. O Fator de Ajuste de Qualidade calculado para aplicação na atual revisão tarifária foi definido em 0,13%.

55. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da EMT.

**Tabela 10: Cálculo da Parcela B ajustada**

Descrição	Valores
<b>Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)</b>	<b>662.920.248</b>
Custos Operacionais (CO)	640.257.069,84
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	5.025.013,64
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	17.638.164,64
<b>Custo Anual dos Ativos (CAA)</b>	<b>751.586.775</b>
Remuneração do Capital (RC)	463.692.255,12
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	191.914.292,02
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	95.980.227,95
<b>Parcela B (VPB)</b>	<b>1.414.507.023</b>
Índice de Produtividade da Parcela B	1,48%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	0,13%
<b>Parcela B com ajustes</b>	<b>1.391.784.149</b>

### III.3.6. Outras Receitas (OR)

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

a) **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.

b) **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

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



(Fls. 19 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

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.

57. 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.

58. 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.

59. Desse modo, para cada natureza de receita há um percentual que deve ser revertido à modicidade tarifária, nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”.

**Tabela 11: Outras Receitas**



(Fls. 20 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	3.266.705,05
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura e arrecadação por terceiros	60%	4.047.846,62
Receita proveniente da comercialização de resultados de projetos de P&D	50%	0,00
Veiculação de publicidade	60%	0,00
Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%	0,00
Compartilhamento de infraestrutura	60%	9.980.947,14
Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%	0,00
Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%	0,00
<b>Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de:</b>		
(1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;	60%	0,00
(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão;	60%	0,00
(3) subestações de energia;	60%	0,00
(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;	60%	0,00
(5) banco de capacitores;	60%	0,00
(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;	60%	0,00
(7) sistemas de medição de energia elétrica;	60%	0,00
(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;	30%	0,00
(9) sistemas de iluminação pública.	60%	0,00
Eficientização 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	30%	0,00
Serviços de comunicação de dados	30%	0,00
Serviços de consultoria	60%	0,00

### III.4. PARCELA A

60. 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) e os custos com Encargos Setoriais (ES).

#### III.4.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

##### III.4.1.1. Tipos de contratos e Regras de precificação

61. A Lei n. 10.848, de 15/03/2004 alterou as regras de compra e venda de energia elétrica especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

62. Também a Lei nº 10.848, de 15/03/2004 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”.

63. 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:

- a) *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



(Fls. 21 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

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 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu agente supridor.

- b) *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. Decreto nº 5.163/2004;
- c) *Leilão 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.
- d) *Cotas de ITAIPU*: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;
- e) *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;
- f) *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;
- g) *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;
- h) *Geração Própria*: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração próprio 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;
- i) *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 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;
- j) *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).

### III.4.1.2. Energia Requerida

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ANDRE VALTER FEIL, RAQUEL GONCALVES CARVALHO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: E001EB300044CE9C CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>





(Fls. 22 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

64. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores há que se considerar que nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Cabe à ANEEL definir a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o desempenho da concessionária nos segmentos de perdas que tenha maior gestão.

65. 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.

66. 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. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. São medidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

67. As perdas técnicas 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, etc. São calculadas as perdas nas redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, subestações, transformadores de distribuição, além dos ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas. O nível de perdas técnicas calculado, como percentual da energia injetada, é mantido constante em todos os processos tarifários até a revisão subsequente.

68. O valor de perdas técnicas, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, por meio do Memorando nº 0098/2018-SRD/ANEEL, de 23/03/2018, que encaminhou a Nota Técnica nº 0029/2018-SRD/ANEEL, no percentual de 10,044% sobre a energia injetada.

69. 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, 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.

70. 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 atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá, essencialmente, a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e os furtos de energia em sua área de concessão.

71. 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 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

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



(Fls. 23 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

72. 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.

73. A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnicas para a concessionária.

**Tabela 12 – Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória**

1 - Cálculo do Ponto de Partida	
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)
1. Meta 3º Ciclo (Faturada)	7,24%
2. Diferença entre medido e faturado (mediana 4 últimos anos)	1,30%
3. Meta 3º Ciclo (Medida) [1. + 2.]	8,54%
4. Média Histórico (Medida)	10,74%
5. Ponto de Partida [ = máximo (7,5% e Mínimo (3. e 4.) ]	8,54%
6. Ponto de Partida (faturado)	7,24%

2 - Cálculo do Ponto de Chegada			
Descrição	Modelo C	Modelo G	Modelo K
Empresa Benchmark	COSERN	COSERN	COSERN
5. Perda Benchmark (PNT/BT)	5,22%	5,22%	5,22%
6. Perda CEMAT (PNT/BT)	11,28%	11,28%	11,28%
7. Probabilidade de Comparação	98,89%	93,87%	92,48%
8. Meta baseada em cada Benchmark [ 7. x 5. + ( 1.- 7.) x 6. ]	5,28%	5,59%	5,67%
9. Meta média dos Benchmarks [média( 8 ) ]		5,52%	
10. Ponto de Partida (PNT/BT)		8,54%	
11. Meta = Mínimo (9 e 10)		5,52%	
12. Meta (Faturado)		4,22%	

Descrição	Ponto Partida	2018	2019	2020	2021	2022
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	8,54%	7,93%	7,33%	6,72%	6,12%	5,52%
Velocidade de Redução (a.a)		-0,60%	-0,60%	-0,60%	-0,60%	-0,60%
Limite de Redução (a.a)		-0,13%	-0,11%	-0,10%	-0,09%	-0,08%
Referencial Regulatório PNT/BT (medido)	8,54%	8,41%	8,29%	8,19%	8,11%	8,03%
Diferença entre medido e faturado	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%	1,30%
Referencial Regulatório PNT/BT (faturado)	7,24%	7,11%	7,00%	6,90%	6,81%	6,74%
Referencial Regulatório PT/Einj	10,04%	10,04%	10,04%	10,04%	10,04%	10,04%

74. No caso da EMT, foi aplicada a regra geral. Assim, tendo-se o mercado faturado como referência, estabeleceu-se, como ponto de partida, a meta definida no ciclo anterior de 7,24%, enquanto que, para o ponto de chegada, identificou-se um referencial de perdas de 6,74%, baseado na comparação com outras distribuidoras.

