

**ANEXO LVI**

**Módulo 8: Permissionárias de Distribuição**

**Submódulo 8.2**

**REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL**

**Versão 2.0 C**

## 1. OBJETIVO

1. Estabelecer os procedimentos gerais, bem como os critérios a serem utilizados no cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA) das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por **não** assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos.

## 2. ABRANGÊNCIA

2. Os critérios e procedimentos definidos neste Submódulo são aplicáveis aos reajustes tarifários anuais e, no que couber, às revisões tarifárias periódicas das permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que optaram por não assinar o 1º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os contratos de permissão assinados após 2009, e 2º Termo Aditivo ao Contrato de Permissão, para os demais contratos

## 3. REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – RTA

3. Nos reajustes tarifários anuais, as tarifas são reajustadas de acordo com as disposições previstas nos contratos de permissão e com as normas e as Leis referentes ao assunto.

4. O reajuste das tarifas econômicas é calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas homologadas na “Data de Referência Anterior”, do Índice de Reajuste Tarifário - IRT estabelecido no Contrato de Permissão, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA} \quad (1)$$

Onde:

VPA1 = Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP)

VPB0 = Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA)

IVI = Índice de variação da inflação (IPCA)

X = Fator X

RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA)

5. O IRT é dado pela razão entre o somatório do Valor da Parcela A (VPA) e do Valor da Parcela B (VPB), ambos atualizados para a “Data do Reajuste em Processamento” - DRP, e a Receita de Referência (RA), na “Data de Referência Anterior” – DRA.

6. O VPA corresponde à parcela da receita da permissionária, formada pelos custos de geração e transmissão de energia e dos encargos setoriais previstos em legislação, e o VPB corresponde aos custos próprios da atividade de distribuição.

7. As despesas formadoras do VPA são atualizadas para a data do reajuste em processamento, de acordo com regra própria de atualização do Contrato de Permissão.

8. O VPB é atualizado para a data do reajuste em processamento pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. A correção da Parcela “B” ainda depende do “Fator X”, fixado na revisão tarifária periódica.

9. O reajuste tarifário também compreende o cálculo dos Componentes Financeiros, que são acrescentados ou subtraídos das tarifas finais pagas pelos consumidores para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento.

### **3.1. INFORMAÇÕES BÁSICAS DO PROCESSO DE REAJUSTE TARIFÁRIO**

10. O “Mercado de Referência” registrado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, referente ao “Período de Referência” do reajuste em processamento, deve ser objeto de detalhada conferência por parte da distribuidora, de modo que sejam regularizadas eventuais inconsistências até o quadragésimo quinto dia anterior à data do reajuste tarifário anual (D-45).

11. Observado esse mesmo prazo de quarenta e cinco dias da data do reajuste em processamento (D-45), a distribuidora, quando acessante, deve encaminhar à ANEEL, por meio eletrônico, cópia dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição ou respectivos Aditivos relativos ao “Período de Referência” do reajuste em processamento, juntamente com cópia das correspondentes faturas mensais, para fins de avaliação dos montantes contratados e consequente consideração no cálculo da cobertura tarifária desse custo de transmissão.

12. O prazo estabelecido para regularização das informações de mercado no SAMP e para envio dos documentos referentes ao CUSD não exime a distribuidora da responsabilidade de fornecer, nos prazos indicados, outras informações, planilhas e documentos pertinentes ao cálculo tarifário, que venham a ser requeridos pela ANEEL.

13. A Memória de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual (RTA), depois de homologado pela Diretoria da ANEEL, ficará disponível, para conhecimento da sociedade, no sítio da ANEEL na internet.

### **3.2. RECEITA ANUAL – RA<sub>0</sub>**

14. A Receita Anual (RA), também denominada “Receita de Referência”, é definida como a Receita Anual de Fornecimento, Suprimento, Consumo de Energia Elétrica e Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada com base nas tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, portanto, excluídos o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico.

15. O “Mercado de Referência” corresponde os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição, faturados no “Período de Referência” a outras distribuidoras, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

16. O “Período de Referência” compreende o ciclo de 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste em processamento.

17. As informações necessárias ao cálculo da RA serão obtidas por meio do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP, a partir dos montantes discriminados nas faturas mensais emitidas pelas distribuidoras, segundo o regime de competência.

18. Na apuração da RA, serão utilizadas as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior”, com seu valor integral ou com desconto, de modo idêntico ao critério adotado na última revisão tarifária da distribuidora ou no processo de regularização, no caso de se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária.

