



SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA

**Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL
Brasília, 15 de junho de 2016**

QUARTA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

.....
**EMG - Energisa Minas Gerais - 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 2192-8695
Fax: + 55 61 2192-8679

ÍNDICE

I. OBJETIVO.....	2
III. ANÁLISE.....	4
III.1 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO.....	6
III.2 RECEITA VERIFICADA.....	7
III.3 PARCELA B.....	7
III.3.1 CUSTOS OPERACIONAIS (CO).....	7
III.3.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS (RI).....	10
III.3.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL (RC) E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA (QRR).....	11
III.3.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS (CAIMI).....	16
III.3.5 AJUSTE DA PARELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO E DO MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE.....	18
III.3.6 OUTRAS RECEITAS (OR).....	19
III.4 PARCELA A.....	21
III.4.1 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CE).....	21
III.4.2 CUSTOS COM CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU TRANSMISSÃO (CT).....	28
III.4.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES).....	29
III.5 FATOR X.....	32
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	36
Adicionais de Bandeiras Tarifárias e CCRBT.....	39
Subvenção CDE – Descontos Tarifários.....	40
III.7. RESULTADO DA REVISÃO.....	41
IV. CONCLUSÃO.....	43

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

Nota Técnica nº 185/2016–SGT/ANEEL

Em 15 de junho de 2016.

Processo n.º 48500.000013/2016-40

Assunto: Quarta Revisão Tarifária Periódica da EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A..

I. OBJETIVO

Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da quarta revisão tarifária periódica da EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. consolidada após análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública (AP) 17/2016.

2. O Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET estabeleceu as metodologias aplicáveis a quarta revisão tarifária periódica da EMG. 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.

3. A Seção II apresenta uma breve descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da EMG. 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.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

II. DOS FATOS

4. Em 18 de junho de 1999 foi assinado o Contrato de Concessão nº 040/1999, entre a União e a empresa EMG, por intermédio da ANEEL, para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica na área da concessionária.

5. No referido contrato, a Sétima Subcláusula da Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços estabeleceu que a primeira revisão tarifária periódica dos valores das tarifas de energia elétrica da concessionária ocorreria um ano após o quarto reajuste anual concedido. A partir desta primeira revisão, efetivada em 18 de junho de 2004, as subseqüentes seriam realizadas a cada quatro anos.

6. Em dezembro de 2015, em processo conduzido pelo Ministério de Minas e Energia, foram assinados Termos Aditivos aos Contratos de Concessão citados, tendo por objeto formalizar a prorrogação das concessões pelo período de 30 anos.

7. A assinatura dos Termos Aditivos implicou na alteração da data contratual prevista para a realização da quarta revisão tarifária ordinária de 18 de junho para 22 de junho de 2016, conforme Subcláusula Décima Terceira da Cláusula Sexta:

“Subcláusula Décima Terceira – As revisões tarifárias ordinárias obedecerão ao seguinte cronograma: a primeira revisão será procedida em 22 de junho de 2016 e as subseqüentes serão realizadas a cada 5 (cinco) anos a partir desta data”.

8. As metodologias aplicáveis a quarta revisão da concessionária são definidas nos Módulos 2 e 7 do PRORET que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária aplicável. As alterações no Módulo 2 foram aprovadas em abril de 2015 por meio da Resolução nº 660/2015.

9. A Resolução Homologatória nº 1.895, de 16 de junho de 2015, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual - RTA da EMG.

10. Por meio do Ofício nº 05/2016-SGT/ANEEL, de 05/01/2016, foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária, que foram encaminhadas pela Carta ENERGISAMG/VPR-ANEEL/Nº014/2016, de 15 de fevereiro de 2016.

11. As informações relativas ao cálculo das perdas técnicas regulatórias foram informadas pela SRD, por meio do Memorando nº 208/2016-SRD/ANEEL, de 06/06/2016.

12. Quanto à Base de Remuneração, os valores foram informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, por meio do Memorando nº 316/2016-SFF/ANEEL, de 09/06/2016.

13. Em 05/04/2016, na 11ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a AP nº 17/2016 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 06 de abril a 09 de maio de 2016.

14. No dia 25/05/2016, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP nº 17, foi encaminhada à EMG e ao Conselho de Consumidores.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

15. Em 01 de junho, na sede desta Agência, foi realizada reunião com os representantes da EMG, para discutir a proposta final da revisão tarifária, momento em que a concessionária apresentou as suas contribuições finais. O conselho optou por não participar da reunião.

III. ANÁLISE

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.

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

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

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%); RR: Receita Requerida; e
RV: Receita Verificada.

22. 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.

23. 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

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios.

24. 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;

25. 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.

26. 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.

27. 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.

28. 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.

29. 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.

30. 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;

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

P_m : Fator de Ajuste de Mercado; e
 MIQ : Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;
 OR : Outras Receitas

31. 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.

32. 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).

33. 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.

34. 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.I REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

35. O reposicionamento tarifário calculado para a EMG, para aplicação a partir de 22 de junho de 2016, resultou no percentual total médio de 2,20%, ao se ter como comparação, além dos custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas, os custos que foram acrescidos no processo de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE mediante componente financeiro.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

Tabela 1. Reposicionamento Tarifário Médio

Descrição	Valores (R\$)
VPA+VPB	638.743.116,83
Receita Verificada	624.990.809,05
Reposicionamento Tarifário Médio	2,20%

36. Quando a base de comparação da Parcela A não é ajustada para se considerar os custos acrescidos na RTE, o reposicionamento tarifário é de 2,20%. Isso ocorre porque na RTE a cobertura tarifária de Parcela A que foi acrescida às tarifas se deu mediante componente financeiro.

37. Como consequência, é necessário acrescentar na base de comparação os custos acrescidos na RTE mediante componente financeiro para se calcular o reposicionamento tarifário médio que reflete a atualização dos custos de Parcela A e B.