75. Para o cálculo das perdas elétricas são ainda apuradas as perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica. Essas perdas são apuradas em cada processo tarifário, com base nas medições dos últimos 12 meses das perdas apuradas na Rede Básica e nas Demais Instalações de





(Fls. 24 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Transmissão – DIT de uso compartilhada, contabilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

76. Para obtenção da energia requerida é necessário somar as perdas regulatórias, em MWh, de acordo com os respectivos percentuais determinados na revisão tarifária, ao mercado de venda da concessionária. O mercado de venda da concessionária representa toda energia faturada no mercado cativo, consumo próprio e energia suprida a outras distribuidoras

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

**Tabela 13 – Energia Requerida**

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	111.203
Perdas na Distribuição	1.360.151
Perdas Técnicas	993.231
Perdas Não Técnicas	366.920
Energia Vendida	7.078.906
<b>Energia Requerida</b>	<b>8.550.259,90</b>

#### III.4.1.3. Valoração da Compra de Energia

78. 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, bem como os contratos bilaterais de energia.

79. 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.

80. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia foram adotados os procedimentos detalhados no Submódulo 3.2 do PRORET<sup>1</sup> bem como foram utilizadas as informações constantes nos seguintes dispositivos legais e documentos:

**Tabela 14: Informações para valoração da compra de energia**

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Tarifas e montantes	Memorando nº 51/2018-SRM/ANEEL
Itaipu	Tarifa de repasse de potência	REH 2.363/2017
Cota Angra II/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.359/2017
Cotas Lei nº 12783/2013	Receitas Anuais de Geração	REHs 2.265, 2.288 e 2.353/2017
Cota do PROINFA	Montante e cota	REH 2.365/2017

81. Para o cálculo do preço de repasse dos CCEARs por disponibilidade, foi levado em conta o fato de que para patamares de geração térmica de usinas cujo CVU encontra-se acima de 211,28 R\$/MWh, as

<sup>1</sup> [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018803\\_Proret\\_Submod\\_3\\_2\\_V1.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018803_Proret_Submod_3_2_V1.pdf)

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



(Fls. 25 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

concessionárias obterão receita adicional com o acionamento das bandeiras tarifárias. Portanto, os valores de CMO utilizados para obter a previsão do custo de geração da parcela variável dos CCEARs por disponibilidade foram fixados em 211,28 R\$/MWh para os 12 meses subsequentes.

80. A tabela a seguir resume o custo com compra de energia.

**Tabela 15: Custo com Compra de Energia**

Empresa	Montante	Custo médio	Despesa (R\$)
<b>Energia Base</b>	<b>2.936.294 MWh</b>	<b>135,70</b>	<b>398.454.480,93</b>
Geração Própria	4.174 MWh	213,00	889.045,46
Cota Angra I/Angra II	213.429 MWh	240,80	51.393.762,19
Cotas Lei n° 12783/2013	1.406.214 MWh	76,71	107.871.203,92
Itaipu (tirando as perdas)	1.142.776 MWh	208,53	238.300.469,37
PROINFA	169.700 MWh	-	0,00
<b>Bilateral</b>	<b>3.199.487 MWh</b>	<b>223,78</b>	<b>715.972.906,00</b>
<b>CCEAR</b>	<b>2.414.479 MWh</b>	<b>251,08</b>	<b>606.223.682,37</b>
<b>Custo médio geral de energia</b>		<b>201,24</b>	
<b>Energia Vendida</b>	<b>7.078.906 MWh</b>	<b>Sobrecontratada em</b>	<b>1.034.192 MWh</b>
<b>Perdas</b>	<b>1.471.354 MWh</b>		
<b>Energia Requerida (Energia Vendida + Perdas)</b>	<b>8.550.260 MWh</b>	<b>Despesa final</b>	<b>R\$ 1.720.651.069,30</b>

#### III.4.1.4 Tarifa de energia referente à geração distribuída decorrente da desverticalização da EMT

82. No escopo do modelo de comercialização instituído pela Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, as atividades de distribuição devem ser separadas das de geração e transmissão, quando desenvolvidas por concessionária, permissionária ou autorizada de serviço público de distribuição de energia elétrica que atue no Sistema de Interligado Nacional – SIN.

83. Em decorrência desse processo de desverticalização, foram firmados em 01/11/2005 contratos de compra e venda de energia elétrica entre a EMT e as concessionárias de geração Apiacás Energia S/A, Jurueña Energia S/A, Primavera Energia S/A, Braço Norte Energia S/A, Cuiabá Energia S/A e VP Energia S/A, os quais foram aprovados pelos Despachos SFF n° 525 e 876, de 15/03 e 02/05/2006, à luz da Resolução Normativa n° 167, de 10/10/2005.

84. Por meio da Resolução Autorizativa n° 1.727, de 09/12/2008, foi aprovada a transferência das concessões das geradoras Braço Norte, Cuiabá e VP para a empresa Primavera Energia S/A.

85. Consta do art. 7° da REN n° 167/2005 que: “A tarifa da geração distribuída será atualizada na mesma data de reajuste ou revisão das tarifas da compradora, devendo ser considerado o índice de variação de cada item de custo não gerenciável, relativo aos incisos IV a IX do art. 6°, e o IGP-M para a atualização dos custos gerenciáveis, referidos nos incisos I a III do art.6°”.

86. Sendo assim, foi calculado o reajuste da tarifa econômica de energia elétrica referente à geração distribuída proveniente das concessionárias de geração Apiacás Energia S/A, Jurueña Energia S/A e Primavera Energia S/A, resultando no valor de 369,28 R\$/MWh, para aplicação a partir de 08/04/2018.

#### III.4.2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição E/Ou Transmissão (CT)



(Fls. 26 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

87. 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. O detalhamento dos custos de transmissão bem como sua forma de cálculo encontra-se no Submódulo 3.3 do PRORET<sup>2</sup> aprovado pela REN 604/2014.

88. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, foram utilizados os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) constantes do CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas foram obtidas da Resolução Homologatória nº 2.259, de 27 de junho de 2017.

89. Já os valores referentes aos Contratos de Conexão associados às instalações de transmissão de uso exclusivo foram obtidos da REH 2.258, de 27 de junho de 2017, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

90. 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, devido à novas conexões.

91. 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.

92. O custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição se aplica ao caso da EMT, uma vez que ela acessa as redes de distribuição da CELG e da CERON.