19. A informação relativa ao mercado faturado no último mês do “Período de Referência” será estimada, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior, podendo os valores do penúltimo mês, se provisórios, serem alterados uma única vez até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora.

20. Caso a permissionária possua mercado faturado referente à venda de energia elétrica a consumidores cativos, a valores inferiores aos homologados pela ANEEL, esse mercado deverá ser considerado na formação da RA, utilizando-se a respectiva tarifa econômica com seu valor integral, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em relação a esse mercado.

21. Ressalvado o caso a que se refere o item precedente, se utilizadas tarifas com seu valor integral na formação da RA, a perda de receita correspondente aos descontos previstos na legislação, concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste em processamento, será custeada com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, conforme regulamento.

22. Se consideradas tarifas com desconto na formação da RA, quando previsto na legislação pertinente, todas as tarifas da distribuidora serão suficientemente majoradas para suprir a perda de receita relativa aos subsídios tarifários concedidos pela distribuidora nos 12 (doze) meses subsequentes ao do reajuste em processamento, vedada a concessão de ajustes compensatórios futuros em decorrência de eventuais variações de mercado.

23. Quando forem utilizadas tarifas com desconto para o mercado da Subclasse Residencial Baixa Renda na apuração da RA, a este valor deve ser adicionado o montante anual da subvenção econômica oriunda da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), homologado pela ANEEL no “Período de Referência”.

24. Caso algum valor mensal da referida subvenção esteja pendente de aprovação até o trigésimo dia anterior à data de aniversário contratual da distribuidora, este deverá ser estimado, repetindo-se o valor do mês imediatamente anterior que tiver sido homologado pela ANEEL.

### **3.3. VALOR DA PARCELA “A” NA DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR (DRA)**

25. O VPA, considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, será calculado aplicando-se os componentes tarifários de Parcela A, vigentes na “Data de Referência Anterior”, ao “Mercado de Referência”.

26. Até que se adote o procedimento de definição de Estrutura Tarifária previsto no Submódulo 8.3 do PRORET, o VPA, na “Data de Referência Anterior”, será calculado aplicando-se sobre a RA a participação percentual da Parcela A na receita econômica do último processo tarifário.

### **3.4. VALOR DA PARCELA “A” NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO (DRP)**

27. O VPA considerando as condições vigentes na “Data do Reajuste em Processamento” e o “Mercado de Referência”, é calculado da seguinte forma:

i. Para a energia elétrica comprada: o preço médio de repasse dos contratos vigentes na data de aniversário do reajuste, aplicado ao montante de energia elétrica comprada para atendimento do “Mercado de Referência”;

ii. Para a conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição: o valor vigente do custo de conexão na data de aniversário do reajuste e os montantes de demanda de potência faturados no “período de referência”, valorados pelas respectivas tarifas vigentes na “Data do Reajuste em Processamento”, para o uso;

iii. Para os encargos setoriais: os valores vigentes na “Data do Reajuste em Processamento”.

28. A cobertura tarifária de cada item de custo da Parcela A, na “Data do Reajuste em Processamento”, será obtida conforme os procedimentos descritos a seguir.

### **3.5. CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA COMPRADA**

29. O custo de aquisição de energia elétrica, na DRP, será calculado conforme fórmula a seguir:

$$CE_{DRP} = TM_{EC} \times [ER_{DRP} - EC_{PROINFA}] \quad (2)$$

onde:

CE\_DRP: Custo com aquisição de energia e geração própria, em R\$ ;

TM\_EC: Tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia, expresso em R\$/MWh, na DRP, conforme equação (3);

ER\_DRP: Energia requerida, expressa em MWh, para atender à carga regulatória da permissionária na DRP, conforme equação (4); e

EC\_PROINFA: Energia proveniente do PROINFA, em MWh, calculada conforme Seção 3.5.6. deste Submódulo.

30. O cálculo da Tarifa Média de Repasse é dado por:

$$TM_{EC} = \frac{\sum_{i=1}^n CE_i}{\sum_{i=1}^n EC_i} \quad (3)$$

onde:

CE i: Custo com a aquisição da energia do contrato i, em R\$, nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário, calculado conforme Seções 3.5.1., 3.5.2., 3.5.3., 3.5.4., 3.5.5;

EC i: Energia proveniente do contrato i, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário; e

n: número de contratos.