III.2 RECEITA VERIFICADA

38. No cálculo da Receita Verificada foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP para o período de junho de 2015 a maio de 2016 e as tarifas de base econômica homologadas no processo de reajuste de 2015, resultando em faturamento anual de R\$ 624.990.809,05.

39. O quadro a seguir apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão, sem o acréscimo dos financeiros considerados no reajuste de 2015.

Tabela 2 – Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.218.018	564.580.507,99
A3 (69 kV)	6.643	2.180.365,87
A4 (2,3 kV a 25 kV)	208.051	83.628.650,42
BT (menor que 2,3 kV)	1.003.324	478.771.491,69
Demais Livres	294.887	42.202.767,35
Distribuição	5.451	745.004,67
Geração	-	17.462.529,04
Total	1.518.356	624.990.809,05

III.3 PARCELA B

III.3.1 CUSTOS OPERACIONAIS (CO)

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

40. 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.

41. 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.

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

43. 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.

44. 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 o custo já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

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

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

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N \quad (7)$$

onde:

ΔCO , é a trajetória dos custos operacionais regulatórios;

$\pm 5\%$, é a variação máxima admissível;

CO_{meta} , é a meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual;

46. 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. 9 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

47. 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} , é a meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

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

48. A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos Custos Operacionais regulatórios para a EMG no valor de R\$ 127.800.325,54.

Tabela 3 – Custos operacionais regulatórios no reposicionamento

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	77,70%	82,72%	89,96%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	129.668.760	139.895.671	150.122.582

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	127.333.217
4. Meta estudo de eficiência - R\$	129.668.760
5. Variação Anual (%)	0,36%
6. Meta do estudo de eficiência aplicado o limite de 5% a.a.	129.668.760

Avaliação do prêmio de eficiência

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R\$	124.775.208
8. Meta OPEX	129.668.760
9. Relação OPEX Real / Meta OPEX	103,92%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	129.668.760
11. Número de anos no ciclo	4
12. OPEX na revisão [= 3. + (10. - 3.) / 11.]	127.800.326

49. No caso da EMG a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está abaixo do intervalo definido pelo método de benchmarking. Como resultado é estabelecida uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo.

50. Uma vez que a aplicação direta da metodologia resultou em uma trajetória de 0,36% a.a., não foi necessário ajustar a meta regulatória para que a trajetória não excedesse o limite anual de $\pm 5\%$. Em relação à comparação que é realizada com os custos reais, a aplicação da metodologia resultou em relação entre a

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

meta de custos operacionais e os custos reais de 103,92%, e consequentemente não foi necessário recalculá-la para compartilhar com o consumidor o valor excedente a 120%.

III.3.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS (RI)

51. O valor de receitas irrecuperáveis 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.

52. O valor da parcela relativa aos encargos setoriais é feito a partir do nível de receitas irrecuperáveis 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 irrecuperáveis 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 irrecuperáveis 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 irrecuperáveis associada aos encargos setoriais;

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

ρ_C : Participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste; e

RI_i : Mediana dos percentuais de receitas irrecuperáveis, relativa à classe C, verificados nos três anos anteriores ao da revisão tarifária.

53. Para a parcela de receitas irrecuperáveis 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 irrecuperáveis 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 irrecuperáveis;

RR: receita requerida

Receita de Bandeiras: receita prevista de bandeiras tarifárias;

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

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

RI_C : percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

54. A tabela a seguir resume o cálculo do valor de receitas irrecuperáveis 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.

Tabela 4 – Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	190.160.165	0,13%	240.923
Restante da Receita	720.101.922	0,35%	2.511.069
Total	910.262.086	0,30%	2.751.993

III.3.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL (RC) E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA (QRR)

55. 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_{WACC_{pré}}: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;

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

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

56. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - *RC_{OE}* – 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_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

r_p: Custo de Capital Próprio (nominal);

r_f: 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_b: Obrigações Especiais Bruta.

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

57. 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.

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

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

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ : Taxa média de depreciação das instalações.

59. 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

60. 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;

61. 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.

62. 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%**.

63. 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:

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

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

onde:

r_P : custo de capital próprio;

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

β : beta do setor regulado;

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

r_B : prêmio de risco país.

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

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

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.

65. 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	51,24%
Proporção de Capital de Terceiros	48,76%
Taxa livre de risco	5,64%
Prêmio de risco de Mercado	7,56%
Beta médio alavancado	0,70
Prêmio de risco do negócio	5,31%
Inflação americana considerada	2,41%
Prêmio de risco país	2,62%
Custo de capital próprio real	10,90%
Prêmio de risco de crédito	3,37%
Custo de dívida real	5,14%
CUSTO MÉDIO PONDERADO	
WACC real antes de impostos*	12,26%
WACC real depois de impostos	8,09%

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

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

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

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

67. 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;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

68. 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 ^a	Isento	9,97%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	10,77%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	11,45%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	12,26%

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

69. Também será 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).

70. O saldo dos investimentos realizados a partir de financiamento com recursos da RGR será 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.

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

71. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) serão 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

72. 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;
- 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;

73. 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 compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

74. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

Tabela 7 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.301.364.261
(2) Índice de Aproveitamento Integral	13.511.974
(3) Obrigações Especiais Bruta	376.563.122
(4) Bens Totalmente Depreciados	211.436.728
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	699.852.438
(6) Depreciação Acumulada	714.925.185
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	586.439.076
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	7.539.695
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	578.899.381
(10) Almoxarifado em Operação	642.757
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	279.060.057
(13) Terrenos e Servidões	7.549.045
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	308.031.127
(15) Saldo RGR PLPT	7.694.000
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	637.000
(17) Taxa de Depreciação	3,75%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	26.244.466
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	7.095.922
(20) Remuneração do Capital	43.913.669

75. O valor da Base de Remuneração Regulatória foi informado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Memorando nº 316/2016-SFF/ANEEL, de 16 de junho de 2016.