93. Os valores dos custos relacionados à transmissão de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na tabela a seguir:

**Tabela 16: Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)**

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	111.482.952,98
Rede Básica Fronteira	45.421.217,99
Rede Básica ONS (A2)	2.810.487,79
Rede Básica Export (A2)	45.576.542,60
MUST Itaipu	17.492.861,02
Transporte de Itaipu	26.271.987,67
Conexão	7.128.076,23
Uso do sistema de distribuição	686.540,10
<b>Total</b>	<b>256.870.666,38</b>

<sup>2</sup> [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604\\_Proret\\_Submod\\_3\\_3\\_V0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_Proret_Submod_3_3_V0.pdf)

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



(Fls. 27 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

### III.4.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES)

94. 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. A descrição dos encargos setoriais bem como sua forma de cálculo encontra-se no Submódulo 3.4 do PRORET<sup>3</sup> aprovado pela REN 604/2014.

95. Os valores considerados serão levados em conta também na apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) do próximo processo tarifário da concessionária.

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

**Tabela 17: Encargos Setoriais**

Descrição	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	5.663.044,05	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	452.913.434,51	ReH 2.358/2017 e ReH nº2.231
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	102.074.375,17	Previsão SGT -JAN/2018
PROINFA	63.353.697,18	ReH 2.365/2017
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	36.722.601,64	Res. Normativa nº 316/2008
ONS	89.678,86	Contribuição JAN/17 - DEZ/17
<b>Total</b>	<b>660.816.831,40</b>	

97. A cobertura tarifária referente ao encargo CDE considerada nesta revisão tarifária incorpora os seguintes valores:

- Quota anual da CDE – USO de R\$273.385.728,30, homologada pela Resolução Homologatória 2.358, de 19 de dezembro de 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.
- Quota anual CDE – ENERGIA (CONTA – ACR) de R\$158.898.441,00, homologada pela REH nº 2.231, de 25 de abril de 2017. Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que atendem consumidores finais cativos no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas energia elétrica.

Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222, de 1º de abril de 2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612, de 16 de abril de 2014.

<sup>3</sup> [http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604\\_Proret\\_Submod\\_3\\_4\\_V0.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2014604_Proret_Submod_3_4_V0.pdf)

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



(Fls. 28 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

A CONTA-ACR tem como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinário de 2015. Frisa-se que a definição desse encargo tarifário para cada distribuidora não está vinculada aos recursos recebidos da Conta-ACR, mas ao tamanho de seus mercados cativos no período de fevereiro a dezembro de 2014. Dessa forma, os custos da Conta-ACR foram distribuídos equitativamente a todos os consumidores cativos do sistema interligado nacional.

- c) Quota anual CDE – ENERGIA (DEC 7.891) de R\$20.629.265,21, homologada pela REH nº 2.358, de 19 de dezembro de 2017. Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que atendem consumidores finais cativos no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas energia elétrica.

Refere-se à devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, nos termos do Art. 4º-A do Dec. 7.891/2013. Os recursos foram destinados à cobertura do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA decorrente do custo de aquisição de energia elétrica, devendo os consumidores recompor a Conta em até 5 anos, com atualização dos valores pela variação do IPCA, mediante encargo a ser incluído nas tarifas de energia elétrica, definido na proporção dos recursos recebidos pela distribuidora.

### III.5. FATOR X

98. 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 corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

99. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

100. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme a formulação a seguir:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T \quad (24)$$

onde:

$Pd$  = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

$Q$  = Qualidade do serviço; e

$T$  = Trajetória de custos operacionais.

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



(Fls. 29 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

101. Os componentes Pd e T são definidos “*ex-ante*”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado “*ex-post*”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

### III.5.1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

102. O **Componente Pd** do Fator X consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, e foi estimado a partir da variação observada, no curto prazo, do mercado e das unidades consumidoras.

103. O componente Pd a ser aplicado nos reajustes tarifários de cada concessionária 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 revisão tarifária e a do 3CRTP, conforme equação a seguir:

$$Pd(i) := PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC}) \quad (25)$$

onde:

*PTF*: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

$\Delta MWh(i)$ : Variação anual média de mercado da concessionária *i*, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

$\overline{\Delta MWh}$ : Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

$\Delta UC(i)$ : Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento; e

$\overline{\Delta UC}$ : Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

104. O valor do componente Pd do Fator X a ser considerado nos reajustes subsequentes da EMT é de 1,48%.

### III.5.2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

105. O **Componente T** do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente T, são descritos na seção III.3.1 da presente Nota Técnica. O valor do componente T do Fator X a ser considerado nos reajustes subsequentes da EMT é de -1,21%.

### III.5.3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

106. O **Componente Q** do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

107. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, serão considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.





(Fls. 30 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

108. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q é denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade e foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da concessionária entre os anos de 2016 e 2017, resultando em um valor de 0,13%. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investir na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas.

### III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

109. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados na legislação diversos componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não integram a tarifa econômica, pois se referem a valores a serem pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda, que resultou em R\$ 83.835.148,21. A Tabela abaixo indica os valores calculados para cada item da CVA.

**Tabela 18 – Valores apurados das CVA's**

Descrição	Delta (R\$)	5º Dia Útil Anterior (R\$)	12 Meses Subsequentes (R\$)
CVA CDE	4.223.410,69	3.287.365,82	3.401.563,85
CVA CDE Energia	(30.706.448,30)	(31.840.635,31)	(32.946.730,03)
CVA Rede Básica	1.435.142,34	1.339.148,19	1.385.668,14
CVA Compra Energia	249.359.348,47	260.024.897,85	269.057.763,08
CVA Transporte Itaipu	(250.034,69)	(378.544,61)	(391.694,66)
CVA Proinfa	584.714,01	585.736,30	606.083,88
CVA ESS/ERR	(146.028.368,68)	(151.997.351,70)	(157.277.506,04)
<b>Total</b>	<b>78.617.763,84</b>	<b>81.020.616,54</b>	<b>83.835.148,21</b>

Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela taxa média anual BM&F<sup>4</sup>, de 6,54% a.a..

Do total apurado para a CVA ENERGIA, foi deduzido a parcela da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a cobertura dos custos dos CCEAR-D e do risco hidrológico dos CCGF e

<sup>4</sup> Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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



(Fls. 31 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

Itaipu, para o período de competência de fevereiro de 2017 a dezembro de 2017, conforme estabelecido no Submódulo 6.8 do PRORET.

