

**ANEXO LXIII**

**Submódulo 9.4**

**CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST) E TARIFA DE TRANSPORTE DE  
ITAIPU**

**Versão 1.0 C**

## **1. OBJETIVO**

1. Estabelecer os procedimentos utilizados para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Transporte de Itaipu.

## **2. ABRANGÊNCIA**

2. Aplica-se às centrais de geração, autoprodutores, consumidores, importadores e exportadores de energia elétrica, ou seja, todos aqueles que acessam a rede básica (sistêmica), em nível de tensão igual ou superior à 230 kV, bem como aos novos empreendimentos de geração participantes de leilões de energia nova com previsão de conexão à rede básica e que não estejam em operação comercial.

## **3. METODOLOGIA NODAL PARA CÁLCULO DA TUST-RB**

3. A metodologia para cálculo das tarifas e encargos nodais se baseia na estimativa de custos que os usuários impõem à rede nos períodos de exigência máxima, calculados a partir dos custos de investimento, operação e manutenção da rede mínima capaz de transportar os fluxos ocasionados em tais pontos.

4. Os encargos são ajustados ao montante necessário para cobrir os custos de serviço do sistema de transmissão ou de distribuição, por meio de valor aditivo à tarifa de cada barra, de forma a preservar a relatividade dos encargos entre os diversos agentes usuários.

5. Assim, metodologia nodal busca capturar a variação dos custos de expansão da rede, decorrente de um incremento marginal de injeção de potência, causados pelo crescimento da carga ou da geração, considerando as condições de demanda em que os elementos de transmissão são utilizados em carregamento máximo.

6. Para a aplicação da metodologia são adotadas as seguintes hipóteses:

- i. utiliza-se a “rede ideal de custo mínimo”, que se refere à rede necessária para o atendimento da demanda a partir das usinas existentes, e que tem a mesma topologia e impedâncias da rede existente no horizonte de cálculo;
- ii. a capacidade de transmissão de cada linha e transformador da rede ideal coincide com o fluxo verificado no elemento, na condição de demanda considerada para o estabelecimento das tarifas de transmissão; e
- iii. admite-se que a expansão da rede de transmissão se fará utilizando as rotas existentes. Isto implica em considerar que é possível expandir por meio de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes.

7. A solução analítica do modelo é obtida a partir da rede ideal de custo mínimo em que é calculado um caso base de fluxo de potência linear por meio da construção da matriz de sensibilidade que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema.

8. Esta matriz de sensibilidade é obtida a partir da matriz de impedâncias "Zbus" que se calcula como parte do processo de solução do fluxo de potência linear. Cada sensibilidade é definida matematicamente como:

$$\beta_{Lb} = \frac{dF_L}{dI_b}$$

Onde:

$\beta_{Lb}$  – fluxo incremental resultante no elemento L, linha ou transformador, devido ao incremento da demanda ou da geração na barra b;

$F_L$  – fluxo de potência no elemento L, em MW; e

$I_b$  – potência injetada ou retirada na barra b, em MW.

9. Em outros termos, aumentando-se em 1 MW a carga ou a geração em uma barra do sistema, pode-se determinar a variação dos fluxos nas linhas e transformadores. Como se está considerando que não há folgas na capacidade de transmissão, tais variações acarretam investimentos para elevar marginalmente a capacidade desses elementos.

10. A partir desses fluxos incrementais e usando custos padronizados de expansão (custos de reposição de linhas e subestações, parametrizados pelo comprimento das linhas, níveis de tensão e potência nominal de transformadores), é determinada a variação do custo de reposição da rede ideal para um aumento de 1 MW na geração ou na carga de cada barra do sistema, que definirá o preço nodal na barra, em R\$/MW.

11. Para a determinação das tarifas nodais utilizam-se custos unitários, isto é, custos normalizados pelas capacidades padronizadas para cada elemento do sistema. Estes são baseados em custos de reposição, operação e manutenção típicos do sistema de transmissão.

$$C_L = \frac{Custo_L}{Cap_L}$$

Onde:

$C_L$  – custo unitário do elemento L, em R\$/MW;

$Custo_L$  – custo de reposição do elemento L, em base anual, calculado a partir do custo total de reposição do elemento, em R\$; e

$Cap_L$  – capacidade de transmissão do elemento L, em MW.

12. Para a obtenção dos custos unitários das linhas de transmissão, as capacidades de transporte são padronizadas por nível de tensão e para os transformadores, as capacidades são padronizadas pelas potências nominais, conforme valores dispostos no Anexo I.

13. Para o cálculo da tarifa nodal foi introduzido o fator de ponderação com limite inferior de 0% e limite máximo de 100% no carregamento dos elementos (linhas de transmissão e transformadores), estabelecido da seguinte forma:

$$r_L = \frac{|F_L|}{Cap_L}$$

$$Fp_L = \begin{cases} 0 ; r_L < r_{mín} \\ \frac{r_L - r_{mín}}{r_{máx} - r_{mín}} ; r_{mín} \leq r_L \leq r_{máx} \\ 1 ; r_L > r_{máx} \end{cases}$$

Onde

$Fp_L$  – fator de ponderação do elemento L, que representa o carregamento resultante do fluxo de potência linear normalizado pela capacidade do elemento L;

$r_L$  – fator de carregamento do elemento L.

$r_{máx}$  – fator de carregamento máximo, acima do qual o fator de ponderação é 1; e

$r_{mín}$  – fator de carregamento mínimo, abaixo do qual o fator de ponderação é 0.