III.3.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS (CAIMI).

76. 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.

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

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

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;

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

$IGPM_1$: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e
 $IGPM_0$: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

78. 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 (BAR_A)	45%
Veículos (BAR_V)	12%
Sistemas (BAR_I)	43%

79. Uma vez segregado, 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.

80. As Anuidades serão calculadas em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

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

onde:

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

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

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

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

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

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

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	107.590.564
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	48.415.754
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	12.910.868
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	46.263.942
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	5.450.745
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	2.635.846
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	11.565.025
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	19.651.616

III.3.5 AJUSTE DA PARELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO E DO MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE

82. 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.

83. 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.

84. 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.

85. O Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação na atual revisão tarifária é de **1,39%**.

86. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, são considerados os indicadores Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC). O mecanismo busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho relativo entre as distribuidoras.

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

87. A EMG situa-se no período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, quanto à aplicação da metodologia definida pelo Submódulo 2.5 do PRORET, descrita na seção III.5.3 desta Nota Técnica. Para os processos de revisão tarifária de concessionárias cujas datas situam-se no período de abril de 2016 e março de 2017 apenas os indicadores de qualidade técnica DEC e FEC são considerados. Após este período indicadores de qualidade comercial serão adicionados de forma gradativa até o fim do período de transição em março de 2019.

88. O Fator de Ajuste de Qualidade calculado para aplicação na atual revisão tarifária foi definido em -0,18%.

89. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da concessionária.

Tabela 11: Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	130.552.318
Custos Operacionais (CO)	127.800.325,54
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Sebrais (Vi)	240.923,09
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	2.511.069,47
Custo Anual dos Ativos (CAA)	89.809.752
Remuneração do Capital (RC)	43.913.669,29
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	26.244.466,41
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	19.651.616,08
Parcela B (VPB)	220.362.070
Índice de Produtividade da Parcela B	1,39%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-0,18%
Parcela B com ajustes	217.697.632

III.3.6 OUTRAS RECEITAS (OR)

90. 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 acessória 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.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

- 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 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.

91. 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.

92. 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.

93. 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".

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

Tabela 12: Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	1.226.316,82
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura e arrecadação por terceiros	60%	2.627.438,54
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%	35.553,22
Compartilhamento de infraestrutura (Média 12 meses)	60%	2.566.439,06
Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%	0,00
Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%	0,00
Elaboração de projeto, construção, 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;	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

94. 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

95. 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.

96. 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”.

97. 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:

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

- *Contratos Bilaterais*: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 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.
- *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;
- *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.
- *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;
- *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;
- *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;
- *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;
- *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;
- *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;

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

- *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

98. 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.

99. 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.

100. 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.

101. 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.

102. 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 208/2016 – SRD/ANEEL, no percentual de 9,24% sobre a energia injetada.

103. 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.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

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

105. A partir da formulação do ranking é possível afirmar que 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 avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

106. 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.

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

Tabela 13: Perdas Regulatórias

1 - Cálculo do Ponto de Partida						
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)					
1. Meta 3º Ciclo (Faturada)	0,96%					
2. Diferença entre medido e faturado (mediana 4 últimos anos)	1,27%					
3. Meta 3º Ciclo (Medida) [1. + 2.]	2,23%					
4. Média Histórico (Medida)	1,91%					
5. Ponto de Partida [= Média Histórica]	1,91%					

Descrição	Ponto Partida	2016	2017	2018	2019	2020
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%
Velocidade de Redução (a.a)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Limite de Redução (a.a)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Referencial Regulatório PNT/BT (medido)	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%	1,91%
Diferença entre medido e faturado	1,27%	1,27%	1,27%	1,27%	1,27%	1,27%
Referencial Regulatório PNT/BT (faturado)	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%	0,64%
Referencial Regulatório PT/Einj	9,24%	9,24%	9,24%	9,24%	9,24%	9,24%

108. No caso da EMG, propõe-se que seja adotada como ponto de partida a média histórica praticada pela concessionária, de 0,64% sobre o mercado de baixa tensão. No que se refere à meta para o final do ciclo, propõe-se o mesmo percentual de 0,64% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, tendo em vista que a empresa pratica perdas abaixo de 7,5% sobre o mercado de baixa tensão, e, nestes casos, a metodologia não estabelece uma trajetória inferior ao ponto de partida.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

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

Tabela 14: Energia Requerida

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	1.218.018	1.218.018
Fornecimento	1.218.018	1.218.018
Consumidores Livres	300.338	300.338
Perdas Totais	161.768	175.452
Perdas Rede B.	11.833	13.761
Perdas na Distribuição	149.935	161.691
Perda Não Técnica	9.632	6.421
Perda Técnica	140.303	155.270
Energia Requerida	1.379.787	1.393.470

110. A Energia Vendida representa toda energia faturada pela concessionária de seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida a outras distribuidoras. As perdas na Rede Básica 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 Transmissão – DIT de uso compartilhada, contabilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

III.4.1.3 VALORAÇÃO DA COMPRA DE ENERGIA

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

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

113. 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.

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

115. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia foram adotados os seguintes procedimentos:

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

a) Para valorar a energia referente aos CCEARs, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 meses subsequentes;

b) Para os contratos de energia existente e de energia nova, modalidade quantidade, foi utilizado o respectivo preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA até o mês do aniversário contratual;

c) Especificamente para os leilões de energia na modalidade disponibilidade, considerou-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável calculada a partir das informações de previsão de valores do CMO fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG. O mecanismo das bandeiras tarifárias, iniciado em janeiro de 2015 e cujo objetivo é a sinalização mensal ao consumidor do custo de geração de energia elétrica, permite que as concessionárias obtenham uma antecipação da receita necessária para cobrir os custos adicionais com geração térmica em condições hidrológicas desfavoráveis. 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 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.

d) Todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº. 10.848/2004 observaram os dispositivos dos artigos 34 a 46 do Decreto n. 5.163/2004, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 7.521/2011, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

e) Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) foram levadas em consideração as informações prestadas pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado - SRM por meio do Memorando nº 117/2016-SRM/ANEEL, de 06/06/2016, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

f) Para o cálculo da despesa com a aquisição de energia proveniente de Angra e Cotas das Concessões Renovadas adotou-se o preço de repasse vigente, em R\$/MWh, estabelecido pela ANEEL.