No cálculo da CVA ESS/ERR também foi incluído os efeitos gerados pelos ajustes da Tabelas 3 da REH nº 2214/17, valor referente à efetiva devolução do EER Angra III pela distribuidora. Esse ajuste tem o objetivo de evitar a reversão em duplicidade, por meio do mecanismo da CVA-EER e por meio do faturamento com a tarifa de ajuste no processo tarifário de 2017.

**ii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.** Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2017 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada. Apurou-se um valor de R\$16.752.412,38.

Para o cálculo do Saldo a Compensar da CVA do ano anterior, foram utilizados os de CVA do 5º dia útil fiscalizados pela SFF, os quais foram informados por meio do Memorando nº 707/2017-SFF/ANEEL, de 26/12/2017.

**iii) Repasse de Sobrecontratação/exposição de Energia.** O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016, sendo obtidos os seguintes resultados:

O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/02/2017 e 01/12/2017, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 62.719.729,95 a preços de abril/2018.

Para o ano civil de 2017: Sobrecontratação de energia de 247.826,59 MWh, que representa 2,89% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.

Em relação ao último processo tarifário, todo valor de Sobrecontratação/Exposição foi considerado em caráter involuntário provisório e após a publicação do Despacho de Exposição/Sobrecontratação Involuntária de 2016, o repasse será recalculado tendo em vista a sobrecontratação observada, de 427.154,44 MWh.

Destaca-se que o resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 171.377,64.

Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R\$ 62.891.107,59, já atualizado para preços de abril/2018.

**iv) Conselho de Consumidores.** Conforme dispõe o art. 18, §4º e §6º da Resolução Normativa 451/2011, os valores disponibilizados aos Conselhos de Consumidores devem ser levados em consideração na definição da Parcela B da receita da distribuidora e eventual saldo remanescente deverá ser





(Fls. 32 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

revertido à modicidade tarifária subsequente. Portanto, está sendo considerado o valor negativo de R\$ 205.431,58, atualizado por IGP-M.

v) **Implantação Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE.** Por meio do Memorando nº 148/2018-SFF/ANEEL, de 27 de março de 2018, a SFF recomendou o reconhecimento do valor histórico de R\$ 26.782.361,75, referente a implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. Este financeiro foi reconhecido para as Concessionárias de Distribuição até o 3º Ciclo de Revisão Tarifária e baseava-se no art 3º da Resolução Normativa nº 367/2009. No caso específico da EMT, o reconhecimento nesta revisão segue o plano de recuperação da Concessão, constante da Resolução Autorizativa 4.463/2013, de 17 de dezembro de 2013. Contudo, no 3CRTP já foi reconhecido o valor histórico de R\$ 14.674.487,10 para o atendimento desta obrigação, e assim propõe-se que, para evitar um repasse tarifário cumulativo ao consumidor, seja tal valor deduzido do total apresentado pela SFF. Assim, o componente financeiro resulta no total de **R\$ 13.251.292,41**, já atualizado pela taxa SELIC para abril/2018.

vi) **Ressarcimento de P&D:** Trata-se da devolução, pela União, do excedente de arrecadação do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida – ROL, instituído pela Lei nº 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica, e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir Estados e municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, nos 24 meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional - SIN.

- Ocorre que a arrecadação do referido encargo foi da ordem de R\$ 740.768.427,39, correspondendo a 105 empresas pagantes, mas apenas o Estado de Rondônia foi ressarcido em R\$ 51.280.564,55. Assim, restou saldo positivo de R\$ 689.487.862,84 a ser devolvido às concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição, na proporção dos valores por elas recolhidos, e revertidos para a modicidade tarifária, conforme prevê a Lei nº 9.991/2000.
- A Lei nº 13.587/2018 que fixou as despesas da União para o exercício financeiro de 2018, previu o valor de R\$ 1.081.285.818 para fins de ressarcimento aos consumidores de energia, incluída a estimativa de atualização monetária. O repasse dos respectivos valores às distribuidoras observará o cronograma dos reajustes e revisões tarifárias de 2018.
- a União repassará à EMT o valor de R\$ 24.224.962,73, devendo o mesmo ser considerado como componente financeiro negativo para fins de cálculo das tarifas.

vii) **Demais Componentes Financeiros:** Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4 do PRORET, se aplicam os seguintes itens ao presente cálculo do Revisão Tarifária da CEMAT: Garantias Financeiras de CCEARs, Neutralidade dos encargos setoriais, Descasamento da TUSD Distribuição, Compensação referente às alterações dos acordos bilaterais de CCEAR, Conselho de Consumidores, Compensação por violação dos limites de continuidade DIC/FIC, Reversão da Previsão de Risco Hidrológico do ano anterior e Previsão de Risco Hidrológico. Estes foram calculados em conformidade com as regras de apuração e atualização monetária presentes no citado Submódulo. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros.

## Resumo dos Componentes Financeiros

110. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros.

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO  
Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ANDRE VALTER FEIL, RAQUEL GONCALVES CARVALHO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: E001EB300044CE9C CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fls. 33 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

**Tabela 19: Componentes Financeiros**

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	269.057.763,08	6,73%
CVA em processamento -Transporte	993.973,48	0,02%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(180.191.342,14)	-4,51%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	16.752.412,38	0,42%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(42.260.345,19)	-1,06%
Sobrecontratação/exposição de energia	62.490.049,69	1,56%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	161.097,34	0,00%
Previsão de Risco Hidrológico	57.339.435,92	1,44%
Ajuste CUSD	71.843,06	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(69.270,70)	0,00%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	(1.948.805,72)	-0,05%
Conselho de Consumidores	(205.431,58)	-0,01%
Reversão Risco Hidrológico	(100.079.437,27)	-2,50%
Recálculo Exposição CCEAR entre Submercados	(469.444,05)	-0,01%
Implantação do MCPSE	13.251.292,41	0,33%
Ressarcimento de P&D	(24.224.962,73)	-0,61%
<b>Total</b>	<b>70.668.827,97</b>	<b>1,77%</b>

#### IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

111. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente, conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

112. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

113. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

114. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e os repasses da Conta Bandeiras são considerados no momento da apuração da CVA Energia e CVA ESS da concessionária.