14. Assim, determinam-se os custos (ou benefícios) associados a uma unidade de incremento na demanda ou na geração em cada barra do sistema de acordo com a seguinte fórmula:

$$\pi_b = \sum_{L=1}^{n^{\text{º}} \text{ elementos}} \beta_{Lb} \cdot C_L \cdot Fp_L$$

Onde:

$\pi_b$  – tarifa nodal da barra b, em R\$/MW;

$\beta_{Lb}$  – sensibilidade do elemento L em relação à barra b;

$C_L$  – custo unitário do elemento L, em R\$/MW; e

$Fp_L$  – fator de ponderação do elemento L, para carga ou geração.

15. As tarifas nodais são estabelecidas em função de seu ponto de conexão à rede, não existindo relação entre pontos de injeção e pontos de retirada. Para o cálculo dessas tarifas, é definida uma barra de referência, advinda dos estudos de caso base de planejamento e única para todo o sistema, em que são compensadas as variações de injeção nas demais barras. Sendo assim, esta prerrogativa é considerada na equação acima, uma vez que os fatores  $\beta_{Lb}$  dependerão da referência escolhida.

### 3.1. AJUSTE DAS TARIFAS PARA COBERTURA TOTAL DA RECEITA ANUAL PERMITIDA – RAP

16. Os custos de transmissão da rede básica são remunerados às transmissoras por meio da RAP. Esta receita é arrecadada por meio dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), que são pagos pelos usuários da rede básica.

17. Denomina-se EUST, o valor resultante do produto entre a TUST-RB e o Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratado pelos usuários nos pontos de conexão com a rede básica, por meio dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

18. Entretanto, os encargos resultantes da aplicação da tarifa nodal, que representa a parcela locacional da TUST-RB, não são suficientes para recuperar a RAP total provisionada no cálculo das tarifas. Desta forma, adiciona-se às tarifas nodais uma parcela aditiva, constante em R\$/MW, garantindo o total de receita a ser arrecadada:

$$TUST - RB_B = \pi_B + K_{\text{carga ou geração}B}$$

19. A parcela aditiva para o segmento geração ( $K_{\text{geração}}$ ) é calculada:

$$K_{\text{geração}} = \frac{RAP_{\text{geração}} - \sum_{b=1}^{Nb} \pi_b * P_b}{\sum_{i=b}^{Nb} P_b}$$

$$RAP_{\text{geração}} = RAP * \%G$$

Onde:

$\pi_b$  – tarifa nodal da barra b, em R\$/MW;

$P_b$  – MUST contratado em regime permanente pelo segmento geração em cada barra do sistema (MW);

$Nb$  – número de barras da rede de transmissão;

RAP<sub>geração</sub> – parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelos geradores (R\$/ano); e  
%G – percentual inicial estabelecido ao segmento geração para provisionamento da RAP, definido em 50%.

20. A parcela aditiva para o segmento consumo ( $K_{consumo}$ ) é determinada de forma semelhante, de modo que:

$$K_{consumo} = \frac{RAP_{consumo} - \sum_{b=1}^{Nb} \pi_b * D_b}{\sum_{i=b}^{Nb} D_b}$$

$$RAP_{consumo} = RAP * \%D$$

Onde:

$D_b$  – MUST contratado em regime permanente pelo segmento consumo em cada barra do sistema (MW);

RAP<sub>consumo</sub> – parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelas cargas(R\$/ano); e

%D – percentual inicial estabelecido ao segmento consumo para provisionamento da RAP, definido em 50%.

#### 4. PROCEDIMENTOS GERAIS PARA CÁLCULO DA TUST-RB

21. As TUST serão aplicadas em base mensal, considerando a metodologia descrita na seção 3, considerando as disposições a seguir.

22. O limite mínimo da TUST-RB deve ser 50% da Tarifa Equivalente Uniforme (TEU) de cada segmento, calculada da seguinte forma:

$$TEU_{geração} = \frac{RAP_{geração}}{\sum_{b=1}^{Nb} P_b} \quad TEU_{consumo} = \frac{RAP_{consumo}}{\sum_{b=1}^{Nb} D_b}$$

23. Os encargos de uso do sistema de transmissão deverão ser suficientes para a prestação deste serviço e serão devidos aos respectivos concessionários e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), observando:

- i. as receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL;
- ii. a parcela do orçamento anual do ONS a ser coberta por estes encargos, conforme estabelecido no seu Estatuto e aprovada pela ANEEL;
- iii. passivos financeiros excepcionais aprovados pela ANEEL; e
- iv. a compensação de déficit ou superávit do exercício anterior, contabilizado anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

24. As perdas elétricas nos sistemas de transmissão para fins de contabilização e liquidação serão tratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), de acordo com as regras específicas.

25. Deverão ser considerados os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados pelos usuários em regime permanente, de acordo com as Regras de Transmissão.

26. Para o segmento geração, será descontada as Parcelas TUSDg-T e TUSDg-ONS definidas no Submódulo 7.4 do Proret, por meio de parcela aditiva para formação da TUST-RB.

27. Para o segmento consumo, será considerado os ajustes de arrecadação por meio de parcela aditiva decorrentes dos itens 6.1 e 7.3, especificamente.

28. O fator de ponderação será calculado considerando  $r_{mín}$  igual a 0% e  $r_{máx}$  igual a 100%.

29. Deverá ser utilizada as capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST) para fins de definição da  $Cap_L$ .

30. Deverá ser utilizado os custos-padrão estabelecidos a partir do Banco de Preços de Referência ANEEL e cadastrados no SIGET, conforme Anexo I, para definição dos custos de reposição ( $Custo_L$ ).