31. A Energia Requerida é calculada da seguinte forma:

$$ER_{DRP} = EV + PRT_{DRP} \quad (4)$$

onde:

EV: Energia vendida pela permissionária, no período de referência, para atendimento do mercado cativo, consumo próprio e suprimento às permissionárias de distribuição, em MWh; e

PRT\_DRP: Perda regulatória total, em MWh, obtida pela soma das perdas técnicas e não técnicas e, quando cabíveis, das perdas na rede básica.

32. As perdas elétricas regulatórias, na DRP, obtidas pela soma das perdas técnicas e não técnicas e das perdas na rede básica, serão calculadas da seguinte maneira:

a. Para as perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se subdividem em técnicas e não técnicas: tratamento a elas estabelecido na Revisão Tarifária Periódica ou no processo de regularização, no caso de se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento de cálculo detalhado na Seção 7.1 do Submódulo 3.2 do PRORET; e

b. Para as perdas na Rede Básica: valores calculados a partir dos limites regulatórios estabelecidos na DRP, conforme detalhado na Seção 7.1 do Submódulo 3.2 do PRORET, quando devido.

### 3.5.1. CONTRATO DE SUPRIMENTO

33. O Contrato de suprimento se refere à energia comercializada pelo atual agente supridor com a permissionária.

34. O cálculo do custo com aquisição de energia dos Contratos de Suprimento, nos 12 (meses) subsequentes à data de realização do processo tarifário, obedecerá à seguinte fórmula:

$$CE_{\text{Suprimento}} = \sum_{i=1}^n \left( EC_{\text{Suprimento}_i} \times PR_{\text{Suprimento}_i} \right) \quad (5)$$

onde:

EC\_Suprimento i: Montante de energia adquirida do Contrato de Suprimento i, em MWh, para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes à data de realização do processo tarifário;  
PR\_Suprimento i: Preço de repasse do contrato de suprimento i, em R\$/MWh; e  
n: n° de contratos de suprimento.

35. O preço de repasse dos Contratos de Suprimento será calculado aplicando-se sobre a tarifa de suprimento, em R\$/MWh, estabelecida no último processo tarifário da supridora, o percentual de desconto definido:

- a. Na última revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1; ou
- b. No processo de regularização, quando se tratar de processo de reajuste anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1.

36. Na fixação do montante de energia adquirida para entrega nos próximos 12 meses, serão observados os critérios de contratação estabelecidos no Submódulo 11.1 do Módulo 11 do PRORET.

### 3.5.2. GERAÇÃO PRÓPRIA

37. Refere-se à energia proveniente dos empreendimentos de geração própria das permissionárias de distribuição de energia elétrica.

38. O cálculo do custo com aquisição de energia proveniente de empreendimentos de geração própria, quando devido, nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário, será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE_{GP} = \sum_{i=1}^n (PRGP_{i,j} \times EC_{GP_i}) \quad (6)$$

onde:

PRGP<sub>i,j</sub>: Preço de repasse da Geração Própria i, na data j, expressa em R\$/MWh, calculado conforme equação (10);

EC\_GP: Montante de energia da Geração Própria i, expresso em MWh; e

n: n° de contratos de geração própria.

39. O montante de energia da Geração Própria “i” será igual ao montante declarado no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP nos últimos 12 meses.

40. O preço de repasse da Geração Própria será definido na revisão tarifária da permissionária, e o valor utilizado nos reajustes tarifários subsequentes será reajustado pelo IPCA, conforme a seguinte fórmula:

$$PRGP_j = PRGP_0 \times \frac{IV_j}{IV_0} \quad (7)$$

onde:

PRGP<sub>j</sub>: Preço de Repasse da Geração Própria no mês da data do reajuste tarifário em processamento;

PRGP<sub>0</sub>: Preço de Repasse definido na última revisão tarifária, em R\$/MWh;

IV<sub>0</sub>: Número Índice do IPCA referente ao mês anterior à data da última revisão tarifária; e

IV<sub>j</sub>: Número Índice do IPCA referente ao mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento.

41. Caso não haja um preço definido na revisão periódica, o preço de repasse de Geração Própria será considerado zero.

### **3.5.3. LEILÕES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA POR CHAMADA PÚBLICA**

42. Refere-se à despesa com aquisição de energia dos contratos de que trata o caput do art. 36 do Decreto nº 5.163, de 2004 (CCEAR de novos empreendimentos, CCEAR de empreendimentos de geração existente, CCEAR de fontes alternativas, Leilão de Ajuste e Geração Distribuída por chamada pública).

43. O custo com a aquisição de energia proveniente desses contratos, quando contratado pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas no Módulo 3 do PRORET, no que couber para as permissionárias, e nas regras de contratação e de preço de repasse estabelecidas no Submódulo 10.1 do Módulo 10 do PRORET.