115. Neste processo tarifário, a receita proveniente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e dos repasses da Conta Bandeiras, que foi deduzida dos totais apurados de CVAENERGIA, da CVAESS/EER e do financeiro de Sobrecontratação/Exposição, totalizou R\$ 132.557.024,86.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO

ANDRE VALTER FEIL, RAQUEL GONCALVES CARVALHO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: E001EB300044CE9C CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fls. 34 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

## V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

116. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

117. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, atual gestor da CDE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a SGT utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

118. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE a distribuidora no período de competência de abril/2018 a março/2019, 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/2017 a março/2018.

**Tabela 20: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE**

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	-	37.943,12	4.947.895,38
Subsídio Geração Fonte Incentivada	784.524,98	4.222.243,55	5.006.768,53
Subsídio Distribuição	-	-	-
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	19.150,55	1.110.681,01	1.129.831,55
Subsídio Rural	877.028,42	11.075.213,75	11.952.242,17
Subsídio Irrigante/Aquicultor	83.979,37	1.735.751,62	1.819.730,99
<b>Total</b>	<b>1.726.740,19</b>	<b>23.091.785,30</b>	<b>24.818.525,49</b>

## VI. CUMPRIMENTOS DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

119. Desde meados de 2015, uma grande quantidade de agentes do setor elétrico vem ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE.

120. Com o aumento substancial de processos judiciais contestando o encargo da CDE, visando uma simplificação operacional benéfica tanto para a ANEEL quanto para as distribuidoras, a Diretoria da ANEEL decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016<sup>5</sup>, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de tal forma que as distribuidoras realizem o faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

121. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência,

<sup>5</sup> Publicada em 16 de junho de 2016.

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



(Fls. 35 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

e observando a diferenciação entre CDE – USO e CDE – ENERGIA, dando ciência à CCEE sobre as glosas realizadas.

## VII. RESULTADO DA REVISÃO

122. A Revisão Tarifária da EMT conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 11,53%, sendo de 5,94%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 13,98%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

**Tabela 21 – Efeito médio ao consumidor**

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	5,94%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	13,98%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>11,53%</b>

123. O efeito médio nas tarifas de 11,53% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 8,43%, 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 1,77%; 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 1,31% no atual processo tarifário da EMT.

124. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de 11,53%, representa a conjugação dos três movimentos tarifários acima explicitados  $[11,53\% = + (8,43\%) + (1,77\%) + (1,31\%)]$ .

125. A Tabela 24 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. Apenas para fins de apresentação dos resultados, o custo de custeio do PROINFA foi incluído nos custos com aquisição de energia.



(Fls. 36 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

**Tabela 22 – Resumo da revisão**

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação na Revisão	Participação na Receita
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>2.596.709.049</b>	<b>2.638.453.781</b>	<b>1,61%</b>	<b>1,13%</b>	<b>65,75%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>636.627.801</b>	<b>660.816.831</b>	<b>3,80%</b>	<b>0,65%</b>	<b>16,47%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.831.183	5.663.044	17,22%	0,02%	0,14%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	230.008.322	273.385.728	18,86%	1,17%	6,81%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	21.307.533	20.629.265	-3,18%	-0,02%	0,51%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	168.825.587	158.898.441	-5,88%	-0,27%	3,96%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	112.616.063	102.074.375	-9,36%	-0,28%	2,54%
PROINFA	65.645.847	63.353.697	-3,49%	-0,06%	1,58%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	33.296.247	36.722.602	10,29%	0,09%	0,92%
ONS	97.017	89.679	-7,56%	-0,00%	0,00%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>257.105.176</b>	<b>256.870.666</b>	<b>-0,09%</b>	<b>-0,01%</b>	<b>6,40%</b>
Rede Básica	109.801.937	111.482.953	1,53%	0,05%	2,78%
Rede Básica Fronteira	74.798.678	45.421.218	-39,28%	-0,79%	1,13%
Rede Básica ONS (A2)	2.978.714	2.810.488	-5,65%	-0,00%	0,07%
Rede Básica Export. (A2)	21.929.742	45.576.543	107,83%	0,64%	1,14%
MUST Itaipu	17.156.466	17.492.861	1,96%	0,01%	0,44%
Transporte de Itaipu	24.416.309	26.271.988	7,60%	0,05%	0,65%
Conexão	5.584.609	7.128.076	27,64%	0,04%	0,18%
Uso do sistema de distribuição	438.720	686.540	56,49%	0,01%	0,02%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>1.702.976.072</b>	<b>1.720.766.283</b>	<b>1,04%</b>	<b>0,48%</b>	<b>42,88%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>1.103.358.557</b>	<b>1.374.488.650</b>	<b>24,57%</b>	<b>7,33%</b>	<b>34,25%</b>
Custos Operacionais	622.917.199	629.971.875	1,13%	0,19%	15,70%
Anuidades	60.614.801	94.438.386	55,80%	0,91%	2,35%
Remuneração	254.312.133	456.243.426	79,40%	5,46%	11,37%
Depreciação	169.173.345	188.831.349	11,62%	0,53%	4,71%
Receitas Irrecuperáveis	19.304.601	22.299.113	15,51%	0,08%	0,56%
Outras Receitas	(22.963.522)	(17.295.499)	-24,68%	0,15%	-0,43%
<b>Reposicionamento Tarifário</b>	<b>3.700.067.606</b>	<b>4.012.942.431</b>		<b>8,46%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>	<b>1,77%</b>				
CVA em processamento - Energia	6,73%				
CVA em processamento - Transporte	0,02%				
CVA em processamento - Encargos Setoriais	-4,51%				
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	0,42%				
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	-1,06%				
Sobrecontratação/exposição de energia	1,56%				
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	0,00%				
Previsão de Risco Hidrológico	1,44%				
Ajuste CUSD	0,00%				
Repasse de compensação DIC/FIC	0,00%				
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	-0,05%				
Conselho de Consumidores	-0,01%				
Reversão Risco Hidrológico	-2,50%				
Recálculo Exposição CCEAR entre Submercados	-0,01%				
Implantação do MCPSE	0,33%				
Ressarcimento de P&D	-0,61%				
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>	<b>1,31%</b>				
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>	<b>11,53%</b>				