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

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

Tabela 15: Custo com Compra de Energia

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	276.980,38	250.196,00	173,40	43.384.741,78
4º LEE 2009-08 (MCSD)	48,60	43,90	176,61	7.752,99
4º LEE 2009-08 (MCSD)	1.488,26	1.344,34	176,61	237.421,12
12º LEE 2014 36M (MCSD)/ Nova regra	86,28	77,94	176,63	13.766,85
12º LEE 2014 36M (MCSD)/ Nova regra	738,88	667,43	176,63	117.891,57
12º LEE 2014 36M/ Nova regra	4.700,03	4.245,53	176,63	749.908,60
13º LEE 2014-05 DISP	7.667,00	6.925,59	367,60	2.545.848,54
13º LEE 2014-05 QTD(MSCD)/ Regra esp. do 13º LEE	297,27	268,52	320,12	85.958,58
13º LEE 2014-05 QTD(MSCD)/ Regra esp. do 13º LEE	2.244,85	2.027,77	320,12	649.122,25
13º LEE 2014-05 QTD/ Regra esp. do 13º LEE	19.614,19	17.717,47	320,12	5.671.645,66
14º LEE A-1 A-1 2015-03 DISP	22,65	20,46	294,80	6.031,23
14º LEE A-1 A-1 2015-03 QTD (MSCD)/ Nova regra	306,61	276,96	222,45	61.611,49
14º LEE A-1 A-1 2015-03 QTD/ Nova regra	29,53	26,67	222,45	5.933,23
1º LEN A-3 2008-15 T	8.140,51	7.353,31	297,77	2.189.560,08
1º LEN - -PIE A-3 2008-15 T	(145,95)	(131,83)	297,77	(39.254,96)
1º LEN redução COCAL A-3 2008-15 T	(112,05)	(101,22)	297,77	(30.139,23)
4º LEN A-3 2010-15 T	4.088,54	3.693,17	324,17	1.197.233,52
12º LEN A-3 2014-20 OF/ Nova regra	20.242,47	18.285,00	137,45	2.513.355,54
12º LEN (retirado MIII) A-3 2014-20 T	18.006,76	16.265,48	142,62	2.319.830,71
12º LEN (Maranhão III) A-3 2014-20 T	17.913,64	16.181,37	142,62	2.307.833,64
12º LEN A-3 2014-30 H/ Nova regra	9.050,95	8.175,71	137,33	1.122.797,62
17º LEN DIS-2016 (Efeito Despacho)/ Nova regra	478,97	432,66	147,88	63.982,20
17º LEN DIS-2016/ Nova regra	4.191,37	3.786,06	147,88	559.891,16
19º LEN DIS-2017/ Nova regra	4.684,86	4.231,83	147,53	624.328,19
19º LEN QTD-2017/ Nova regra	2.285,99	2.064,93	137,35	283.616,91
1º LEN A-4 2009-15 T	13.492,63	12.187,88	297,77	3.629.217,39
1º LEN - -PIE A-4 2009-15 T	(229,86)	(207,63)	297,77	(61.826,43)
1º LEN redução COCAL A-4 2009-15 T	(143,20)	(129,35)	297,77	(38.517,96)
01º LEN 2008-H30 - Retirada Porto Goês	(16,22)	(14,65)	212,13	(3.107,31)
01º LEN 2009-H30 - Retirada Porto Goês	(22,99)	(20,76)	212,13	(4.404,54)
01º LEN A-5 2010-30 H - Retirada Porto Goês	(167,27)	(151,09)	212,13	(32.051,77)
7º LEN A-5 2013-15 T	11.752,49	10.616,01	256,21	2.719.966,55
10º LEN A-5 2015-30 H	7.384,68	6.670,57	149,50	997.228,81
11º LEN A-5 2015-30 H	21.418,20	19.347,03	98,47	1.905.044,34
13º LEN A-5 2016-20 OF (efeito Despachos)/ Nova regra	1.318,03	1.190,57	138,63	165.054,15
13º LEN A-5 2016-20 OF (efeito Despachos)/ Nova regra	2.332,07	2.106,56	138,63	292.040,33
13º LEN A-5 2016-20 OF/ Nova regra	9.935,02	8.974,29	138,63	1.244.142,33
13º LEN A-5 2016-30 H (alterado por Despacho)/ Nova regra	2.245,95	2.028,76	120,39	244.243,68
3º LFA BIO-2016/ Nova regra	1.208,67	1.091,79	227,56	248.446,81
Estruturante Santo Antônio	14.444,08	13.047,32	134,99	1.761.228,85
Estruturante Santo Antônio - MCSD	788,40	712,16	134,99	96.133,01
Estruturante Santo Antônio - MCSD	662,29	598,24	134,99	80.755,57
Estruturante Santo Antônio - MCSD	179,75	162,37	134,99	21.918,19
Estruturante Jirau	12.519,52	11.308,87	118,73	1.342.690,57
Estruturante Jirau - MCSD	1.298,99	1.173,37	118,73	139.313,37
Estruturante Jirau - MCSD	984,44	889,25	118,73	105.579,40
Estruturante Jirau - MCSD	980,05	885,27	118,73	105.107,71
Estruturante Belo Monte	15.199,97	13.730,11	117,69	1.615.862,78
Estruturante Belo Monte	28.691,23	25.916,75	117,69	3.050.077,65
Estruturante Belo Monte - MCSD	4.653,23	4.203,26	117,69	494.670,84
Bilaterais	384.004,08	346.870,37	260,66	90.415.173,37
Brascan Energética Minas Gerais S/A	40.208,40	36.320,19	270,90	9.839.211,17
Rio Glória Energética S/A	65.315,28	58.999,21	273,20	16.118.435,84
Rio Pomba Energética S/A	112.215,60	101.364,20	273,20	27.692.447,29
Brascan Energética Minas Gerais S/A	40.734,00	36.794,97	273,20	10.052.293,51
UTEJF Usina Termelétrica Juiz de Fora S/A	26.280,00	23.738,69	251,15	5.961.971,73
ZONA DA MATA	99.250,80	89.653,12	231,46	20.750.813,82
Energia Base	685.664,56	622.319,93	121,70	75.737.720,69
Cota Angra I/Angra II	47.852,42	43.225,03	206,29	8.916.891,05
Cotas Lei n ° 12783/2013	323.837,09	292.521,61	54,53	15.951.027,41
Itaipu (tirando as perdas)	283.364,81	255.963,06	198,74	50.869.802,23
PROINFA	30.610,23	30.610,23	-	-
Total	1.346.649,01	1.219.386,31	171,84	209.537.635,84