### **3.5.4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DECORRENTE DE DESVERTICALIZAÇÃO E LICITAÇÃO PÚBLICA PROMOVIDA PELA PERMISSIONÁRIA.**

44. Refere-se à despesa com aquisição de energia proveniente de Geração Distribuída decorrente de desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 10.848, de 2004, e de contratos oriundos de licitação pública realizada pela permissionária.

45. O custo com a aquisição de energia proveniente desses contratos, quando contratados pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas na Seção 5.5 do Submódulo 3.2 do Módulo 3 do PRORET, no que couber para as permissionárias, e nas regras de contratação e de preço de repasse estabelecidas no Submódulo 10.1 do Módulo 11 do PRORET.

### **3.5.5. COTAS DAS USINAS RENOVADAS NOS TERMOS DA LEI Nº 12.783/13 E CENTRAIS GERADORAS ANGRA 1 e 2**

46. Refere-se à despesa com aquisição de energia decorrente do rateio da garantia física e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, e das centrais geradoras Angra 1 e 2.

47. O custo com a aquisição de energia proveniente das cotas das usinas renovadas e das centrais geradoras Angra 1 e 2, quando adquirida pela permissionária, será calculado conforme metodologias estabelecidas nas Seções 5.4 e 5.3 do Submódulo 3.2 do Módulo 3 do PRORET, respectivamente, no que couber para as permissionárias.

### 3.5.6. PROINFA

48. 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.

49. O montante de energia do PROINFA, referente aos 12 meses subsequentes à data do reajuste em processamento, corresponderá à última quota anual de energia elétrica homologada pela ANEEL para a respectiva permissionária.

### 3.6. CUSTO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA

50. Os custos com transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte da energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição, sendo compostos pelos seguintes itens: i. Uso das instalações de distribuição; ii. Uso das instalações de transmissão; e iii. Conexão às redes de distribuição e transmissão, quando cabível.

51. Os riscos inerentes à contratação dos serviços de transmissão e de variação de mercado são próprios das atividades da permissionária, sendo vedada a consideração de ajustes compensatórios posteriores em decorrência do surgimento de novos custos dessa natureza no período de referência, haja vista o regime regulatório de serviço pelo preço e a inexistência de previsão de neutralidade para os custos de transmissão de energia no contrato de permissão.

52. Os custos de transmissão de energia, embora sejam devidos os seus pagamentos às transmissoras ou distribuidoras acessadas desde a disponibilização dos ativos, somente serão considerados no processo tarifário da permissionária acessante a partir da efetiva utilização do serviço, sem efeitos retroativos.

#### 3.6.1. USO DAS INSTALAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO

53. O custo com o uso das instalações de distribuição refere-se aos valores pagos pelas permissionárias pelo uso das instalações de distribuição de outras concessionárias e/ou permissionárias.

54. A cobertura tarifária do custo de uso do sistema de distribuição, quando contratado pela permissionária, será calculada com base nos Montantes de Usos do Sistema de Distribuição (MUSD) contratados e na energia elétrica medida, valorados pelas respectivas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) vigentes na DRP, conforme a fórmula abaixo:

$$CSD_{DRP} = \sum_1^p (MUSD_{P-p} \times TUSD_{P-p} + MUSD_{FP-p} \times TUSD_{FP-p}) + \sum_1^p (EM_p \times TUSD_{E-p}) \quad (8)$$

onde:

$CSD_{DRP}$ : custo de uso das instalações do sistema de distribuição;

$MUSD_{FP-p}$ : montante de uso do sistema de distribuição contratado no horário Fora Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;

MUSD<sub>p-p</sub>: montante de uso do sistema de distribuição contratado no horário Ponta para o ponto de conexão p no período de referência, em kW;

TUSD<sub>FP-p</sub>: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário Fora Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R\$/kW;

TUSD<sub>p-p</sub>: tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) no horário de Ponta para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R\$/kW;

EM<sub>p</sub> : energia medida no ponto de conexão p no período de referência, em MWh; e

TUSD<sub>E-p</sub> : tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) para o nível de tensão do ponto de conexão p vigente na DRP, em R\$/MWh.

55. As Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição, relativas ao uso das instalações do atual agente Supridor, serão calculadas aplicando-se sobre as tarifas de uso de suprimento, vigentes na DRP, o percentual de desconto definido:

a. Na última revisão tarifária, quando se tratar de processo de reajuste posterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento estabelecido no Submódulo 8.1, ou;

b. No processo de regularização, quando se tratar de processo de reajuste anterior à primeira revisão tarifária, conforme procedimento no Submódulo 8.1 do PRORET.