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

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO

Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

ANDRE VALTER FEIL, RAQUEL GONCALVES CARVALHO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: E001EB300044CE9C CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

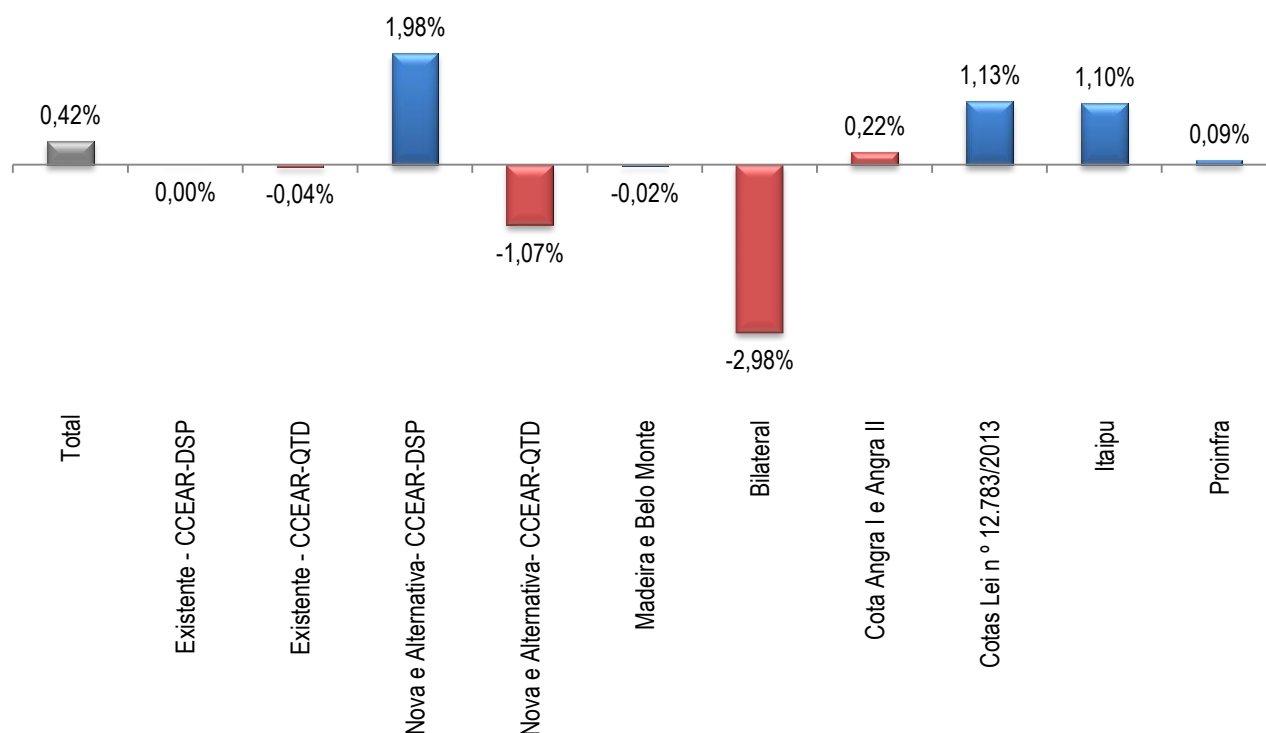
(Fls. 37 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

126. No que se refere a Parcela A os custos de transmissão impactaram a revisão em -0,01%. O efeito negativo dos custos de transmissão é resultado da redução dos custos de Rede Básica devida a diminuição da TUST Fronteira do ponto 138 kV Várzea Grande CMT (de R\$ 2.558,00/MW para R\$ 123,00/MW nos períodos ponta e fora ponta).

127. Os custos com encargos setoriais impactaram a revisão em 0,72%. Destaca-se, o aumento do orçamento da CDE – USO, decorrente da homologação das cotas anuais da CDE para o ano de 2018, conforme Resolução Homologatória 2.358, de 19/12/2017, que contribuiu para um aumento do efeito médio de 1,17%.

128. Ressalta-se ainda o impacto dos custos com compra de energia, de 0,42%. Contribuiu para esse resultado o aumento do preço médio dos contratos de disponibilidade (Nova e Alternativa), cotas da Lei 12.783/2013. Contribuiu para o efeito negativo a redução do preço médio dos contratos bilaterais.

129. O Gráfico 1 ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:



**Gráfico 1 – Efeito por modalidade de aquisição de energia**

130. A Tabela 23 apresenta a variação na compra de energia entre a o reajuste tarifário de 2016 e a atual revisão:





(Fls. 38 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

**Tabela 23 – Detalhamento da compra de energia**

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo A-1	Processo atual	Variação	Processo A-1	Processo atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	5.451,32	5.123,83	-6,01%	373,36	377,98	1,24%
Existente - CCEAR-QTD	5.194,93	952,89	-81,66%	332,15	339,26	2,14%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.170.793,83	2.008.903,08	-7,46%	252,24	272,29	7,95%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	557.801,61	638.730,92	14,51%	211,45	189,18	-10,53%
Ajuste - CCEAR	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Madeira e Belo Monte	927,72	3.487,09	275,88%	121,52	123,77	1,85%
Bilateral	3.775.149,06	3.594.315,24	-4,79%	231,72	223,81	-3,41%
Cota Angra I e Angra II	255.092,01	239.767,21	-6,01%	224,21	240,80	7,40%
Cotas Lei n° 12.783/2013	1.563.036,75	1.579.746,21	1,07%	63,31	76,71	21,17%
Geração Própria	0,00	4.689,00	-	0,00	213,00	-
Itaipu	1.393.963,70	1.283.798,90	-7,90%	195,12	208,53	6,87%
Montante de Reposição	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Proinfa	184.816,66	169.700,47	-8,18%	355,20	373,33	5,10%
Sobra (-) / Exposição (+)	-1.348.148,76	-1.034.192,44	-23,3%	202,76	205,33	1,3%
<b>TOTAL</b>	<b>8.564.078,82</b>	<b>8.495.022,39</b>	<b>-0,8%</b>	<b>206,05</b>	<b>208,78</b>	<b>1,3%</b>

131. No que tange às receitas irrecuperáveis, houve aumento de 15,51% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,08% nas tarifas. Esse resultado proveio da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a EMT, pois com a revisão metodológica aprovada para o atual ciclo a área de concessão da EMT passou a se situar entre áreas mais complexas.