31. Deverá ser utilizado caso base de fluxo de potência com a configuração anual do Sistema Interligado Nacional (SIN), considerando:

- i. o despacho de todas as centrais de geração de forma proporcional aos MUST contratados em regime permanente, de forma a manter o equilíbrio entre carga e geração em cada submercado do SIN;
- ii. as instalações em operação comercial e as com previsão de entrada em operação no horizonte de cálculo; e
- iii. a modelagem dos efeitos da etapa de motorização de cada central de geração.

## 5. TUST-RB DO SEGMENTO GERAÇÃO

32. As TUST-RB do segmento geração serão controladas por ponto de conexão de Rede Básica, a partir de métrica denominada de envoltória tarifária, descrita a seguir:

- i. Para o primeiro ciclo de aplicação (ciclo N-1), considerar a TUST Controlada (TC) por ponto de conexão de Rede Básica igual à TUST calculada na Barra (TB), também denominada de Tarifa de Partida (TP):

$$TC_{N-1} = TB_{N-1}$$

- ii. A partir do segundo ciclo (ciclo N), considerar o seguinte mecanismo de controle tarifário:

$$LS_N = (P_{TC} \cdot TC_{N-1} + P_{TB} \cdot TB_N) \times [1 + (|IAT_N| + r_e)]$$

$$LI_N = (P_{TC} \cdot TC_{N-1} + P_{TB} \cdot TB_N) \times [1 - (|IAT_N| + r_e)]$$

$$TC_N = \begin{cases} TB_N, & LI_N \leq TB_N \leq LS_N \\ LS_N, & TB_N > LS_N \\ LI_N, & TB_N < LI_N \end{cases}$$

Onde,

N – ciclo tarifário de aplicação do controle tarifário;

TB – TUST-RB da Barra calculada anualmente;

$P_{TB}$  – Participação da TUST da Barra calculada anualmente, definida em 20%;

TC – TUST-RB Controlada da barra;

$P_{TC}$  – Participação da TUST Controlada, definida em 80%;

LS – Limite Superior;

LI – Limite Inferior;

IAT – Índice de Atualização da Transmissão (%); e

$r_e$  – Risco de expansão da transmissão, definido em 5%.

33. O IAT será calculado considerando a seguinte equação:

$$IAT_i = (IGP-M_j \times CIGP-M_i) + (IPCA_j \times CIPCA_i)$$

Onde:

IAT<sub>i</sub> – Índice de Atualização da Transmissão no ciclo tarifário i;

IGP-M<sub>j</sub> – IGP-M acumulado no ciclo tarifário j;

IPCA<sub>j</sub> – IPCA acumulado no ciclo tarifário j;

CIGP-M<sub>j</sub> – Proporção da RAP das instalações de Rede Básica em operação com contratos de concessão reajustados por IGP-M no início do ciclo tarifário i;

CIPCA<sub>j</sub> – Proporção da RAP das instalações de Rede Básica em operação com contratos de concessão reajustados por IPCA no início do ciclo tarifário i;

i – ciclo tarifário atual; e

j – ciclo tarifário anterior, que considera os índices de maio do ciclo (i-2) a maio do ciclo (i-1).

34. A partir da edição desse regulamento, o IAT manterá seu histórico inalterado, atualizando apenas os índices relacionados ao período do ciclo j.

35. As TUST-RB das centrais de geração cuja remuneração seja integralmente oriunda de cotas de garantia física destinadas ao atendimento do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) serão aquelas efetivamente obtidas para cada ciclo tarifário mediante cálculo anual (TB), não se aplicando o disposto nos parágrafos 32 e 33.

36. As TUST-RB poderão ser estimadas pelas centrais de geração a partir das Tarifas Controladas (TC) homologadas a cada ciclo por ponto de conexão de Rede Básica.

37. A Tarifa de Partida (TP) para o controle tarifário dos pontos de conexão de Rede Básica ainda não homologados no ciclo tarifário, relacionados à participação de novas centrais de geração em leilões do ACR, será estabelecida previamente ao certame desde que:

- i. o novo ponto de conexão seja oriundo de novo sistema de transmissão integrante de Rede Básica planejado estritamente para o escoamento da geração relacionada ao leilão do ACR, de modo que a tarifa de partida para o controle tarifário será obtida mediante cálculo prospectivo no ciclo previsto para início de suprimento a partir de base de dados elaborada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com base no Plano Decenal de Energia Elétrica (PDE) e de RAP prospectiva calculada nos termos da seção 8;
- ii. A Tarifa de Partida (TP) será válida em caso de êxito no certame e contratação do ponto de conexão declarado no leilão mediante celebração do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST); e
- iii. A Tarifa de Partida será atualizada pelo IAT para a referência do ciclo imediatamente anterior ao ciclo previsto para a entrada em operação do respectivo ponto de conexão.

38. Seccionamento de Linhas de Transmissão de Rede Básica não é considerado novo sistema de transmissão planejado, de modo que não ensejará o cálculo descrito no parágrafo anterior.

39. Para os casos de TUST-RB de pontos de conexão de Rede Básica ainda não homologados, as centrais de geração poderão estimar a partir das tarifas da barra (TB) calculadas nos pontos de conexão adjacentes ao ponto de interesse.

40. No âmbito da Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão (AMSE), fica o ONS autorizado a definir os EUST considerando as TUST-RB homologadas:

- i. para cada ponto de conexão contratado (caso geral); ou
- ii. nominalmente para cada central de geração, caso se conforme nos termos do parágrafo 35 ou dos procedimentos transitórios definidos na seção 10.

41. Caso alguma central de geração celebre CUST e não haja TUST-RB homologada para o ponto de conexão de Rede Básica contratado, o ONS deverá aplicar a Tarifa Controlada (TC) homologada do ponto de conexão eletricamente mais próximo até o ciclo tarifário subsequente, quando o ponto de conexão contratado passará a ser modelado na base de dados, considerando a tarifa aplicada no ciclo anterior como de partida (TP) para a envoltória tarifária.

42. Para as centrais geradoras associadas, a TUST será única para o conjunto associado e será estabelecida nas apurações mensais de serviços e encargos de transmissão pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS após a celebração do respectivo Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST da seguinte forma:

$$TUST\text{ associação} = \frac{\sum_{i=1}^n TUSTgi \times MUSTgi}{\sum_{i=1}^n MUSTgi}$$

Onde:

TUSTg – TUST-RB calculada pela ANEEL aplicável para cada central de geração integrante do conjunto associado;

MUSTg – Parcela do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST contratado declarada para cada central geradora integrante do conjunto associado;

I – central geradora participante da associação; e

n – total de centrais geradoras participantes da associação.

43. Aplicam-se às centrais geradoras associadas as demais condições estabelecidas neste regulamento.

## **6. TUST DO SEGMENTO CONSUMO**

### **6.1. TUST-RB DO SEGMENTO CONSUMO**

44. As TUST-RB do segmento consumo serão estabelecidas a cada ciclo tarifário, nos horários de ponta e fora ponta, com o montante a ser arrecadado rateado de forma proporcional ao total de MUST contratado em regime permanente e em cada horário.

45. As diferenças anuais apuradas a cada ciclo tarifário, para mais ou para menos, entre as TUST-RB estabelecidas para o segmento geração e aquelas efetivamente obtidas para o mesmo ciclo mediante simulação anual (TB), serão contabilizadas e atribuídas ao segmento consumo do SIN de forma proporcional aos MUST contratados em regime permanente.

46. No âmbito da AMSE, caso algum usuário do segmento consumo celebre CUST e não haja TUST-RB homologada para o ponto de conexão contratado, o ONS deverá aplicar a tarifa homologada do ponto de conexão eletricamente mais próximo até o ciclo tarifário subsequente, quando o ponto de conexão contratado passará a ser modelado na base de dados.

## **6.2. TUST-FR DAS DISTRIBUIDORAS E PERMISSIONÁRIAS**

47. A RAP associada às instalações de fronteira deve considerar as parcelas relacionadas aos transformadores e conexões com tensão primária igual ou superior a 230 kV pertencentes à Rede Básica e as instalações classificadas como Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado, bem como a parcela de ajuste proveniente das diferenças entre a RAP e o valor recebido das distribuidoras no ciclo anterior, nos termos do Submódulo 9.3 do PRORET.

48. A TUST-FR será obtida a partir do rateio do valor total da RAP e PA pelo somatório dos MUST contratados em regime permanente e em cada ponto de conexão, pelas respectivas distribuidoras e permissionárias, nos postos tarifários de ponta e fora de ponta.

49. No âmbito da AMSE, caso algum usuário do segmento consumo celebre CUST e não haja TUST-FR homologada para o ponto de conexão contratado, o ONS deverá:

- i. aplicar a tarifa homologada para os pontos de conexão pertencentes à Rede Básica de Fronteira/DIT compartilhada, caso o ponto de conexão faça parte dessas instalações; ou
- ii. solicitá-la à ANEEL, caso contrário.

## **7. BASE DE DADOS DA TUST**

50. A Base de Dados para cálculo da TUST deverá ser colocada em Tomada de Subsídios a cada ciclo tarifário, para que a sociedade possa exratiná-la, de modo a propiciar a participação pública e a promoção da qualidade dos dados a serem utilizados no cálculo.

51. Deverá ser representada a rede elétrica em operação comercial acrescida das instalações previstas para entrarem em operação comercial até o fim do ciclo tarifário sob cálculo, conforme dados disponibilizados no SIGET.

52. Após a homologação da Base de Dados pela ANEEL, ela se torna blindada, não podendo haver alterações posteriores.

### **7.1. REPRESENTAÇÃO DA CARGA**

53. A representação da carga na base de dados de cálculo da TUST do ciclo tarifário deve considerar as premissas elencadas abaixo:

- i. A representação da carga das distribuidoras e das unidades consumidoras com acesso à Rede Básica deve considerar a média dos MUST efetivamente contratados na modalidade permanente para o ciclo tarifário sob cálculo;
- ii. Para os CUST que apresentem mais de um valor de MUST em seus anexos, o MUST representado deve ser aquele aderente à rede elétrica prevista para o ciclo tarifário sob cálculo; e
- iii. Para CUST em outras modalidades, a unidade consumidora ou distribuidora ou importadora deve ser representada:
  - iii.a) com valor da carga igual a 0,1 MW, quando a barra associada não tenha outra carga em regime permanente; ou
  - iii.b) com valor de carga igual a zero, caso a barra já possua carga em regime permanente.

## **7.2. REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO**

54. A representação da geração na base de dados de cálculo da TUST do ciclo tarifário deve considerar as premissas elencadas abaixo:

- i. Representação da geração com acesso à Rede Básica deve considerar o maior MUST efetivamente contratado na modalidade permanente para o ciclo tarifário sob cálculo, proporcionalmente a cada ponto de conexão contratado; e
- ii. Para CUST em outras modalidades, a central de geração não deve ser representada na base de dados.

55. A ANEEL poderá adotar critérios mais restritivos de representação dos geradores a serem inclusos na arrecadação do ciclo tarifário, a depender da evolução dos cronogramas de implantação dos empreendimentos de geração e transmissão associados ao escoamento da energia produzida.

## **7.3. MECANISMOS DE AJUSTE DE ARRECADAÇÃO**

56. Os mecanismos de ajuste de arrecadação são denominados de MUST Parcial e EUST Parcial, justificados pela finalidade de evitar a majoração dos encargos de uso por parte do segmento geração, e consequente déficit de receita ao fim do ciclo, assegurando assim, a arrecadação de recursos suficientes para cobertura dos custos dos sistemas de transmissão, conforme preconizado na alínea a, inciso XVIII, do art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996.

57. Cumpre destacar que caso esses recursos não sejam provisionados para pagamento no ciclo tarifário, eles serão pagos por meio de Parcela de Ajuste no próximo ciclo. Assim, o provisionamento permite identificar um montante de recurso que, de outra forma, seria considerado uma incerteza até a apuração pelo ONS da Parcela de Ajuste. Portanto, as parcelas MUST Parcial e EUST Parcial não representam custos adicionais, mas a redução da incerteza associada ao acréscimo de valores positivos à Parcela de Ajuste.

### **7.3.1 MUST PARCIAL**

58. As centrais de geração devem declarar montantes de uso conforme cronograma contido no respectivo ato de outorga, conforme Regras de Transmissão.

59. Desta forma, as usinas que passam por período de motorização até atingir a potência outorgada contratam MUST que refletia esse processo, ensejando na apuração de encargos de uso que variam ao longo do ciclo de forma crescente.

60. Ocorre que o cálculo tarifário comporta apenas um valor de MUST, dado pela máxima potência injetável a fim de refletir a máxima utilização da rede pelo usuário. Dessa forma, a arrecadação fica majorada por um montante que não será utilizado para apurar todos os encargos de uso do ciclo, gerando um déficit de arrecadação. Portanto, faz-se necessário implementar mecanismo que ajuíze o pagamento mais preciso da usina, chamado de MUST Parcial.

61. Neste cálculo adota-se o conceito do MUST equivalente, dado pela razão entre o somatório dos MUST escalonados no ciclo tarifário e os 12 meses do ciclo, que representa a parcela de contribuição da central de geração no rateio da receita a ser arrecadada no ciclo.

62. A arrecadação mensal associada à rubrica MUST Parcial é dada pela multiplicação do resultado da diferença entre o MUST máximo contratado no ciclo e o MUST equivalente pela respectiva TUST-RB.

### **7.3.2. EUST PARCIAL**

63. As centrais de geração devem contratar o uso do sistema de transmissão conforme as datas estabelecidas na outorga, nos termos das Regras de Transmissão, de modo que o início de execução do MUST pode ocorrer em qualquer mês do ciclo tarifário.

64. Contudo, o cálculo tarifário considera as usinas com pagamentos constantes durante o ciclo, num total de 12 meses, ocasionando a majoração dos encargos de uso pelas novas centrais de geração. Dessa forma, faz-se necessário implementar mecanismo que determine o real pagamento da usina, desde o início da contratação, denominado de EUST Parcial.

### **7.4. CUSTOS DE REPOSIÇÃO**

65. Os custos de reposição das instalações modeladas na base de dados deverão ser compostos de acordo com os valores dispostos no Anexo I, obtidos a partir do Banco de Preços de Referência ANEEL, nos termos da Nota Técnica nº 092/2013-SRT/ANEEL disponibilizada na Audiência Pública nº 040/2013.

### **7.5. TRATAMENTO DAS INSTALAÇÕES DE CORRENTE CONTÍNUA**

66. A metodologia nodal empregada para o cálculo tarifário não trata especificamente das instalações de corrente contínua, cujo fluxo de potência utilizado para encontrar as relatividades entre as TUST-RB tem por origem um despacho pré-definido dos geradores, de forma proporcional à potência contratada.

67. Ocorre que os fluxos de potência em instalações de corrente contínua são determinados pelo Operador do sistema. Caso se estabeleçam os fluxos nas instalações de corrente contínua, fica calculado o custo arrecadado na instalação em questão. Assim, o nível da TUST-RB dos empreendimentos com sensibilidade positiva e negativa em relação àquela instalação passa a ser afetada pelo critério de determinação do fluxo de potência na instalação.

68. Sendo assim, para o cálculo da TUST-RB, as instalações de corrente contínua devem ser modeladas como circuitos de corrente alternada equivalentes pelo ONS, em termos de parâmetros elétricos, a fim de que o fluxo nos elementos seja resultado da convergência do fluxo de potência, como nas demais instalações modeladas.

69. Para o caso da energia proveniente das usinas hidrelétricas UHE Santo Antônio e Jirau, há que se considerar que o escoamento ocorre por meio de dois bipolos de corrente contínua  $\pm 600$  kV e de dois sistemas de conversoras de Corrente Alternada (CA)/Corrente Contínua (CC) *back-to-back* 500/230 kV.

70. De forma a evitar que a modelagem leve a fluxo de potência somente pelo elo de corrente contínua, as usinas devem ser modeladas de modo a escoar a potência de forma proporcional à capacidade dos equipamentos (bipolos e *back-to-back*). Assim, 90% da capacidade total de geração utilizam os bipólos de corrente contínua, enquanto os restantes 10% da capacidade de geração utilizam as conversoras *back-to-back*.

71. Caso outros sistemas de transmissão sejam construídos para que o escoamento de uma mesma usina se dê em circuitos de corrente alternada e em circuitos de corrente contínua concomitantemente, o ONS está autorizado a modelar o escoamento da central de geração de forma proporcional à capacidade dos equipamentos CA/CC envolvidos no acesso ao sistema.

## **8. RAP PROSPECTIVA**

72. As RAPs prospectivas são calculadas a partir da RAP homologada no ciclo tarifário vigente e utilizadas para o cálculo da TUST-RB descrito no parágrafo 37. Para estimar o incremento de receita associada à

expansão prevista para a Rede Básica no horizonte de cálculo, parte-se da RAP inicial para o ciclo tarifário sem componentes financeiros imprevisíveis, como a Parcela de Ajuste – PA e Outros Ajustes.

73. A RAP inicial é composta de:

- i. Parcada da RAP referente às instalações de transmissão Licitadas – **RBL**;
- ii. Parcada da RAP referente às instalações de transmissão existentes, integrantes da Rede Básica, conforme as Resoluções nº 166 e nº 167, de 2000 – **RBSE**;
- iii. Parcada da RAP correspondente às novas instalações autorizadas, integrantes da Rede básica e com receitas estabelecidas por resolução específica após a publicação da Resolução ANEEL nº 167, de 2000 – **RBNI**;
- iv. Parcada da RAP correspondente às melhorias nas instalações de transmissão, conforme REN nº 443, de 2011 – **RMEL**;
- v. Interligações Internacionais – **REQNI**;
- vi. Previsão de receita para novas instalações de transmissão no ciclo; e
- vii. outras que porventura vierem a ser criadas.

74. A RAP do ciclo inicial deve desconsiderar os componentes financeiros imprevisíveis, tais como: passivos excepcionais, Parcelas de Ajuste e Outros Ajustes, pois possuem característica provisória de ajuste de recursos entre ciclos tarifários, não se perpetuando nas receitas futuras.

75. Importante salientar que as parcelas de RBL, RBNI, REQNI e RMEL da RAP inicial somente alcançam o ciclo tarifário objeto do cálculo. Para o cálculo da RAP Prospectiva faz-se necessário adicionar:

- i. as receitas estimadas subsequentes das ampliações de instalações de Rede Básica – caracterizadas como estimativas da **RBL**;
- ii. as receitas estimadas subsequentes referentes à substituição das instalações com vida útil regulatória esgotada – caracterizadas como estimativas da **RMEL**;
- iii. as receitas estimadas subsequentes referentes às novas instalações autorizadas – caracterizadas como estimativas da **RBNI**; e
- iv. outras que porventura vierem a ser criadas.

76. As estimativas das receitas subsequentes relacionadas a expansão da Rede Básica para consecução das RAPs prospectivas serão formadas pela agregação das componentes dispostas abaixo, a partir da RAP inicial:

- i. as receitas dos empreendimentos outorgados na Rede Básica e Interligações Internacionais, classificadas como RBL, RBNI, RMEL e REQNI, constantes do Sistema de Gestão da Transmissão – SIGET, e previstos no horizonte do PDE para entrada em operação comercial;
- ii. as estimativas das receitas dos empreendimentos não outorgados na Rede Básica e Interligações Internacionais (estimativa das parcelas de receita classificadas como RBL, RBNI e REQNI), obtidas a partir dos investimentos constantes do PET/PELP compreendidos no horizonte do PDE para entrada em operação comercial;
- iii. os efeitos decorrentes da Portaria MME nº 120/2016;
- iv. a redução devido ao perfil degrau (redução de 50% no 16º ano) constante em contratos de concessão de transmissão celebrados entre 2000 e 2007.

77. Para as estimativas associadas ao item (ii):

- i. os investimentos do PET/PELP deverão ser atualizados pelo IAT até a data de referência do ciclo tarifário sob cálculo;
- ii. Sobre o valor obtido em (i), aplica-se o REIDI médio de 91,67%, calculado a partir do índice referente à linha de transmissão (91,90%) e do índice referente à subestações (91,44%). Tais valores foram obtidos a partir da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.706, de 2014, que estabelece em seu art. 1º os valores devidos ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI a serem aplicados para linhas de transmissão e subestações; e
- iii. Por fim, aplica-se a metodologia constante do Submódulo 9.7 do PRORET para a definição das estimativas de receita dos empreendimentos não outorgados previstos no PET/PELP, considerando o WACC<sup>1</sup>, TFSEE e P&D homologados pela ANEEL, bem como a Taxa Média de Depreciação – TMD igual a 0,33% (1/30 anos).

## **9. TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU**

78. As instalações de transmissão dedicadas à usina hidrelétrica de Itaipu são remuneradas diretamente por meio da tarifa de transporte de Itaipu, que é definida como a razão entre os encargos de conexão das instalações no ciclo tarifário em análise, adicionada à parcela de ajuste do período, e a potência média contratada pelos cotistas-partes para o ano civil.

$$\text{Tarifa de Transporte de Itaipu} = \frac{\text{EC Itaipu}_{\text{ciclo tarifário}} + \text{PA Itaipu}_{\text{ciclo tarifário}} + \text{PA PM Itaipu}}{\text{PM Itaipu}_{\text{ano civil}} * 12}$$

Onde:

Tarifa de Transporte de Itaipu – tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu a ser aplicada aos seus cotistas-partes, em R\$/MW;

EC Itaipu – encargo de conexão anual, referente às instalações de conexão dedicadas à Itaipu, não integrantes da rede básica, durante o ciclo tarifário, em R\$;

PA Itaipu – parcela de ajuste referente aos déficits ou superávits de receita entre o valor devido e o apurado, referente às instalações de conexão dedicadas à Itaipu, durante o ciclo tarifário vigente, em R\$;

PA PM Itaipu – parcela de ajuste referente as variações de potência contratada decorrentes do descasamento entre ano civil e ciclo tarifário, em R\$; e

PM Itaipu – potência média contratada pelas distribuidoras por meio de cotas-partes a cada ano civil, em MW.

79. A potência de Itaipu contratada pelo Brasil é vendida por meio de cotas-partes às distribuidoras de energia elétrica das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, de acordo com o mercado dessas empresas. Desta forma, para cada ano civil subsequente, a ANEEL publica, em resolução homologatória específica, as cotas-partes e os montantes de potência contratada e energia vinculada referente à Itaipu, que deverão ser repassados às distribuidoras.

80. Os valores dos encargos de conexão e das PAs são reajustados monetariamente com a aplicação do IVI nos termos estabelecidos no contrato de concessão associado a essas instalações.

## **10. PROCEDIMENTOS TRANSITÓRIOS**

---

<sup>1</sup> Weighted Average Cost of Capital

81. As TUST-RB homologadas anteriormente à edição desse regulamento, nos termos das Resoluções Normativas nº 267/2007 e nº 559/2013, devem ser mantidas durante os prazos de validade inicialmente estabelecidos e atualizadas monetariamente pelo IAT. Ademais, a partir da publicação desse regulamento não serão homologadas novas tarifas estabilizadas nos termos das referidas Resoluções.

82. As TUSDg associadas às centrais de geração vencedoras de leilão que alteraram seus acessos posteriormente ao certame para a Rede Básica, nos termos do §3º do art. 20-A da Resolução Normativa nº 349/2009, terão seus valores mantidos como TUST-RB durante 10 ciclos tarifários a contar daquele da entrada em operação comercial das centrais de geração prevista no edital, sendo apenas atualizadas monetariamente pelo IAT nesse período. Terminando a citada validade, as TUST-RB passam a ser estabelecidas conforme metodologia vigente aplicada às demais centrais de geração que acessam à Rede Básica.

83. A mudança de regime metodológico das tarifas atualmente homologadas para a métrica descrita na seção 5 incorrerá em alguma das seguintes condições:

- i. Para as TUST-RB homologadas nos termos da Resolução Normativa nº 267/2007, caso tenha findado o prazo de validade do conjunto de TUST-RB homologado;
- ii. Para as TUST-RB homologadas nos termos da Resolução Normativa nº 559/2013, nas seguintes condições:
  - ii.a) vencida a validade da outorga da central de geração vencedora de leilão do ACR, com TUST-RB pré-estabelecida ao certame; ou
  - ii.b) para a central de geração não conformada no item (ii.a) desde que: vencida a validade de 10 ciclos tarifários da TUST-RB ou da outorga; ou tenha a outorga renovada, prorrogada ou relitigada, o que ocorrer primeiro dentre os critérios deste item.
- iii. Alteração de ponto de conexão em relação ao considerado no estabelecimento da TUST-RB; ou
- iv. Aumento acima de 10% da máxima potência injetável considerada no estabelecimento da TUST-RB.

84. A mudança de regime metodológico de que trata o parágrafo 83, deverá considerar período de transição a fim de atenuar variações tarifárias abruptas entre a TUST-RB Nova recalculada e a Vigente antes do recálculo, atualizada pelo IAT para a mesma referência de preços da TUST-RB nova, nos seguintes termos:

$$TUST-RB_{Ciclo\ 1} = 1/3 \times TUST-RB_{Nova} + 2/3 \times TUST-RB_{Vigente}$$

$$TUST-RB_{Ciclo\ 2} = 2/3 \times TUST-RB_{Nova} + 1/3 \times TUST-RB_{Vigente}$$

85. O parágrafo 84 aplica-se indistintamente a todo o segmento geração para quaisquer movimentos tarifários (aumentos ou reduções), exceto:

- i. Para as centrais de geração cuja remuneração seja integralmente oriunda de cotas de garantia física destinadas ao atendimento do ACR;
- ii. Para as centrais relativas ao item (i) que alterarem seu regime para qualquer outro que enseje a comercialização de energia elétrica; e
- iii. A partir do ciclo 2022/2023, para as centrais de geração cuja TUST estabilizada tenha sido fixada nos termos da Resolução Normativa nº 267, de 5 de junho de 2007.

86. Excepcionalmente, para as centrais de geração que tiveram a TUST estabilizada fixada nos termos da Resolução Normativa nº 267, de 5 de junho de 2007, e reduzida com a aplicação do cálculo da transição de que trata o caput do art. 8º da Resolução Normativa nº 559/2013 até o ciclo tarifário 2021/2022, os valores

resultantes devido à aplicação desta regra de transição deverão ser creditados para essas centrais geradoras no ciclo tarifário 2022/2023 devidamente atualizado pelo Índice de Atualização de Transmissão – IAT.

87. No ciclo 2022/2023 se dará o início (ciclo N-1) da métrica disposta na seção 5 para estabelecimento das Tarifas de Partida dos pontos de conexão de Rede Básica modelados neste ciclo.

## 11. GLOSSÁRIO

88. Na tabela abaixo, estão listadas as definições dos termos utilizados neste submódulo.

Informação	Unidade	Definição
ACR	---	Ambiente de Contratação Regulado
AMSE	---	Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão
Barra	---	Ponto de Conexão
CUST	---	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão.
Cotas-parte de Itaipu	%	Percentuais referentes à produção de Itaipu atribuídos às distribuidoras das regiões Centro Oeste, Sudeste e Sul.
DIT	---	Demais Instalações de Transmissão
Potência contratada Itaipu	MW	Potência a contratada pelas distribuidoras por meio de cotas-partes a cada ano civil junto à ELETROBRAS, referentes à Itaipu.
EC	R\$	Encargo de Conexão às Instalações de Transmissão.
EUST	R\$	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão.
IAT	%	Índice de Atualização da Transmissão.
IGP-M	%	Índice Geral de Preços ao Mercado publicado pela Fundação Getúlio Vargas – FGV.
IPCA	%	Índice de Preços ao Consumidor Amplo publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.
IVI	%	Índice de Variação da Inflação definido no contrato de concessão de transmissão.

<b>Informação</b>	<b>Unidade</b>	<b>Definição</b>
MUST	MW	Montante de Uso do Sistema de Transmissão.
PA	R\$	Parcela de Ajuste.
Parcela TUSDg <sub>ONS</sub>	R\$	Parcela arrecadada por meio da componente TUSDg-ONS, referente ao custeio do ONS, em função de geradores que acessam Redes Unificadas.
Parcela TUSDg-T	R\$	Parcela arrecadada por meio da componente TUSDg-T, referente aos geradores em Redes Unificadas que exportam para a Rede Básica.
PDE	---	Plano Decenal de Energia Elétrica
P&D	%	Taxa de Pesquisa e Desenvolvimento
PET	---	Plano de Expansão da Transmissão
PELP	---	Plano de Expansão de Longo Prazo
RAP	R\$	Receita Anual Permitida.
RU	---	Redes Unificadas (redes de âmbito de distribuição em tensão de 88 kV e 138 kV)
RB	---	Rede Básica
SIGET	---	Sistema de Gestão da Transmissão
Tarifa de Itaipu	R\$/MW	Tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu a ser aplicada aos seus cotistas-parte.
TFSEE	%	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
TMD	%	Taxa Média de Depreciação
TUSDg	R\$/kW.mês	Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição associada às centrais de geração conectadas em Redes Unificadas.

Informação	Unidade	Definição
TUST	R\$/kW.mês	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.
TC	R\$/kW.mês	TUST-RB Controlada da barra.
TB	R\$/kW.mês	TUST-RB da Barra calculada anualmente.
TP	R\$/kW.mês	TUST-RB de partida para o controle tarifário.
TUST-RB	R\$/kW.mês	Tarifas de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações da rede básica.
TUST-FR	R\$/kW.mês	Tarifas de uso do sistema de transmissão destinadas a custear as instalações da rede básica de fronteira e DIT compartilhadas.
WACC	%	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> (Custo Médio Ponderado de Capital)

**ANEXO I – CUSTOS DE REPOSIÇÃO UTILIZADOS NA BASE DE DADOS PARA CÁLCULO DA TUST-RB.**

<b>Custos de Reposição das Linhas de Transmissão</b>		
<b>Nível de Tensão (kV)</b>	<b>Custo 1997<sup>1</sup> (R\$ x 1000 / km)</b>	<b>Custo Banco de Preços ANEEL<sup>1</sup> (R\$ x 1000 / km)</b>
765	429,68	1.257,07
500	314,51	855,43
440	294,45	668,35
345	202,35	479,91
230	125,31	292,28

<b>Custos de Reposição de Vãos de Linhas e Transformadores</b>		
<b>Nível de Tensão (kV)</b>	<b>Configuração de Barramentos</b>	<b>Custo Banco de Preços ANEEL<sup>1</sup> (R\$ x 1000)</b>
765	Disjuntor e Meio - DJM	16.706,87
500	Disjuntor e Meio - DJM	15.211,84
440	Disjuntor e Meio - DJM	13.691,89
345	Barra Dupla 5 Chaves - BD5	8.612,11
230	Barra Dupla 4 Chaves - BD4	5.442,35

<b>Bancos de Autotransformadores</b>		
<b>Primário (kV)</b>	<b>Secundário (kV)</b>	<b>Custo Médio Banco de Preços ANEEL<sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA</b>
765	500	26,75
765	345	27,48
550	440	31,91
525	345	47,29
525	138	51,07
500	345	42,72
500	230	45,97
500	138	52,72
500	69	108,68
440	345	41,62
440	230	51,40
440	138	68,83
345	300	42,93
345	230	48,01
345	138	50,73
230	161	62,69
230	138	63,96

<b>Autotransformadores trifásicos</b>		
<b>Primário (kV)</b>	<b>Secundário (kV)</b>	<b>Custo Médio Banco de Preços ANEEL<sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA</b>
500	345	31,57
500	230	25,60
345	230	39,52
345	138	46,04

Autotransformadores trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
300	138	50,73
230	138	48,34
230	88	75,13
230	34	74,78

Banco de Transformadores		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
500	138	53,65
440	230	55,38
440	138	75,65
440	88	61,40
440	16	76,95
345	138	63,42
345	10,5	114,99
230	138	74,80
230	88	76,66
230	69	73,10
230	13	55,32

Transformadores Trifásicos		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
500	345	45,89
500	138	52,17
345	34,5	66,70
345	20	42,37
345	13,8	124,30
230	138	63,80
230	115	116,39
230	88	101,13
230	69	60,00
230	34	79,73
230	20	52,13
230	13,8	66,04
230	13	88,34 <sup>3</sup>
230	11	111,00
225	138	63,80

<sup>1</sup> Ref.: Jun/2012

<sup>2</sup> Adotada a relação 230/12,3 kV como referência, visto que a relação 230/13 kV não existe no Banco de Preços de Referência ANEEL.