### 3.6.2. USO DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

56. O custo com uso das instalações de transmissão refere-se aos valores pagos pelas permissionárias pelo uso das instalações de transmissão de Rede Básica, Rede Básica Fronteira e Demais Instalações de Transmissão – DIT do Sistema Interligado Nacional (SIN).

57. A cobertura tarifária do custo de uso do sistema de transmissão, quando contratada pela permissionária, será calculada com base nos Montantes de Usos do sistema de Transmissão (MUST) contratados por ponto de conexão, para o horário de ponta e fora de ponta, multiplicados pelas respectivas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) homologadas anualmente pela ANEEL.

58. O cálculo do custo do uso do sistema de transmissão seguirá a seguinte fórmula de cálculo nos processos de reajustes das permissionárias:

$$CST_{DRP} = \sum_1^p \left[ MUST_{FP-p} \times \left( TUST_{FP-RB_p} + TUST_{FP-FR_p} \right) + MUST_{P-p} \times \left( TUST_{P-RB_p} + TUST_{P-FR_p} \right) \right] \quad (9)$$

onde:

CST<sub>DRP</sub>: custo de uso do sistema de transmissão na DRP;

MUST<sub>FP-p</sub>: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário Fora de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;

MUST<sub>P-p</sub>: montante de uso do sistema de transmissão contratado no horário de Ponta para o ponto de conexão p no período de referência do processo tarifário, em MW;

$TUST_{FP-RBp}$ : tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica no ponto de conexão p vigente na DRP, em R\$/MW;

$TUST_{FP-FRp}$ : tarifa no horário Fora de Ponta para a Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão p vigente na data de reajuste, em R\$/MW;

$TUST_{P-RBp}$ : tarifa no horário de Ponta para Rede Básica no ponto de conexão p vigente na data de reajuste, em R\$/MW;

$TUST_{P-FRp}$ : tarifa no horário de Ponta para Rede Básica de Fronteira no ponto de conexão; e

p: pontos de conexão contratados conforme CUST.

59. Os MUSTs contratados são aqueles relativos ao “período de referência” e as TUSTs às homologadas anualmente pela ANEEL por ponto de conexão.

60. Havendo parcelas de ajuste de fronteira, desde que passível de repasse às tarifas da permissionária, o mesmo será incorporado ao custo de uso do sistema de transmissão ( $CST_{DRP}$ ), para fins de definição da cobertura tarifária final.

### **3.6.3. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**

61. Os custos relativos à conexão referem-se à utilização das DITs de uso exclusivo que não integram a rede básica. Essas instalações são disponibilizadas diretamente às permissionárias pelas transmissoras, quando a permissionária está conectada na Rede Básica, mediante celebração do contrato de conexão ao sistema de transmissão (CCT).

62. Os custos de conexão reconhecidos na DRP, quando contratados pela permissionária, corresponderão aos homologados pela ANEEL, atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preço definido no respectivo contrato de concessão de transmissão de energia elétrica.

63. Havendo parcela de ajuste de conexão homologada, esse valor, desde que passível de repasse às tarifas da permissionária, será atualizado para a data do reajuste em processamento e incorporado ao custo de conexão anual, para fins de definição da cobertura tarifária anual.

### **3.6.4. CUSTOS RELATIVOS À CONEXÃO AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO**

64. Os custos relativos à rede de distribuição referem-se à utilização das instalações de conexão pertencentes à outra distribuidora. Essas instalações são disponibilizadas diretamente às permissionárias por outras distribuidoras, mediante celebração do contrato de conexão às instalações de distribuição (CCD).

65. Os custos de conexão reconhecidos na DRP, quando contratados pela permissionária, corresponderão aos estabelecidos no CCD, atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preço definido no respectivo contrato de conexão.

### **3.7. ENCARGOS SETORIAIS**

66. Os encargos setoriais, instituídos por Lei, são custos não gerenciáveis suportados pelas permissionárias de distribuição, cujo repasse aos consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico financeiro contratual.

67. Os encargos setoriais integrantes da Parcela A da permissionária são: (i) a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; (ii) o Programa de Incentivo à Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; (iii) a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; (iv) o encargo de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE; (v) a contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS; (vi) a Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH; e (vii) os Encargos de Serviços do Sistema - ESS e Encargo de Energia de Reserva – ERR.

### 3.7.1. CDE

68. A cobertura tarifária relativa à quota de custeio da CDE, na DRP, será calculada pela multiplicação do mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, pelo custo da CDE, em R\$/MWh, homologado para o ano em curso, conforme fórmula a seguir:

$$CDE_{DRP} = CU_{CDE} \times M_{total} \quad (10)$$

onde:

$CDE_{DRP}$ : Quota de custeio da CDE, em R\$, na DRP;

$CU_{CDE}$ : Custo da CDE, em R\$/MWh, homologado pela ANEEL por meio de Resolução específica para o ano em curso; e

$M_{total}$ : Mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência.

69. A quota anual de custeio da CDE, a ser paga a partir mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, será fixada na Resolução Homologatória do reajuste da permissionária igual ao valor da cobertura tarifária considerada na definição de suas tarifas.

### 3.7.2. PROINFA

70. A cobertura tarifária relativa à quota de custeio do PROINFA, na DRP, será calculada pela multiplicação do mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, descontado do montante das unidades consumidores classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda, pelo custo do PROINFA em R\$/MWh, homologado pela ANEEL para o ano em curso, conforme fórmula a seguir:

$$PROINFA_{DRP} = CU_{PROINFA} \times M_{total - Baixa Renda} \quad (11)$$

onde:

$PROINFA_{DRP}$ : Quota de custeio no PROINFA, em R\$, na DRP;

$CU_{PROINFA}$ : custo do PROINFA, em R\$/MWh, homologado pela ANEEL por meio de Resolução para o ano em curso; e

$M_{\text{total - Baixa Renda}}$ : mercado de energia da permissionária, em MWh, verificado no período de referência, descontado da energia para atendimento das unidades consumidoras classificadas na Subclasse Residencial Baixa Renda.

71. A quota anual de custeio do PROINFA, a ser paga a partir do segundo mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, será fixada na Resolução Homologatória do reajuste da permissionária igual ao valor da cobertura tarifária considerada na definição de suas tarifas.

### **3.7.3. TFSEE**

72. A cobertura tarifária relativa à contribuição da TFSEE, na DRP, a ser paga a partir do mês de competência subsequente ao reajuste tarifário, corresponderá ao valor definido em Despacho específico da ANEEL.

### **3.7.4. P&D e PEE**

73. A cobertura tarifária relativa aos encargos de P&D e PEE, na “Data do Reajuste em Processamento”, corresponderá a 1,0 % (um por cento) da Receita Operacional Líquida regulatória, obtida pelo somatório da receita anual de cobertura estabelecida no processo de reajuste, incluída os componentes financeiros, deduzidos os valores econômicos e financeiros relativos aos encargos setoriais CDE, P&D e PEE.

### **3.7.5. ONS**

74. A cobertura tarifária relativa à contribuição ao Operador Nacional do Sistema, na DRP, corresponderá à contribuição anual estabelecida para a permissionária, vigente na data do reajuste em processamento, estabelecida após aprovação do orçamento anual do Operador Nacional do Sistema pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

### **3.7.6. CFURH**

75. Para as permissionárias com Geração Própria, quando cabível a cobrança do encargo, a cobertura tarifária relativa ao encargo setorial CFURH, na DRP, corresponderá a 6,75% do montante de energia elétrica gerada de cada central hidrelétrica, em MWh, multiplicado pela Tarifa Atualizada de Referência - TAR, em R\$/MWh, vigente na data do reajuste, conforme fórmula a seguir:

$$CFURH_{\text{DRP}} = CU_{\text{CFURH}} \times M_{\text{total}} \quad (12)$$

### **3.7.7. ESS e EER**

76. A cobertura tarifária relativa ao ESS e EER corresponderá ao somatório das previsões anuais definidas pela SRE, com base em informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, conforme Submódulo 5.4 do PRORET.

### 3.8. VALOR DA PARCELA “B” NA DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO

77. O Valor da Parcela “B” ( $VPB_1$ ), considerando as condições vigentes na DRP, será calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IVI - X) \quad (13)$$

onde:

$VPB_0$ : O Valor da Parcela “B” na DRA;

$IVI$  : número índice obtido pela divisão do IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à Data de Referência Anterior.

$X$ : Valor do Fator X a ser subtraído do IPCA, ou  $IVI$ , com objetivo de compartilhar com os usuários e consumidores da distribuidora os ganhos potenciais de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período.

78. O Valor da Parcela “B” ( $VPB_0$ ) na DRA, considerando-se as condições vigentes na DRA e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA - VPA_0 \quad (14)$$

onde:

$RA$ : Receita Anual na DRA, e

$VPA_0$ : Valor da Parcela “A”, nas condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA).

79. O valor do Fator X a ser aplicado nos Reajustes Tarifários Anuais será obtido conforme metodologia de cálculo estabelecida no Submódulo 8.1 – Revisão Tarifária Periódica do Módulo 8 – Permissionárias ou conforme tratamento estabelecido no processo de regularização da permissionária, quando se tratar de reajuste tarifário anterior à primeira revisão tarifária.

80. Caso o IPCA do último mês do Período de Referência não tenha sido divulgado oficialmente pela FGV ou pelo IBGE, até o 10º (décimo) dia anterior à DRP, será considerado para aquele mês a projeção mais recente do respectivo índice (média mensal), informada no Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil (Focus), disponível para consulta na internet ([www.bcb.gov.br](http://www.bcb.gov.br)).

### 3.9. COMPONENTES FINANCEIROS

81. Os componentes financeiros serão apurados anualmente e acrescentados ou subtraídos das tarifas finais pagas pelos consumidores para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes ao reajuste tarifário em processamento.

82. Ressalta-se que, para as permissionárias, não há previsão legal para a realização de ajustes compensatórios posteriores relativos à variação de valores dos itens da Parcela A entre as datas de realização dos processos tarifários, a exemplo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens de Parcela A – CVA, estabelecida para as concessionárias de distribuição.

83. Os Componentes Financeiros passíveis de serem considerados no processo de reajuste serão calculados conforme procedimentos descritos a seguir:

### 3.9.1. NEUTRALIDADE DOS ENCARGOS SETORIAIS

84. O financeiro de Neutralidade dos Encargos Setoriais refere-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 de cobertura tarifária contemplados no processo tarifário anterior.

85. A apuração do componente financeiro de neutralidade dos encargos setoriais se dará para os encargos setoriais CCC, CDE, PROINFA, TFSEE, CFURH, ESS/ERR e ONS, conforme equação abaixo:

$$\text{Neutralidade do Encargo Setorial } i = \sum_{j=1}^{12} (\text{Cobertura Tarifária}_{i,j} - \text{Valor Faturado}_{i,j}) \times \frac{IVI_1}{IVI_{j-1}} \quad (15)$$

onde:

Cobertura Tarifária i, j: valor da cobertura tarifária considerado no último processo tarifário para o mês j do período de referência do encargo setorial i;

Valor Faturado i, j : valor faturado para o encargo setorial i no Período de Referência;

IV<sub>1</sub>: Número Índice do IPCA do mês anterior à data do reajuste tarifário em processamento; e

IV<sub>t-1</sub>: Número Índice do IPCA do mês anterior ao mês j.

### 3.9.2. CUSTOS COM PIS/COFINS

86. O financeiro de compensação dos custos com PIS/COFINS refere-se às despesas de PIS/COFINS incidentes nas faturas de despesas com Compra de Energia e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição, não contempladas na cobertura tarifária econômica, que são repassadas às tarifas finais como componente financeiro.

87. As despesas de PIS/COFINS serão apuradas com base nas faturas encaminhadas pelas permissionárias, no período de referência, e corrigidas mensalmente pelo IPCA.

### 3.9.3. REPASSE DAS COMPENSAÇÕES POR DESCONTINUIDADE

88. Refere-se às compensações recebidas da(s) supridora(s) por descumprimento de metas de continuidade no suprimento no período de referência. Os valores de descontinuidade são calculados conforme metodologia estabelecida no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo, devendo serem atualizados pelo IPCA e revertidos em sua totalidade para a modicidade tarifária, mediante componente financeiro negativo.

#### 4.ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL – IRT

89. O Índice Reajuste Tarifário – IRT, considerando os Componentes Financeiros acrescentados ou subtraídos das tarifas, para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes, será obtido conforme a equação a seguir:

$$IRT_{Total} = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA} + IRT_{FIN} \quad (16)$$

Onde:

IRT Total = Índice de Reajuste Tarifário Anual Total.

VPA<sub>1</sub> = Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento (DRP), calculado conforme Seção 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 deste Submódulo;

VPB<sub>0</sub> = Valor da Parcela B na Data de Referência Anterior (DRA), calculado conforme Seção 3.8 deste Submódulo;

IVI = Índice de variação da inflação (IPCA), calculado conforme contrato de permissão;

X = Fator X, calculado conforme Parágrafo 78 da Seção 3.8, deste Submódulo;

RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA), calculado conforme Seção 3.2, deste Submódulo; e

IRT Fin = Índice de Reajuste Tarifário Anual Financeiro.

90. O Índice Reajuste Tarifário Anual Financeiro será calculado pela divisão entre o somatório dos Componentes Financeiros apurados para compensação nos 12 (doze) meses subsequentes e a Receita Anual – RA, ajustada pela razão da variação de mercado (rm), se positiva, conforme equação a seguir:

$$IRT_{FIN} = \frac{\sum \text{Componentes Financeiros (R\$)}}{RA_0 * (1 + r_m)} \quad (17)$$

onde:

rm = MWhreajuste/revisão atual / MWhreajuste/revisão ano anterior (limite mínimo igual a zero)

RA = Receita de Referência na Data do Reajuste Anterior (DRA), calculado conforme procedimento de cálculo estabelecido na Seção 3.2, deste Submódulo.

#### 5.RECÁLCULO DE REAJUSTE/REVISÃO DE ANOS ANTERIORES

91. A utilização de dados estimados de qualquer natureza nos cálculos tarifários, por si só, não ensejará recálculos posteriores, salvo quando expressamente indicado pela ANEEL nos documentos oficiais – Nota Técnica, Relatório/Voto ou Resolução – que motivaram e informaram a decisão colegiada referente ao processo de reajuste ou revisão tarifária.

92. O recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores poderá ocorrer em decorrência de provimento de Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela permissionária ou por iniciativa da ANEEL.

93. Para fins de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores por iniciativa da ANEEL, a Agência procederá conforme estabelecido nos arts. 53 e 54 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, a saber:

i. deve anular o ato administrativo quando houver vício de legalidade;

ii. pode revogar o ato administrativo por motivo de conveniência ou oportunidade; e

iii. tem o direito de rever o ato administrativo, adotando qualquer medida que o corrija ou impugne, observado o prazo de decadência de cinco anos.

94. Os efeitos tarifários decorrentes de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores serão considerados a partir do primeiro reajuste ou revisão tarifária seguinte à respectiva decisão que tenha determinado o recálculo.

95. O valor do componente financeiro resultante do recálculo de reajuste/revisão de ano anterior corresponderá, exceto quando envolver correções do mercado de referência, à diferença entre a receita anual obtida após o procedimento de recálculo do respectivo reajuste ou revisão tarifária e a receita anual originalmente calculada, cujo resultado deverá ser atualizado em base anual pela variação de mercado e IGPM até o mês do reajuste/revisão em processamento.

96. Quando o recálculo de reajuste/revisão de ano anterior envolver correções do respectivo mercado de referência, o valor do componente financeiro corresponderá às diferenças entre as tarifas resultantes do recálculo e as tarifas originalmente homologadas, aplicadas ao mercado de referência do reajuste/revisão em processamento, cujo resultado deverá ser atualizado em base anual pela variação do IPCA até o mês do reajuste/revisão em processamento. Neste caso, deve-se apurar o correspondente ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

97. Quando se tratar de recálculo de revisão tarifária envolvendo alteração do Valor da Parcela B (VPB) e sem correções do respectivo mercado de referência, a diferença percentual entre o VPB recalculado e o VPB original deve ser aplicada ao  $VPB_0$  (Valor da Parcela B na DRA – Data de Referência Anterior) do reajuste tarifário em processamento, de modo a representar o ajuste econômico necessário para corrigir a base tarifária econômica.

## **6. DISPOSIÇÕES GERAIS**

98. Estando a permissionária, na data do reajuste em processamento (DRP), inadimplente com suas obrigações intrassetoriais, não serão reajustados seus níveis de tarifas, conforme vedação prevista no art. 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Neste caso, somente poderão ser praticadas as novas tarifas homologadas, resultantes do processo tarifário em processamento, quando comprovado o adimplemento da permissionária, sendo autorizada sua aplicação por meio de Despacho específico da Superintendência de Gestão Tarifária - SGT.

99. Conforme a Lei nº 9.784/1999, é de dez dias o prazo para interposição de recurso administrativo, contado a partir da ciência ou divulgação oficial da decisão sobre o reajuste/revisão tarifária.

100. O recurso ou qualquer questionamento sobre os cálculos tarifários de anos anteriores quando apresentado fora do prazo recursal não poderá ser conhecido.

## 7. FLUXOGRAMA DE CÁLCULO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

Figura 1 – Fluxograma de Cálculo do Reajuste Tarifário Anual