132. Também contribuiu para o aumento a atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis. Desde a última revisão, realizada em novembro de 2013, o valor das receitas irrecuperáveis que foi fixado na Parcela B vem sendo atualizado nos reajustes tarifários subsequentes pela variação do mercado e do IGP-M menos Fator X, sem, contudo, refletir o aumento significativo das Parcela A nos últimos anos. Assim, com a realização da revisão tem-se o recálculo das coberturas das receitas recuperáveis considerando o novo patamar de receita que reflete o aumento da Parcela A, e não apenas a sua atualização pelo mercado e IGP-M menos o Fator X, conforme ocorrido nos reajustes passados.

133. Em relação à **Parcela B**, o seu crescimento desde a última revisão foi de 67,6%, em decorrência da atualização dessa parcela de custos nos reajustes pelo IGP-M, descontado do Fator X e do crescimento acumulado do mercado desde a última revisão.

134. Em relação aos **custos operacionais**, estes contribuíram para um aumento tarifário de 0,19% em razão do resultado da aplicação da metodologia indicar uma trajetória de aumento desses custos ao longo do ciclo, para que, ao final, os custos operacionais regulatórios alcancem o limite inferior do intervalo.

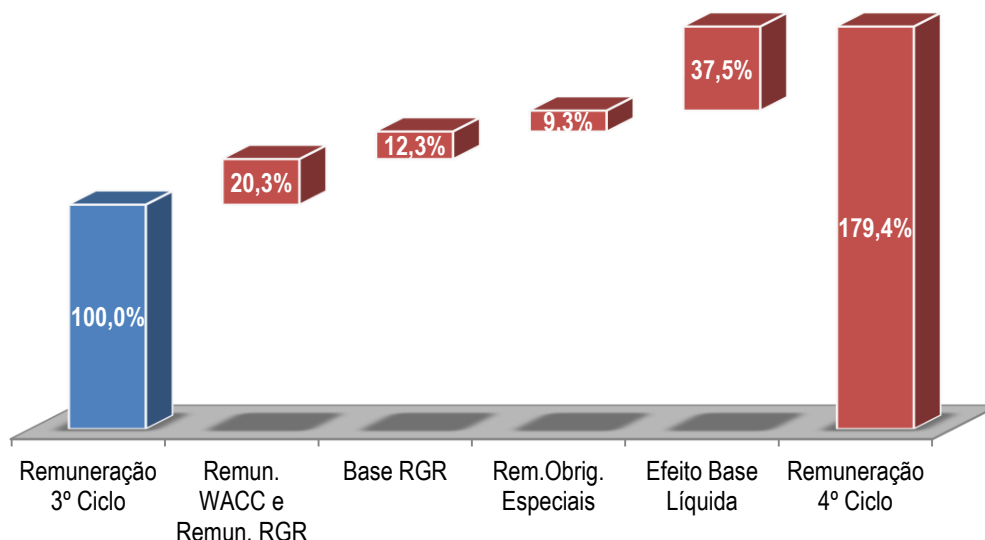
135. A respeito da remuneração do capital, houve aumento de 79,40% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 5,46%. A situação adveio principalmente do aumento da Base Líquida. O aumento do WACC regulatório, a redução dos ativos com recursos da RGR (Luz para todos e demais investimentos) e da remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais, que teve início no atual ciclo de revisões, também contribuíram para o aumento da remuneração.

136. O gráfico abaixo demonstra os dois efeitos que explicam a variações de 79,40% da remuneração de capital. O aumento da Base Remuneração Líquida responde por 37,5%, o aumento WACC



(Fls. 39 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

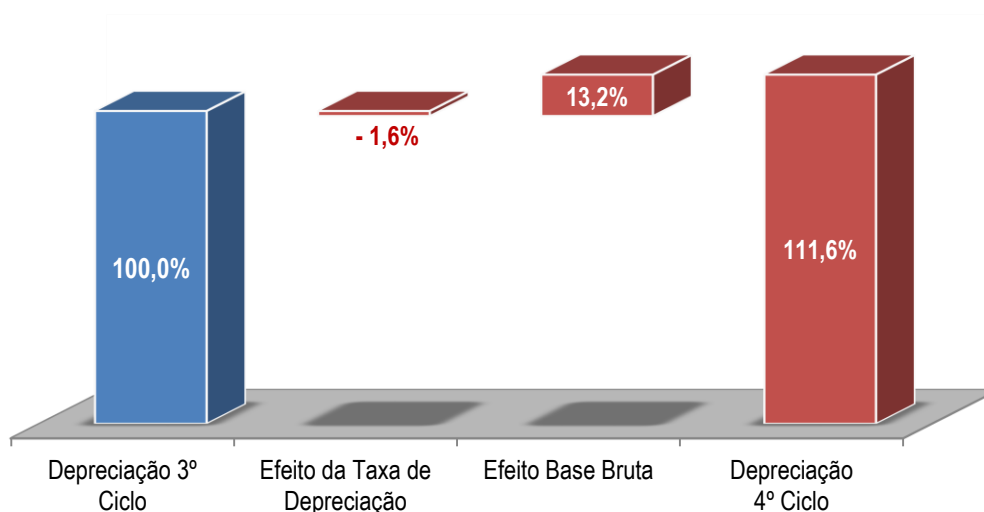
regulatório por 20,3%, remuneração da base da RGR por 12,3% e remuneração das Obrigações Especiais por outros 9,3%.



**Gráfico 2 – Efeito da revisão sobre remuneração do capital**

137. Referentemente à quota de reintegração regulatória, houve aumento de 11,62% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que impactou as tarifas em 0,53%. A situação proveio do aumento da Base Bruta combinado com a redução da taxa de depreciação (de 3,76% para 3,70%).

11. O gráfico 3 demonstra os dois efeitos. O aumento da base bruta responde por 13,2%, enquanto que a redução da taxa de depreciação por -1,60%.



**Gráfico 3 – Efeitos da revisão sobre a Quota de Reintegração**





(Fls. 40 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

138. Em relação a cobertura para Anuidades, houve aumento de 55,80% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,91% nas tarifas. Esse resultado proveio da revisão dos parâmetros regulatórios adotados para o cálculo das anuidades no atual ciclo e da atualização da base de remuneração regulatória, da qual o cálculo das anuidades depende.

139. No que tange aos componentes financeiros, os financeiros com impactos positivos mais expressivos considerados nesta revisão foram: a CVA em processamento - Energia e a previsão de Risco Hidrológico. Já o de maior impacto negativo está relacionado à CVA em processamento - Encargos Setoriais.

140. A CVA relacionada aos custos de aquisição de energia impactou a atual revisão em 6,73%. As principais modalidades contratuais que impactaram o saldo da CVA foram as Cotas e Itaipu.

## COMPARAÇÃO ENTRE A PROPOSTA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA E O RESULTADO FINAL

81. A tabela a seguir ilustra a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Audiência Pública e o resultado da revisão tarifária.

**Tabela 24 – Comparação Audiência Pública e Resultado Final**

	Audiência Pública - Participação na Revisão %	Final - Participação na Revisão %	Variação
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>-0,64%</b>	<b>1,13%</b>	<b>1,77%</b>
Encargos Setoriais	0,41%	0,72%	0,31%
Custos de Transmissão	-0,05%	-0,01%	0,04%
Custos de Aquisição de Energia	-0,99%	0,42%	1,41%
<b>PARCELA B</b>	<b>7,28%</b>	<b>7,33%</b>	<b>0,05%</b>
CO + Anuidades	0,91%	1,10%	0,19%
Remuneração	5,53%	5,46%	-0,07%
Depreciação	0,63%	0,53%	-0,10%
Receitas Irrecuperáveis	0,06%	0,08%	0,02%
OR + Ajuste Investimentos 2CRTP	0,15%	0,15%	0,00%
<b>Reposicionamento Tarifário</b>	<b>6,64%</b>	<b>8,46%</b>	<b>1,82%</b>
<b>Componentes Financeiros do Processo Atual</b>	<b>0,84%</b>	<b>1,77%</b>	<b>0,93%</b>
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>	<b>0,89%</b>	<b>1,31%</b>	<b>0,4%</b>
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>	<b>8,36%</b>	<b>11,53%</b>	<b>3,17%</b>

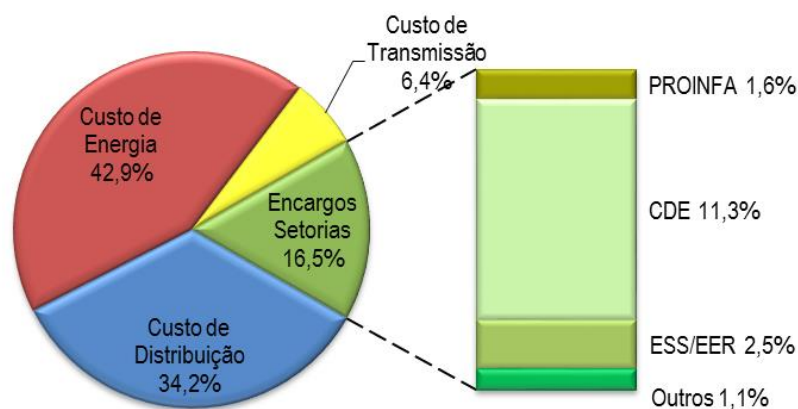
82. Os itens mais representativos que levaram à alteração dos valores submetidos à audiência pública foram refere-se ao efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual, com variação de 2,81%, em especial a CVA em processamento – Energia de 1,45%, e os custos de aquisição de energia com variação de 1,40%.

83. A variação da Parcela B em relação a divulgada na Audiência Pública, com efeito de 0,02%, decorre basicamente dos Custos Operacionais, com variação de 0,25%.

141. O gráfico 4 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

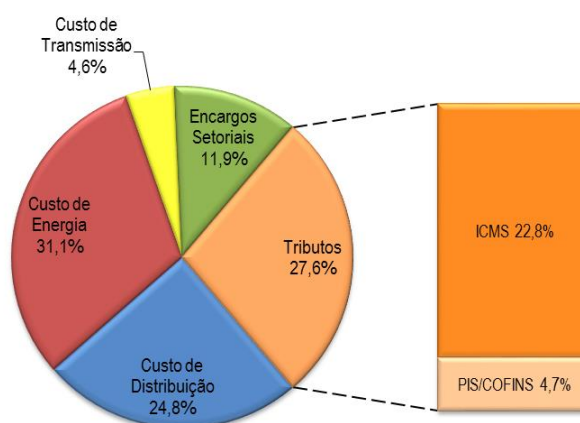


(Fls. 41 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).



**Gráfico 4 – Composição da receita sem tributos**

142. O gráfico 5 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos.



**Gráfico 5 – Composição da receita com tributos**

## VIII. CONCLUSÃO

143. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº. 003/1997, no que consta do Processo nº 48500.005356/2017-81 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- pela aprovação do resultado da quarta revisão tarifária periódica da EMT, a vigorar a partir de 08/04/2018, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 11,53%, sendo de 5,94% para os consumidores em alta tensão e de 13,98% para os consumidores em 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 EMT;
- pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;



(Fls. 42 da Nota Técnica nº 68/2018-SGT/ANEEL, de 29/03/2018).

- d) pela aprovação dos valores da previsão anual dos encargos de serviços do sistema – ESS e de energia de reserva – EER;
- e) pela aprovação do valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de energia Elétrica - CCEE à EMT, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- f) pela fixação dos componentes T e Pd do Fator X de, respectivamente, -1,21% e 1,48%;
- g) pela homologação do reajuste da tarifa de energia elétrica da Geração Distribuída – GD decorrente do processo de desverticalização da EMT, relativa às geradoras Apiacás Energia S/A, Juruena Energia S/A e Primavera S/A em R\$ 369,85/MWh; e
- h) pela fixação do referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2018 a 2022, conforme tabela abaixo:

	Revisão 2018	Reajuste 2019	Reajuste 2020	Reajuste 2021	Reajuste 2022
Perdas Técnicas (sobre Energia Injetada) (%)	10,04%	10,04%	10,04%	10,04%	10,04%
Perdas Não Técnicas (sobre Mercado BT) (%)	7,11%	7,00%	6,90%	6,81%	6,74%

**RAQUEL GONÇALVES CARVALHO**  
Especialista em Regulação

**ANDRÉ VALTER FEIL**  
Especialista em Regulação

**OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO**  
Especialista em Regulação

**De acordo**

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Gestão Tarifária