* 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 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

117. Os contratos bilaterais, incluindo a geração distribuída, representam 41% da energia total, cujo preço médio variou 8,70%, de 243,60 R\$/MWh para 264,80 R\$/MWh. Por outro lado, o mix médio de energia proveniente do CCEAR da empresa é de 173,40 R\$/MWh.

118. Chama atenção que esses contratos foram renovados automaticamente com a renovação do contrato de concessão da EMG, e serão válidos por longo período, chegando ao ano de 2045 em alguns casos. Importante destacar que a empresa possui mercado próprio superior a 500 GWh/ano, fato que impõe a contratação de sua energia no mercado regulado conforme Decreto nº 5.163/2004, podendo contratar até o limite de 10% de geração distribuída, conforme REN nº 167/2005. Trata-se, portanto, de exceção à regra geral de contratação de energia.

Tarifa de energia referente à geração distribuída decorrente da desverticalização da EMG

119. No escopo do modelo de comercialização instituído pela Lei nº 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 Interligado Nacional – SIN.

120. Em decorrência desse processo de desverticalização, foi firmado em 26/02/2007 o contrato de compra e venda de energia elétrica entre a EMG e a concessionária de geração Zona da Mata, o qual foi aprovado pelos Despachos SFF nº 2030, de 29/06/2007, à luz da Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005.

121. Consta do art. 7º da REN nº 167, de 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. 6º, e o IGP-M para a atualização dos custos gerenciáveis, referidos nos incisos I a III do art. 6º”. Sendo assim, foi projetado o reajuste da tarifa econômica de energia elétrica referente à geração distribuída proveniente da concessionária de geração Zona da Mata, resultando em 231,46 R\$/MWh, para aplicação a partir de 22 de junho de 2016.

I

II.4.2 CUSTOS COM CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU TRANSMISSÃO (CT)

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

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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

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

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

126. O **Custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição** refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência contratada multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

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

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

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	4.254.250
Rede Básica Fronteira	3.074.960
Rede Básica ONS (A2)	476.515
MUST Itaipu	2.635.737
Transporte de Itaipu	1.246.344
Uso do sistema de distribuição	25.306.262
Total	36.994.066,99

III.4.3 ENCARGOS SETORIAIS (ES)

128. Os Encargos Setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. A ANEEL não tem competência para criar ou extinguir encargos setoriais e os mesmos não representam ganhos de receita para a concessionária que recolhe os valores e os repassa aos gestores dos recursos.

129. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: i) universalização; ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; v) a competitividade da energia produzida

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). A partir da Lei 12.783/2013, a sistemática fica alterada e as cotas passam a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE.

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

- a) quota anual da CDE – USO de R\$ 51.399.408,04, 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.

- b) quota anual CDE – ENERGIA (CONTA – ACR) de R\$ 29.572.710,93, 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.

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 valor da quota anual CDE – ENERGIA (CONTA-ACR) deverá ser recolhido mensalmente à CCEE, diretamente na CONTA-ACR, no período de competência de junho de 2016 a maio de 2017, até o dia 12 do mês subsequente.

- c) quota anual CDE – ENERGIA (DEC 7.895) de R\$ 9.690.655,54, 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 devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, para a cobertura de parcela dos custos com a exposição involuntária no mercado de curto prazo, o risco hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas, e o despacho de termelétricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos 7.895/2013 e Decreto 8.203/2014.

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

131. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica, conforme determina a Resolução ANEEL nº 67/2001.

132. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esta última reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

133. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004.

134. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS**, previsto no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros: I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVar, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

135. O **Encargo de Energia de Reserva – EER**, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

136. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008.

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

137. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema – ONS**. Este tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

138. Os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 17: Encargos Setoriais

Descrição	Valor (R\$)
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.082.352
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	90.662.775
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	23.779.261
PROINFA	12.463.468
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	5.422.379
ONS	27.704
Total	133.437.939

III.5 FATOR X

139. 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.

140. 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.

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

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

142. 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.

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

III.5.1 COMPONENTE DE GANHOS DE PRODUTIVIDADE DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO – Pd

143. 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.

144. 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.;

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

ΔMWh: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

ΔUC(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

ΔUC: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

145. O valor do componente Pd do Fator X a ser considerado nos reajustes subsequente é de **1,39%**.

III.5.2 TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA OS CUSTOS OPERACIONAIS – T

146. 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 e 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 concessionária é de **-0,22%**.

III.5.3 COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO – Q

147. 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.

148. 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.

149. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70. Q_{\text{Técnico}} + 0,30. Q_{\text{Comercial}} \quad (26)$$

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

150. A parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela 16 a seguir¹:

Tabela 18 – Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

151. Os sete indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial possuem seus próprios pesos, que serão aplicados gradualmente até março de 2019. Após período de transição, a equação do componente de qualidade será a seguinte:

$$Q = 0,50. Q_{DEC} + 0,20. Q_{FEC} + 0,10. Q_{FER} + 0,10. Q_{IASC} + 0,04. Q_{INS} + 0,03. Q_{IAb} + 0,03. Q_{ICO} (26)$$

152. As distribuidoras com menos de 60 mil Unidades Consumidoras são avaliadas por quatro indicadores. Como elas não possuem a obrigação de implantar Central de Teleatendimento – CTA, essas concessionárias são dispensadas da observância dos limites para os indicadores INS, IAb e ICO. A equação, após período de transição, passa a ser:

¹ Considera-se, por simplicidade de apresentação, que o IASC é um componente de qualidade comercial, mesmo sabendo-se que a satisfação mensurada por esse índice compreende todas as dimensões de qualidade.

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

$$Q = 0,50. Q_{DEC} + 0,20. Q_{FEC} + 0,15. Q_{FER} + 0,15. Q_{IASC} \quad (27)$$

153. Durante o período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, os pesos dos indicadores de qualidade comercial serão incrementados de forma gradativa. Conjuntamente, a amplitude dos valores de cada indicador será elevada de +-1% para +-2%. O efeito conjunto desses dois processos de transição resulta nos valores finais apresentados nas tabelas 17 e 18, a serem aplicados aos indicadores técnicos e comerciais nos períodos considerados.

Tabela 19 – Valores finais dos pesos para concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras

Indicador	Metodologia 3º CRTP	Nova Metodologia			
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	30%	37,5%	45%	50%
FEC	50%	30%	30,0%	27%	20%
INS			0,75%	1,8%	4%
ICO			0,375%	0,9%	3%
IAb			0,375%	0,9%	3%
FER			3,0%	7,2%	10%
IASC			3,0%	7,2%	10%
Total	100%	60%	75%	90%	100%

Tabela 20 – Valores finais dos pesos para concessionárias com menos de 60 mil unidades consumidoras

Indicador	Metodologia 3º CRTP	Nova Metodologia			
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	30%	37,5%	45%	50%
FEC	50%	30%	30,0%	27%	20%
FER			3,75%	9%	15%
IASC			3,75%	9%	15%
Total	100%	60%	75%	90%	100%

154. Os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade depende da classe que pertence cada concessionária. Com o objetivo de aplicar grau de incentivo na medida da qualidade prestada, as concessionárias foram divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem ao padrão estabelecido. Por sua vez, cada um desses dois grupos foi dividido em duas classes de distribuidoras: a composta por 25% das melhores (ou piores) e a dos demais 75%. Há, portanto, quatro classes de concessionárias de acordo com seu desempenho: 25% melhores do grupo que atende ao padrão (azul); 75% restantes do grupo que atende ao padrão (verde); 25% piores do grupo que não atende ao padrão (vermelha); e 75% restantes do grupo que não atende ao padrão (roxa).

155. A divisão das classes é precedida pela separação das concessionárias em dois grupos pelo critério de porte. Assim, concessionárias de maior porte terão seus desempenhos comparados entre si. Igualmente para as concessionárias de menor porte. O critério para divisão dos dois grupos é estabelecido no

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

âmbito da avaliação anual do ranking de continuidade dos serviços, que deve incorporar também a divulgação dos indicadores comerciais.

156. O Anexo II do Submódulo 2.5 do PRORET mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade. O Componente Q será aplicado a partir dos reajustes tarifários do ano de 2016.

III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

157. 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 Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda, que resultou em R\$ 47.459.185,22. Tabela abaixo indica os valores calculados para cada item da CVA.

Tabela 21: Valores apurados das CVA's

Descrição	Delta (R\$)	5º Dia Útil Anterior (R\$)	12 Meses Subsequentes (R\$)
CVA CDE	10.385.279,23	12.402.442,08	13.259.906,96
CVA CDE Energia	1.143.159,09	1.301.589,81	1.391.577,54
CVA Rede Básica	248.295,85	188.284,86	201.302,27
CVA Compra Energia	26.159.499,79	31.021.917,96	33.166.673,41
CVA Transporte Itaipu	480.980,29	521.775,07	557.848,92
CVA Proinfa	1.736.497,29	1.810.135,25	1.935.282,17
CVA ESS/ERR	(2.671.709,57)	(2.855.954,54)	(3.053.406,04)
Total	37.482.001,97	44.390.190,49	47.459.185,22

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 2015 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.

Para o cálculo do Saldo a Compensar da CVA do ano anterior, foram utilizados os valores de CVA do 5º dia útil fiscalizados pela SFF, os quais foram informados por meio do Memorando nº 169/2016-SFF/ANEEL, de 01/04/2016. Destaca-se que o saldo fiscalizado da CVA_energia e da CVA_ess foi(ram) alterado(s) pela SGT, por terem sido excluídos da CVA do ano anterior todos os pagamentos relativos aos meses de

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

competência do ano de 2015, os quais foram incluídos na apuração da CVA em processamento do atual cálculo tarifário, em atendimento ao disposto no inciso (ii) do Despacho nº 652, de 15 de março de 2016. O resultado final foi um financeiro de -R\$ 16.197.786,58.

iii) Neutralidade dos Encargos Setoriais. Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para junho de 2016, totalizou o valor de R\$ 5.658.364,82.

iv) Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR). Está sendo considerado no atual cálculo tarifário os pagamentos efetuados para constituir garantias financeiras na contratação dos CCEAR, totalizando o valor de R\$ 243.682,44.

v) Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia. Conforme a REN nº 255/2007, com redação alterada pelas REN nº 305/2008 e nº 609/2014, será calculado, com base nos dados fornecidos pela CCEE referentes ao ano de 2015 os valores da sobrecontratação/exposição involuntária. O valor totalizado foi de -R\$ 4.768.138,73.

vi) Ajuste referente ao equilíbrio econômico-financeiro TUSDg. Está sendo considerado no atual cálculo tarifário a diferença de receita auferida pela concessionária em decorrência da postergação da aplicação da TUSDg das usinas UHE Neblina e UHE Sinceridade em regime de cotas, conforme dispõe o artigo 3º da REH nº 1.810, de 21 de outubro de 2014. O valor calculado, atualizada pela SELIC, referente a junho de 2015, foi de R\$ 6.692,12.

vii) Reversão do financeiro RTE 2015. A Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015 homologou os resultados da revisão tarifária extraordinária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, motivada pelo descasamento entre custos e receitas no setor de distribuição de energia elétrica, em decorrência da elevação dos gastos com aquisição de energia e da definição das novas quotas de CDE. Audiência Pública nº 7/2015 foi instaurada com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de metodologia simplificada a ser aplicada na Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de cada distribuidora.

- Conforme Nota Técnica nº 35/2015, que apresentou análise dos pedidos de RTE e definição da metodologia final de cálculo, no âmbito da Audiência Pública nº 7/2015, as variações de receita requerida decorrentes das alterações de custo foram apropriadas como componentes financeiros específicos e transitórios na tarifa de energia ou na tarifa de uso. A adoção desses adicionais na forma de componentes financeiros possibilitaria a identificação da receita faturada com esses itens, bem como simplificaria o cálculo da RTE.
- Em vista disso, as tarifas econômicas a serem consideradas nos reajustes tarifários subsequentes à RTE serão as mesmas do reajuste (ou revisão) tarifário anterior. A RTE, portanto, não afeta os cálculos de CVA, Sobrecontratação, Neutralidade de Encargos Setoriais e Parcela B, os quais seguem a metodologia usual.

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

- Como a apuração da $CVA_{COMPRA\ DE\ ENERGIA}$ e CVA_{CDE} continua levando em conta a cobertura econômica estabelecida no último processo tarifário ordinário, se faz necessária a reversão da receita faturada com os componentes financeiros definidos na RTE, para os períodos de competência cujos pagamentos estejam nas respectivas CVAs.
- Dessa forma, para o presente processo tarifário, está sendo revertido o valor negativo de -R\$ 11.983.054,21 referente à receita faturada dos componentes financeiros de CDE, para a competência maio/15 a junho/15, e o valor negativo de -1,68%, referente à receita faturada dos componentes financeiros de Energia, referente à abril/15 a junho/15, devidamente atualizados pela SELIC.

viii) **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 revertido à modicidade tarifária subsequente. Portanto, está sendo considerado o valor total de -R\$ 34.285,79.

ix) **Ajuste Financeiro CUSD.** Em cumprimento ao disposto no artigo 7º da Portaria Interministerial nº 25/2002, ajustou-se financeiramente os custos decorrentes dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSDs) firmados no valor total de -R\$ 27.129,60.

x) **Diferencial Eletronuclear.** É a diferença² entre a tarifa praticada e a de referência entre a Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009

xi) **Repasse de compensação DIC/FIC.** Refere-se a valores pagos pelas distribuidoras acessadas às distribuidoras acessantes decorrente do repasse aos consumidores da compensação financeira referente à violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão dos acessos de distribuidoras à outras distribuidoras, conforme item 6.1.5.2, Seção 8.2, do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. O valor total é de -R\$ 1.502.378,96.

Resumo dos Componentes Financeiros

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

² A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 – 1º Leilão e seu valor será repassado mensalmente pelas distribuidoras à Eletronuclear nos anos de 2013 a 2016, conforme parcelas homologadas pela Resolução Homologatória nº 1.583/2013.

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

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

Tabela 22: Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em Processamento - Encargos Setoriais - Líquido da RTE	1.550.306,42	0,25%
CVA em Processamento - Energia comprada - Líquido da RTE	22.658.086,03	3,63%
CVA em Processamento - Transmissão	759.151,19	0,12%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(16.197.786,58)	-2,59%
Neutralidade dos Encargos	5.658.364,82	0,91%
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN nº 255/2007	(4.768.138,73)	-0,76%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	243.682,44	0,04%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	(27.129,60)	0,00%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	6.692,12	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(1.502.378,96)	-0,24%
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	2.207,29	0,00%
Conselho de Consumidores	(34.285,79)	-0,01%
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TE	(29.870)	0,00%
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TUSD	(61.960)	-0,01%
Total	8.256.939,84	1,34%

159. O componente financeiro mais expressivo foi a CVA energia, com impacto de 3,63%. Esse efeito já leva em consideração os repasses recebidos pela concessionária relativos às Bandeiras Tarifárias e à Conta – ACR.

160. Na Tabela abaixo é apresentada a diferença entre a cobertura e a despesa de energia no cálculo da CVA energia.

Adicionais de Bandeiras Tarifárias e CCRBT

161. 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.

162. 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.

163. 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.

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

164. 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 para o período de competência de janeiro de 2015 a março de 2016³ foram considerados na apuração da CVA Energia e CVA ESS da concessionária.

165. Na tabela abaixo são apresentados os valores que foram repassados à EMG e, conseqüentemente, descontados dos valores apurados da CVA Energia e ESS.

Tabela 23 – Valores de repasse da conta CCBRT (R\$)

Competência	CVA ESS/EER	CVA Energia
jan/15	171.090,17	615.640,55
fev/15	-	1.093.165,38
mar/15	-	1.670.461,32
abr/15	432.536,34	2.063.101,55
mai/15	-	-
jun/15	-	1.978.875,15
jul/15	-	3.993.851,33
ago/15	-	3.957.244,53
set/15	1.207.998,21	3.364.334,73
out/15	3.671.000,50	1.838.471,81
nov/15	2.379.439,20	2.067.596,25
dez/15	2.381.889,99	1.809.829,56
jan/16	2.029.814,94	2.516.327,19
fev/16	1.302.212,98	2.262.933,99
mar/16	371.143,50	1.777.699,55

Subvenção CDE – Descontos Tarifários

166. 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.

167. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobras – 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.

168. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela Eletrobras a distribuidora no período de competência de junho/2016 a maio/2017, até o 10º dia útil do mês subsequente.

³ As bandeiras de janeiro a março de 2015 foram retiradas do cálculo da CVA Energia do IRT 2015, utilizadas no cálculo da CVA saldo a compensar do processo tarifário atual.

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

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de junho/2015 a maio/2016.

Tabela 24: Valores dos subsídios que serão repassados pela Eletrobrás

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	(166.645,42)	1.283.637,74	1.116.992,32
Subsídio Geração Fonte Incentivada	15.018,94	803.259,76	818.278,70
Subsídio Distribuição	-	-	-
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(3.632,91)	211.855,14	208.222,23
Subsídio Rural	154.660,03	2.179.968,96	2.334.628,99
Subsídio Irrigante/Aquicultor	7.437,18	20.730,02	28.167,20
Total	6.837,82	4.499.451,61	4.506.289,44

III.7. RESULTADO DA REVISÃO

169. A Revisão Tarifária da EMG conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 2,16% sendo de 3,86%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 1,68%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

170. O efeito médio nas tarifas de 2,16% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 2,20%, ao se ter como base de comparação, além dos custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas, os custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de 1,32%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data do reajuste em processamento, que contribuíram para a um efeito de -1,36% no atual processo tarifário da EMG.

171. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de 2,16%, representa a conjugação dos três movimentos tarifários acima explicitados $[2,16\% = + (2,20\%) + (1,32\%) + (-1,36\%)]$.

172. A Tabela 25 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio, com a variação entre o cálculo da RTE de 2015 e a revisão de 2016; a participação percentual dos itens de custos da Parcela A e da Parcela B na composição da revisão ajustada pelos custos acrescidos na RTE; a distribuição da receita para cobrir os custos da Parcela A e da Parcela B; a contribuição de cada componente financeiro, para formar o índice de reajuste final, e a da retirada dos componentes tarifários considerados no último processo.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

Tabela 25: Resumo da revisão

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	424.036.112	427.501.232	0,82%	0,55%	66,93%
Encargos Setoriais	139.022.663	133.437.939	-4,02%	-0,89%	20,89%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.205.348	1.082.352	-10,20%	-0,02%	0,17%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	77.584.604	51.399.408	-33,75%	-4,19%	8,05%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	8.669.791	9.690.656	11,77%	0,16%	1,52%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	27.665.267	29.572.711	6,89%	0,31%	4,63%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	10.392.928	23.779.261	128,80%	2,14%	3,72%
PROINFA	8.337.016	12.463.468	49,50%	0,66%	1,95%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	5.142.993	5.422.379	5,43%	0,04%	0,85%
ONS	24.715	27.704	12,09%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	33.764.580	36.994.067	9,56%	0,52%	5,79%
Rede Básica	4.244.641	4.254.250	0,23%	0,00%	0,67%
Rede Básica Fronteira	204.110	3.074.960	1406,52%	0,46%	0,48%
Rede Básica ONS (A2)	449.707	476.515	5,96%	0,00%	0,07%
MUST Itaipu	2.349.408	2.635.737	12,19%	0,05%	0,41%
Transporte de Itaipu	994.066	1.246.344	25,38%	0,04%	0,20%
Uso do sistema de distribuição	25.522.648	25.306.262	-0,85%	-0,03%	3,96%
Custos de Aquisição de Energia	251.248.869	257.069.226	2,32%	0,93%	40,25%
PARCELA B	200.954.697,29	211.241.884,79	5,12%	1,65%	33,07%
Custos Operacionais	127.333.217	126.255.069	-0,85%	-0,17%	19,77%
Anuidades	14.715.953	19.414.005	31,92%	0,75%	3,04%
Remuneração	30.984.999	43.382.701	40,01%	1,98%	6,79%
Depreciação	28.244.944	25.927.140	-8,21%	-0,37%	4,06%
Receitas Irrecuperáveis	3.228.879	2.718.718	-15,80%	-0,08%	0,43%
Outras Receitas	-3.553.295	-6.455.748	81,68%	-0,46%	-1,01%
Reposicionamento Tarifário	624.990.809,05	638.743.116,83		2,20%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				1,32%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais - Líquido da RTE				0,25%	
CVA em Processamento - Energia comprada - Líquido da RTE				3,63%	
CVA em Processamento - Transmissão				0,12%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				-2,59%	
Neutralidade dos Encargos				0,91%	
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN nº 255/2007				-0,76%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,04%	
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs				0,00%	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg				0,00%	
Repasse de compensação DIC/FIC				-0,24%	
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009				0,00%	
Conselho de Consumidores				-0,01%	
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TE				0,00%	
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TUSD				-0,01%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-1,36%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				2,16%	

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

(Fls. 43 da Nota Técnica nº 185/2016-SGT/ANEEL, de 15/06/2016).

IV. CONCLUSÃO

173. O reposicionamento tarifário da EMG é de 2,20%, considerando o efeito da RTE, sendo o efeito médio percebido pelo consumidor de 2,16%. O efeito consolidado por nível de tensão pode ser observado na tabela a seguir.

Tabela 26 – Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	3,86%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	1,68%
Efeito Médio AT+BT	2,16%

DANIEL CARDOSO DANNA
Especialista em Regulação

NÁDIA MAKI
Especialista em Regulação

THIAGO ROBERTO MAGALHÃES VELOSO
Especialista em Regulação

De acordo

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária