

**DOU**  
**Diário Oficial da União**  
**30.jun.22**



## Ministério de Minas e Energia

## GABINETE DO MINISTRO

## PORTARIA Nº 657/GM/MME, DE 28 DE JUNHO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto nos arts. 17 e 34 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 1º, inciso X, Anexo I, do Decreto nº 9.675, de 2 de janeiro de 2019, no art. 75-A, inciso III, do caput, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do Processo nº 48340.001769/2021-53, resolve:

Art. 1º Autorizar à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel que proceda a incorporação dos bens e instalações que compõem o Sistema de Transmissão de Energia Elétrica - de que trata a Resolução ANEEL nº 153, de 23 de maio de 2000, que chegou ao seu fim - ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 057/2001-ANEEL, de titularidade da Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul, inscrita no CNPJ sob o nº 02.016.507/0001-69, nos termos do art. 34 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Art. 2º A Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul não faz jus à indenização de investimentos no Sistema de Transmissão outorgado por meio da Resolução ANEEL nº 153, de 2000, sendo considerados completamente amortizados pela comercialização de energia realizada ao longo do prazo da outorga, por sua conta e risco.

Art. 3º A Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul faz jus às receitas anuais para cobertura do custo de Operação e Manutenção dos bens e instalações incorporados, que totalizam o valor de R\$ 220.091,09 (duzentos e vinte mil, noventa e um reais e nove centavos), a preços de junho de 2021.

Parágrafo único. Os Adicionais de Receita Anual Permitida - RAP para cobertura dos custos de Operação e Manutenção serão submetidos aos processos de revisão de receitas ordinários do Contrato de Concessão nº 057/2001-ANEEL.

Art. 4º A Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul deverá encaminhar à Aneel o Termo de Concordância referente à incorporação dos bens e instalações ao Contrato de Concessão nº 057/2001-ANEEL, na forma do Anexo desta Portaria, acompanhado dos documentos comprobatórios de sua regularidade fiscal, trabalhista e setorial, no prazo de até 60 (sessenta) dias, contados a partir da data de publicação desta Portaria.

Art. 5º A Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul deverá celebrar, encerrar ou adequar, conforme regulamentação e prazo estabelecidos pela Aneel, os Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST, os Contratos de Uso de Transmissão - CUST e os Contratos de Conexão às Instalações de Transmissão - CCT, envolvendo os bens e instalações incorporados.

Parágrafo único. Os Contratos existentes de importação e de exportação de energia elétrica deverão ser encerrados no prazo estabelecido pela Agência, não podendo ser celebrados novos Contratos com essa natureza.

Art. 6º A Aneel deverá providenciar a assinatura de Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 057/2001-ANEEL para formalizar a incorporação dos referidos bens e instalações.

§ 1º As instalações de que trata o art. 1º serão classificadas, nos termos do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, como instalação destinada a interligação internacional.

§ 2º A forma de rateio dos custos destas instalações será definida pela Aneel, que procederá a adequação via Termo Aditivo.

§ 3º O Termo Aditivo conterá cláusulas:

I - prevendo que os seus efeitos devem retroagir à data de encerramento da respectiva outorga, desde que a Aneel conclua que a titular, nesse período, não suspendeu o serviço de operação e de manutenção dos bens e instalações, e não recebeu remuneração pela comercialização de energia elétrica em decorrência do uso de tais ativos; e

II - de renúncia a eventuais direitos preexistentes referentes aos bens e às instalações que contrariem o disposto na legislação, na regulamentação e nas demais normas vigentes.

Art. 7º A Aneel expedirá as normas complementares necessárias ao cumprimento do disposto nesta Portaria.

Art. 8º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ADOLFO SACHSIDA

ANEXO

## TERMO DE CONCORDÂNCIA

À Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

SGAN - Quadra 603 Módulos "I" e "J"

70830-110 - Brasília - DF

Considerando as informações constantes do Despacho ANEEL nº 3.525, de 9 de novembro de 2021, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil - Eletrobras CGT Eletrosul, inscrita no CNPJ sob o nº 02.016.507/0001-69, concorda com a incorporação dos bens e instalações que compõem o Sistema de Transmissão de Energia Elétrica - de que trata a Resolução ANEEL nº 153, de 23 de maio de 2000 - ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 057/2001-ANEEL, de sua titularidade, nos termos do art. 34 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e reconhece que as receitas definidas pela Agência, em conjunto com as regras de reajuste e de revisão estabelecidas no Contrato de Concessão, são suficientes, nesta data, para manter o seu equilíbrio econômico-financeiro, bem como concorda que se submeterá à legislação e à regulação do Serviço Público de Transmissão.

Adicionalmente, esta concessionária concorda que não faz jus a valor de indenização dos bens e instalações vinculados à outorga vencida, conforme consta do referido Despacho.

Acompanham este Termo os documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial da concessionária.

\_\_\_\_\_, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_.

Representante Legal (nos termos do Estatuto Social)

Nome completo:

CPF:

Representante Legal (nos termos do Estatuto Social)

Nome completo:

CPF:

## PORTARIA Nº 658/GM/MME, DE 28 DE JUNHO DE 2022

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto no art. 31, § 1º, da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, nos arts. 12, 19 e 20, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, no art. 18 do Decreto nº 9.830, de 10 de junho de 2019, e o que consta no Processo nº 48360.000083/2021-15, resolve:

Art. 1º Divulgar, para Consulta Pública, a minuta de Portaria contendo proposta para alteração da Portaria nº 29/GM/MME, de 28 de janeiro de 2011.

Parágrafo único. Os documentos e informações pertinentes podem ser obtidos na página do Ministério de Minas e Energia na internet, no endereço eletrônico [www.gov.br/mme](http://www.gov.br/mme), Portal de Consultas Públicas.

Art. 2º As contribuições dos interessados para o aprimoramento da proposta de que trata o art. 1º, serão recebidas pelo Ministério de Minas e Energia, por meio do citado Portal, pelo prazo de quinze dias, contados a partir da data de publicação desta Portaria.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ADOLFO SACHSIDA

ANEXO

MINUTA DE PORTARIA Nº , DE DE DE 2022.

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição, tendo em vista o disposto nos arts. 12, 19 e 20, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o que consta do Processo nº 48360.000083/2021-15, resolve:

Art. 1º A Portaria nº 29/GM/MME, de 28 de janeiro de 2011, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 1º Os empreendedores que negociarem energia elétrica proveniente de fonte eólica nos Leilões de que tratam o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, deverão iniciar as medições anemométricas e climatológicas permanentes no local do parque de geração, na altura do eixo dos aerogeradores, observando que:

II - os registros das medições anemométricas deverão ser transmitidos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de acordo com relação de grandezas e protocolo de transmissão de dados definidos em Nota Técnica vigente da EPE (Nº EPE-DEE-RE-057/2016-r1, de 2 de dezembro de 2016); e

III - as medições devem ser iniciadas em até sessenta dias após a data de Início das Obras da Usina, conforme divulgado mensalmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica, por meio do Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica (RALIE) ou outro documento que venha a substituí-lo.

(NR)

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

ADOLFO SACHSIDA

## DESPACHO DE 27 DE JUNHO DE 2022

Processo nº 48500.002780/2001-18. Interessada: Companhia Brasileira de Alumínio - CBA. Assunto: Requerimento de Prorrogação do Prazo de Concessão da Usina Hidrelétrica denominada UHE Salto do Iporanga, cadastrada com o Código Único de Empreendimento de Geração - CEG: UHE.PH.SP.002626-3.01, localizada no Rio Assungui, Município de Juquiá, Estado de São Paulo, outorgada à Companhia Brasileira de Alumínio - CBA, inscrita no CNPJ sob o nº 61.409.892/0001-73, por meio do Decreto nº 69.470, de 5 de novembro de 1971. Despacho: Nos termos da Nota Técnica nº 154/2022/DOC/SPE e do Parecer nº 146/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU, aprovado pelos Despachos nº 755/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU e nº 815/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU, que adoto como fundamentos desta Decisão, indefiro os Requerimentos de Prorrogação do Prazo de Concessão da Usina Hidrelétrica denominada UHE Salto do Iporanga, tendo em vista o seu não cabimento aos termos: I) do art. 4º, § 2º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995; II) da Cláusula Segunda, Subcláusula Primeira, do Contrato de Concessão nº 05/2002-ANEEL; e III) do art. 2º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

ADOLFO SACHSIDA

Ministro

## DESPACHO DE 28 DE JUNHO DE 2022

Processo nº 48500.003001/2021-34. Interessada: Paraíso Transmissora de Energia S.A. Assunto: Requerimento Administrativo formulado por Germana de Vasconcellos Alves Carvalho requerendo a anulação da Portaria nº 611/GM/MME, de 3 de fevereiro de 2022, publicada no Diário Oficial da União de 4 de fevereiro de 2022, que declarou a Caducidade da Concessão outorgada por meio do Contrato de Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 02/2015-ANEEL, bem como que seja autorizada a assunção do mencionado Contrato de Concessão, para promoção de sua reestruturação financeira, com base no art. 27-A, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e anuída a troca de controle societário integral, como alternativa à Extinção da Outorga, com supedâneo no art. 4º-C, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Despacho: Nos termos do Parecer nº 183/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU, aprovado pelos Despachos nº 905/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU e nº 910/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU, que adoto como fundamento desta Decisão, conheço o Requerimento formulado e, no mérito, indefiro os pedidos.

ADOLFO SACHSIDA

Ministro





## AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

## RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.024, DE 28 DE JUNHO DE 2022

Aprova os Submódulos 7.4, 9.4 e 10.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, e revoga as Resoluções Normativas nº 349, de 13 de janeiro de 2009 e nº 559, de 27 de junho de 2013.

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022 no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no Decreto nº 10.139, de 28 de novembro de 2019, e na Portaria nº 6.405, de 27 de maio de 2020, e o que consta dos Processos nº 48500.003882/2011-11, nº 48500.001552/2018-68 e nº 48500.005908/2020-57, resolve:

Art. 1º Aprovar as versões 1.0 dos Submódulos 9.4 e 10.5 e da versão 2.0 do Submódulo 7.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

Art. 2º Acrescentar o Capítulo XIII-A e os arts. 55-A, 55-B, 55-C e 55-D à Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, que passa a vigorar com as seguintes alterações:

## "CAPÍTULO XIII-A

## DAS OBRIGAÇÕES PARA CÁLCULO DA TUSDg

Art. 55-A As distribuidoras que possuam instalações no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV deverão encaminhar à ANEEL, até o dia 1º de março de cada ano, base de dados atualizada para fins de cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSDg, conforme orientações da ANEEL, as seguintes informações:

I - representação das cargas;

II - dados físicos das linhas de transmissão e transformadores de potência;

e

III - dados das centrais geradoras conectadas no nível de tensão de 138 kV e 88 kV.

Art. 55-B As transmissoras deverão encaminhar à ANEEL os dados físicos das linhas de transmissão no nível de tensão de 138 kV ou 88 kV e dos transformadores de potência com tensão secundária igual a 138 kV ou 88 kV, até o dia 1º de março de cada ano.

Art. 55-C O detalhamento e a forma de envio dos dados e informações referidas nos arts. 55-A e 55-B serão regulamentados nos PRODIST.

Art. 55-D As distribuidoras deverão encaminhar à ANEEL, em até 60 dias após a sua assinatura, cópia dos CUSD e aditivos celebrados com centrais geradoras."

Art. 3º Alterar o Quadro I do Anexo I da Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, conforme a seguir:

MÓDULOS: Submódulo 7.4 - Tarifas Para Centrais Geradoras; Anexo: LIV; Versão: 2.0; Vigência: Desde 30/06/2022;

MÓDULOS: Submódulo 9.4 - Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Transporte de Itaipu; LXIII; Versão: 1.0; Vigência: Desde 30/06/2022;

MÓDULOS: Submódulo 10.5 - Informações Periódicas para Cálculo da TUST e Encargos; Anexo LXIX; Versão: 1.0; Vigência: Desde 30/06/2022.

Art. 4º Incluir no Quadro II do Anexo I da Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, as versões conforme a seguir:

Submódulo: 7.4; Versão: 1.0 C; Ato: REN; Aprovação: 1.003/2022; Vigência de: 01/03/2022; Até: 29/06/2022;

Art. 5º Alterar o inciso II no art. 19 da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, que passa a vigorar com a seguinte redação.

"Art. 19. ....

II - pelas concessionárias de transmissão e pelo ONS contra as centrais geradoras que tenham celebrado Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão, na proporção

Art. 6º Revogar os seguintes atos normativos:

- Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009; e

- Resolução Normativa nº 559, de 27 de junho de 2013;

Art. 7º Esta Resolução entra em vigor em 30 de junho de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

## ANEXO LIV

Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição

Submódulo 7.4

TARIFAS PARA CENTRAIS GERADORAS

Versão 2.0 C

1. OBJETIVO

1. Estabelecer a metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição aplicáveis às centrais geradoras - TUSDg.

2. ABRANGÊNCIA

2. Aplica-se a todas as revisões e aos reajustes tarifários de concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que possuam centrais geradoras conectadas ao sistema de distribuição.

3. CRITÉRIOS GERAIS

3. As tarifas para as centrais geradoras serão definidas de acordo com metodologias específicas aplicadas a cada subgrupo tarifário.

4. As tarifas para as centrais geradoras do subgrupo A2, conectadas em tensão igual a 138 kV ou 88 kV são nominais e definidas com utilização de metodologia nodal.

5. As tarifas para as centrais geradoras conectadas nos níveis de tensão de 2,3 kV a 69 kV serão definidas por subgrupo tarifário (A4, A3a e A3a).

6. As tarifas para as centrais geradoras conectadas em tensão igual ou inferior a 2,3 kV, pertencentes ao grupo B, será definida segundo características da central geradora e da rede em que se conecta.

7. As Tarifas de Referência serão apuradas no momento da revisão tarifária periódica, exceção para as centrais geradoras do subgrupo A2 que podem ter nova tarifa de referência apurada nos reajustes tarifários anuais ou das centrais geradoras que participem de leilão de energia nova.

4. DEFINIÇÕES

8. Para os fins e efeitos desse submódulo, são adotados os seguintes critérios e conceitos:

i. Redes Unificadas - RU: conjuntos de instalações de transmissão e distribuição, na tensão de 138 kV ou 88 kV, que possuam pelo menos uma central geradora conectada, incluindo:

a) transformadores de potência classificados como Rede Básica com tensão secundária de 138 kV ou 88 kV, b) Demais Instalações de Transmissão - DIT - classificadas como compartilhadas ou como de uso exclusivo de concessionárias ou de permissionárias de distribuição e c) as instalações de propriedade das concessionárias ou permissionárias de distribuição, separadas entre si segundo critérios técnicos;

ii. Fluxo de potência de referência: calculado com base na topologia da rede e nos montantes de carga e geração projetados no período de cálculo, para o Sistema Interligado Nacional - SIN, adicionado dos dados das concessionárias e permissionárias de distribuição e concessionárias de transmissão, necessários para modelagem das RU.

5. TARIFA PARA AS CENTRAIS GERADORAS DO AGRUPAMENTO AT-2 (SUBGRUPO A2)

5.1. TARIFA DE REFERÊNCIA

5.1.1 COMPOSIÇÃO DA TUSDg EM A2

9. As tarifas para as centrais geradoras do subgrupo A2 são nominais, formada por três componentes tarifárias como segue:

i. TUSDg-D/DIT: parcela relativa à receita da Rede Unificada - RU;

ii. TUSDg - T: parcela relativa ao fluxo de exportação para a Rede Básica;

e

iii. TUSDg - ONS: parcela relativa ao custeio do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

## 5.1.2 CÁLCULO DA COMPONENTE TUSDg-D/DIT

10. A receita de referência de uma RU será estabelecida pelo somatório das seguintes parcelas:

i. Receitas Anuais Permitidas dos transformadores de potência classificados como Rede Básica, com tensão secundária de 88 kV ou 138 kV;

ii. Parcela das Receitas Anuais Permitidas (RAP) das DIT compartilhadas ou de uso exclusivo de distribuidoras, no nível de tensão de 88 kV ou 138 kV; e

iii. Receita anual apurada pela ANEEL para as instalações em 88 kV ou 138 kV, incluídos os transformadores de potência com tensão secundária nestes níveis de tensão, de propriedade de concessionárias ou permissionárias de distribuição, composta pela soma dos valores dos seguintes itens:

10.3.1. Remuneração das instalações de distribuição em serviço;

10.3.2. Quota de reintegração regulatória;

10.3.3. Custos operacionais associados ao ativo em serviço;

10.3.4. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; e

10.3.5. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética

## 5.1.3 CRITÉRIO DE CÁLCULO DA COMPONENTE TUSDg-D/DIT

11. A componente TUSDg-D/DIT será estabelecida com base na metodologia nodal, disposta no Submódulo 9.4 do PRORET, e deverá observar os seguintes critérios:

i. rateio da receita de referência da RU de forma proporcional às cargas e aos Montantes de Uso do Sistema de Distribuição - MUSD - contratados por centrais geradoras representados na RU, considerando a diferença de montantes como geração ou carga fictícia, de acordo com a equação a seguir:

$$RRD_{138kV}^C = \frac{0,5 * (G_{real} + G_{ficticia}) * RRD_{138kV}}{(G_{real} + G_{ficticia})} \quad (1)$$

Onde:

$RRD_{138kV}^C$  = Parcela da receita de referência alocada ao segmento geração;

$RRD_{138kV}$  = Receita de referência da RU;

$G_{real}$  = Geração real da RU despachada conforme fluxo de potência de referência;

$G_{ficticia}$  = Geração fictícia em relação à Rede Básica, apurada pelo déficit de Carga em relação à Geração real; e

$G_{carga}$  = Carga fictícia em relação à Rede Básica, apurada pelo déficit de Geração real em relação à Carga.

ii. limite mínimo de zero e máximo de cem por cento para o fator de ponderação de carregamento das linhas de transmissão e transformadores de potência;

iii. consideração do despacho de todas as centrais geradoras de forma proporcional às suas potências instaladas, com base no fluxo de potência de referência para atendimento às cargas dos submercados a que estiverem conectadas as referidas centrais, para consideração da parcela TUSDg-D/DIT e TUSDg-T;

iv. uso das capacidades nominais de longa duração constantes dos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, para os transformadores de potência integrantes da Rede Básica;

v. uso de valores padronizados para as capacidades nominais de longa duração das linhas de transmissão e transformadores de potência pertencentes às concessionárias ou permissionárias de distribuição ou integrantes das DIT, segundo critérios definidos pela ANEEL;

vi. uso de valores padronizados de custos de reposição de equipamentos para as linhas de transmissão e transformadores de potência, para fins de cálculo dos custos unitários dos equipamentos, segundo critérios definidos pela ANEEL;

vii. valor mínimo da tarifa igual a zero; e

viii. Quando não existir déficit de carga ou geração, a correspondente componente fictícia da equação (1) será nula.

## 5.1.4 CRITÉRIO DE CÁLCULO DA COMPONENTE TUSDg-T

12. Quando o fluxo de potência de referência resultar em exportação de geração da RU para a Rede Básica, será calculada a componente tarifária TUSDg-T, destinada a remunerar o uso do sistema de transmissão, apurada com base nos seguintes critérios:

i-cálculo de encargo de uso do sistema de transmissão devido ao fluxo de exportação por ponto de conexão à Rede Básica; e

ii- rateio do somatório dos encargos de uso do sistema de transmissão proporcionalmente ao sinal locacional e ao MUSD de cada central geradora da RU.

## 5.1.5 CRITÉRIO DE CÁLCULO DA COMPONENTE TUSDg-ONS

13. A componente tarifária TUSDg-ONS será calculada com base no orçamento anual do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, homologado pela ANEEL, de forma proporcional aos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão - MUST - e de Distribuição - MUSD - contratados pelas centrais geradoras.

## 5.1.6 LIMITADOR TARIFÁRIO

14. A TUSDg de referência terá seu valor limitado ao maior valor de Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão - TUST - apurado para o segmento geração nas barras de Rede Básica as quais as respectivas Redes Unificadas se conectam, da seguinte forma:

i. para todas as centrais geradoras que estão em operação comercial ou entrarem em operação comercial e celebrarem Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD - até 30 de junho de 2013;

ii. para as centrais geradoras que se conectem em redes unificadas importadoras, assim identificadas no momento do cálculo da TUSDg de referência; e

iii. para as centrais geradoras de fonte hidráulicas, independente da característica da rede unificada ser importadora ou exportadora.

15. A aplicação do limitador tarifário será considerada no momento de cálculo da nova tarifa de referência.

## 5.1.7 CRITÉRIOS PARA CÁLCULO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA

16. Anualmente, até o dia 1º de julho, serão homologadas as TUSDg de referência, calculadas de acordo com o disposto nesse submódulo, para as novas centrais geradoras e para as centrais geradoras que possuam CUSD celebrados com distribuidora cuja revisão tarifária ocorrerá nos 12 meses seguintes ao dia 1º de julho, sendo que:

i. As TUSDg de referência servirão de base para o cálculo da TUSDg na data contratual de revisão ou reajuste tarifário de cada distribuidora;

ii. A central geradora que tiver o MUSD alterado será considerada como nova central geradora, para efeitos de cálculo da TUSDg.

17. Previamente aos leilões de energia nova, a ANEEL publicará a TUSDg de referência para os novos empreendimentos de geração que não estejam em operação comercial, participantes do certame, com conexão prevista em 138 ou 88 kV.

## 5.1.8 ABERTURA TARIFÁRIA - FORMAÇÃO DAS COMPONENTES TARIFÁRIAS

18. No processo tarifário da distribuidora a componente TUSDg-D/DIT de uma central geradora será decomposta proporcionalmente às parcelas de referência da distribuidora com a qual possui Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD - celebrado.

19. A receita de referência da distribuidora é composta pelas parcelas discriminadas no parágrafo 10.

20. As componentes tarifárias TUSDg-T e TUSDg-ONS são componentes específicas.

## 5.1.9 ATUALIZAÇÃO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA

21. No processo tarifário da distribuidora serão homologadas as TUSDg das centrais geradoras com novas tarifas de referência, a partir da atualização da TUSDg de referência definida em 1º de julho precedente, mediante a aplicação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M da Fundação Getúlio Vargas - FGV - acumulado no período.

22. Nos reajustes tarifários das distribuidoras, as TUSDg vigentes serão atualizadas de acordo com cada componente específico de custo, como segue:





## i. Componente TUSDg-D/DIT:

22.1.1. Parcela B, formada pela receita correspondente às parcelas descritas nas alíneas a, b e c do inciso III do parágrafo 10: reajustada pelo valor da diferença (IVI - Fator X) apurado nos termos do Módulo 3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET;

22.1.2. Parcela A, formada pelas receitas referidas nos incisos I, II e pelas parcelas de receita descritas nas alíneas d, e, f do inciso III, todos do parágrafo 10: reajustada pelo índice de variação de preços (IVI) apurado nos termos do Módulo 3 do PRORET.

ii. Componente TUSDg-T: reajustado pelo índice de variação de preços (IVI) apurado nos termos do Módulo 3 do PRORET;

iii. Componente TUSDg-ONS: reajustado pelo índice de variação de preços (IVI) apurado nos termos do Módulo 3 do PRORET.

23. A TUSDg de que trata o parágrafo 17, para as centrais geradoras que se sagrarem vencedoras dos respectivos certames, será aplicada aos 10 ciclos tarifários de distribuição a contar daquele da entrada em operação comercial das centrais de geração prevista no edital do leilão.

24. A TUSDg de referência publicada para os leilões de energia, nos termos do parágrafo 17, será atualizada pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGPM da Fundação Getúlio Vargas - FGV.

## 5.2. TARIFAS BASE ECONÔMICA

25. As Tarifas base econômica das centrais geradoras do subgrupo A2 não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência.

## 5.3. TARIFAS DE APLICAÇÃO

26. As Tarifas base financeira das centrais geradoras serão apuradas conforme disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

27. As Tarifas base financeira das centrais geradoras do subgrupo A2 que se sagraram vencedoras nos leilões de energia nova e que tiveram suas tarifas previamente estabelecidas e estabilizadas nos termos do parágrafo 23, não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo igual às Tarifas base econômica.

## 5. TARIFA PARA AS CENTRAIS GERADORAS DO AGRUPAMENTO AT-3 (SUBGRUPO A3)

## 6.1. TARIFA DE REFERÊNCIA

28. Para as centrais geradoras do subgrupo A3, conectadas em 69 kV, a Tarifa de referência será obtida pela atualização, de cada componente tarifário que compõe a tarifa de referência, pelo IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado, apurado pela Fundação Getúlio Vargas, acumulado desde o último processo tarifário.

## 6.2. TARIFAS BASE ECONÔMICA

29. As Tarifas base econômica das centrais geradoras do subgrupo A3 não serão atualizadas pelo fator multiplicativo, sendo de valor igual às Tarifas de Referência.

## 6.3. TARIFAS DE APLICAÇÃO

30. A Tarifa base financeira será obtida pelo produto da Tarifa base econômica por um fator multiplicativo, por componente tarifário, conforme definido no item 3.2 do Submódulo 7.3.

## 6. TARIFA PARA AS CENTRAIS GERADORAS DO AGRUPAMENTO MT (SUBGRUPO A3a e A4)

## 7.1. TARIFA DE REFERÊNCIA

## 7.1.1. TUSDg FIO B

31. A Tarifa de Referência TUSDg FIO B será apurada no momento da revisão tarifária a partir da Tarifa de Referência do segmento consumo, definida conforme o Submódulo 7.2, de acordo com a seguinte equação:

$$TR\_FIO\ B_{g}^{MT} = \theta_{MT} \cdot (\rho^{MT} \times TR\_FIOB_{pp}^{MT} + (1 - \rho^{MT}) \cdot TR\_FIOB_{p}^{MT}) \quad (2)$$

onde:

TR\_FIO B<sub>g</sub><sup>MT</sup>: Tarifa de Referência TUSD FIO B da modalidade geração para o agrupamento MT, em R\$/kW;

TR\_FIOB<sub>pp</sub><sup>MT</sup>: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento MT, no posto tarifário fora ponta, em R\$/kW;

TR\_FIOB<sub>p</sub><sup>MT</sup>: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento MT, no posto tarifário ponta, em R\$/kW;

ρ<sup>MT</sup>: ponderador que define a participação das Tarifas de Referência ponta e fora ponta do segmento consumo na composição da Tarifa de Referência das centrais geradoras em MT; e

θ<sub>MT</sub>: relação entre o custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento MT e o custo médio do agrupamento.

32. O custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento MT é obtido a partir do custo médio calculado conforme item 3.2 do Submódulo 7.2, considerando apenas o custo das linhas e conexão de linha do agrupamento MT.

## 7.1.2. TUSDg PERDAS TÉCNICAS

33. As Tarifas de Referência para as perdas técnicas, apuradas no momento da revisão tarifária, são calculadas por agrupamento de acordo com a seguinte equação:

$$TR\_PT_{g}^{k} = \frac{FPE\%(k) \cdot PME}{100} \cdot (1 - \theta_k) \cdot \left( \frac{E_g(k)}{MD(kW)_k} \right) \quad (3)$$

onde:

TR\_PT<sub>g</sub><sup>k</sup>: tarifa de referência TUSDg Perdas Técnicas do agrupamento k, em R\$/kW;

FPE%(k): fator de perdas de energia do agrupamento k;

PME: preço médio de repasse de energia da concessionária em R\$/MWh;

θ<sub>k</sub>: definido conforme Submódulo 7.2;

E<sub>g</sub>(k): energia gerada pelas centrais geradoras conectadas no agrupamento k; e

MD(kW)<sub>k</sub>: mercado de referência de demanda, em kW, para o agrupamento k.

## 7.1.4. TUSDg ENCARGOS

34. A Tarifa de Referência para a componente tarifária TFSEE é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo à tarifa de referência do componente tarifário TUSDg FIO B.

35. A Tarifa de Referência para a componente tarifária P&D é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo ao somatório das tarifas de referência dos componentes tarifários TUSDg FIO B, TUSDg Perdas Técnicas e TUSDg TFSEE.

## 7.2. TARIFAS BASE ECONÔMICA

36. A TUSDg Base Econômica será a tarifa de referência atualizada pelo fator multiplicativo de cada componente tarifário, conforme disposto no item 3.1 do Submódulo 7.3.

## 7.3. TARIFAS DE APLICAÇÃO

37. A tarifa base financeira deverá ser obtida pelo ajuste da tarifa base econômica pelo fator multiplicativo da receita financeira de cada componente tarifário, conforme procedimento disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

38. A TUSDg de Aplicação será o somatório da TUSDg base econômica e TUSDg base financeira.

## 7. TARIFA PARA AS CENTRAIS GERADORAS DO AGRUPAMENTO BT (GRUPO B)

## 8.1. TARIFA DE REFERÊNCIA

## 8.1.1. TUSDg FIO B

39. As Tarifas de Referência TUSDg FIO B para as centrais geradoras do agrupamento BT, conectadas em tensão inferior a 2,3 kV, apuradas no momento da revisão tarifária, são determinadas de acordo com o Montante de Uso do Sistema de Distribuição - MUSD da central geradora em relação à potência nominal do transformador de distribuição existente na rede no momento da solicitação de acesso. São definidos 2 tipos de conexões:

i. Tipo 1: MUSD menor que a potência nominal do transformador de distribuição; a Tarifa de Referência TUSDg FIO B será definida com base no custo de atendimento considerando apenas o custo das redes de baixa tensão; ou

ii. Tipo 2: MUSD maior que a potência nominal do transformador de distribuição; a Tarifa de Referência TUSDg FIO B será definida com base no custo de atendimento considerando os custos das redes, postos de transformação e transformadores de distribuição de baixa tensão e os custos de linhas e conexão de linhas de média tensão.

40. A Tarifa de Referência TUSDg FIO B é obtida a partir da Tarifa de Referência do segmento consumo, definido conforme o Submódulo 7.2, de acordo com a seguinte equação:

$$TR\_FIO\ B_{g}^{BT-u} = \theta_{BT-u} \cdot (\rho^{BT} \times TR\_FIOB_{pp}^{BT} + (1 - \rho^{BT}) \cdot TR\_FIOB_{p}^{BT}) \quad (4)$$

onde:

u: Tipo de conexão, 1 ou 2, conforme parágrafo 10;

TR\_FIO B<sub>g</sub><sup>BT-u</sup>: Tarifa de Referência TUSDg FIO B da modalidade geração para o agrupamento BT, em R\$/kW, para o tipo u;

TR\_FIOB<sub>pp</sub><sup>BT</sup>: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento BT, no posto tarifário fora ponta, em R\$/kW;

TR\_FIOB<sub>p</sub><sup>BT</sup>: Tarifa de Referência TUSD FIO B para consumidores do agrupamento BT, no posto tarifário ponta, em R\$/kW;

ρ<sup>BT</sup>: ponderador que define a participação das Tarifas de Referência ponta e fora ponta do segmento consumo na composição da Tarifa de Referência das centrais geradoras em BT; e

θ<sub>BT-u</sub>: relação entre o custo de atendimento de uma central geradora no agrupamento BT e o custo médio do agrupamento para o tipo u (Tipo 1 ou Tipo 2).

## 8.1.2. TUSDg PERDAS TÉCNICAS

41. As Tarifas de Referência para as perdas técnicas, apuradas no momento da revisão tarifária, são calculadas por agrupamento de acordo com a equação 4.

## 8.1.3. TUSDg ENCARGOS

42. A Tarifa de Referência para a componente tarifária TFSEE é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo à tarifa de referência do componente tarifário TUSDg FIO B.

43. A Tarifa de Referência para a componente tarifária P&D é definida aplicando-se a alíquota percentual da base de cálculo ao somatório das tarifas de referência dos componentes tarifários TUSDg FIO B, TUSDg Perdas Técnicas e TUSDg TFSEE.

## 8.2. TARIFAS BASE ECONÔMICA

44. A TUSDg Base Econômica será a tarifa de referência atualizada pelo fator multiplicativo de cada componente tarifário, conforme disposto no item 3.1 do Submódulo 7.3.

## 8.3. TARIFAS DE APLICAÇÃO

45. A tarifa base financeira deverá ser obtida pelo ajuste da tarifa base econômica pelo fator multiplicativo da receita financeira de cada componente tarifário, conforme procedimento disposto no item 3.2 do Submódulo 7.3.

46. A TUSDg de Aplicação será o somatório da TUSDg base econômica e TUSDg base financeira.

## 8. DA RECEITA FATURADA PELA DISTRIBUIDORA COM A TUSDg DO AGRUPAMENTO AT-2

47. As receitas associadas às componentes TUSDg-T e TUSDg-ONS serão repassadas respectivamente às transmissoras e ao ONS, pelas distribuidoras, por meio do Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão - CUST.

48. Para as distribuidoras que não possuam CUST com o ONS, o repasse da receita deverá ser feito por meio do CUSD celebrado entre a distribuidora suprida e a respectiva supridora.

## 10. DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

49. Para mitigar grandes variações da TUSDg dos agrupamentos MT e BT, pode-se analisar em cada processo tarifário uma regra de transição, escalonando a aplicação da nova.

50. Para as centrais geradoras conectadas em 138 kV ou 88 kV, não consideradas nominalmente no momento de cálculo das tarifas de referência, será definida uma tarifa genérica, com base na média das tarifas de referência de todas as centrais geradoras, consideradas como novas, da respectiva distribuidora acessada.

51. As tarifas de que trata o parágrafo 52 devem ser utilizadas no faturamento do encargo de uso do sistema de distribuição para acesso ao sistema de distribuição em caráter temporário em níveis de tensão de 88 kV ou 138 kV.

## 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

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 a 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.

$$C_L = \frac{\text{Custo}_L}{\text{Cap}_L}$$

Onde:

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

$\text{Custo}_L$  - custo de reposição do elemento L, em base anual, calculado a partir do custo total de reposição do elemento, em R\$; e

$\text{Cap}_L$  - 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:

$$r_L = \frac{|F_L|}{\text{Cap}_L}$$

$$F_{PL} = \begin{cases} 0; & r_L < r_{\min} \\ r_L - r_{\min}; & r_{\min} \leq r_L \leq r_{\max} \\ r_{\max} - r_{\min}; & r_L > r_{\max} \end{cases}$$

Onde:

$r_L$  - 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.

$r_{\max}$  - fator de carregamento máximo, acima do qual o fator de ponderação é 1;

$r_{\min}$  - 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:

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

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

$F_{PL}$  - 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:

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

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

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

$$RAP_{\text{geração}} = RAP \cdot \%G$$

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;

$RAP_{\text{geração}}$  - 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 ( $K_{\text{consumo}}$ ) é determinada de forma semelhante, de modo que:

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

$$RAP_{\text{consumo}} = RAP \cdot \%D$$

Onde:

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

$RAP_{\text{consumo}}$  - 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:

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

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 igual a 0% e 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  $\text{Cap}_L$ .

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 ( $\text{Custo}_L$ ).

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:

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

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

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

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 ao ciclo tarifário subsequente, quando o ponto de conexão contratado passar 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:

$$TUST_{associação} = \frac{\sum_{i=1}^n TUST_{gi} \times MUST_{gi}}{\sum_{i=1}^n MUST_{gi}}$$

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;

l - 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 ao ciclo tarifário subsequente, quando o ponto de conexão contratado passar 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.solicita-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 excluir-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 incluídos 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.Cumprido 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 reflete 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 ajíze 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 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.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 ± 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 bipolos 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. Parcela da RAP referente às instalações de transmissão Licitadas - RBL;  
ii. Parcela da RAP referente às instalações de transmissão existentes, integrantes da Rede Básica, conforme as Resoluções nº 166 e nº 167, de 2000 - RBSE;

iii. Parcela 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. Parcela 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, 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.

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

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 559/213 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.
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.
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	%	Wweighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)

Onde:

Tarifa de Transporte de Itaipu - tarifa mensal de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu a ser aplicada aos seus cotistas-parte, 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-parte a cada ano civil, em MW.

79.A potência de Itaipu contratada pelo Brasil é vendida por meio de cotas-parte 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-parte 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

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 relicitada, 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:

$$\text{TUST-RB}_{\text{ciclo } 1} = 1/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Nova}} + 2/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Vigente}}$$

$$\text{TUST-RB}_{\text{ciclo } 2} = 2/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Nova}} + 1/3 \times \text{TUST-RB}_{\text{Vigente}}$$

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



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

Custos de Reposição das Linhas de Transmissão		
Nível de Tensão (kV)	Custo 1997 <sup>1</sup> (R\$ x 1000 / km)	Custo Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000 / km)
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

Custos de Reposição de Vãos de Linhas e Transformadores		
Nível de Tensão (kV)	Configuração de Barramentos	Custo Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000)
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

Bancos de Autotransformadores		
Primário (kV)	Secundário (kV)	Custo Médio Banco de Preços ANEEL <sup>1</sup> (R\$ x 1000) / MVA
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

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

1 Ref.: Jun/2012

2 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.





## ANEXO LXIX

## Submódulo 10.5

Informações Periódicas para Cálculo da TUST e Tarifa de Transporte de Itaipu

Versão 1.0 C

## 1. OBJETIVO

Estabelecer as informações periódicas requeridas, bem como as formas de disponibilização, para o cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e da Tarifa de Transporte de Itaipu.

## 2. ABRANGÊNCIA

Aplica-se às concessionárias de transmissão, às concessionárias e permissionárias de distribuição, aos outorgados de geração, aos consumidores e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e à Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

## 3. DISPONIBILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES

## 3.1. INFORMAÇÕES PERIÓDICAS PARA CÁLCULO DA TUST E DA TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU (SUBMÓDULO 9.4)

## 3.1.1. INFORMAÇÕES PERIÓDICAS PARA CÁLCULO DA TUST

As informações necessárias para o cálculo da TUST estão listadas na Tabela 1, bem como responsáveis, prazo e forma de disponibilização.

Tabela 1: Informações periódicas para o cálculo da TUST.

Informações Periódicas	Responsável	Prazo	Forma de disponibilização
Capacidades das Interligações Internacionais	ONS	Até 31/03 (Dados Preliminares para TS); Até 10/06 (Dados Consolidados)	Carta e em formato eletrônico definido pela SGT
Base de Dados para o Programa Nodal (arquivos contendo a configuração da rede para o ciclo, as capacidades e os custos de reposição e os montantes de uso contratados)			
PIU			Carta e em formato eletrônico definido pela SGT
PIS			Carta e em formato eletrônico definido pela SGT
Orçamento do ONS	ANEEL	Até 10/06	Resolução
PA	SGT/ANEEL	-----	Nota Técnica
RAP e Índices Econômicos (IGP-M/IPCA)			Nota Técnica

## 3.1.2. INFORMAÇÕES PERIÓDICAS PARA O CÁLCULO DA TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU

As informações necessárias para o cálculo da Tarifa de Transporte de Itaipu estão listadas na tabela 2, bem como responsáveis, prazo e forma de disponibilização.

Tabela 2: Informações periódicas para o cálculo da Tarifa de Transporte de Itaipu.

Informações Periódicas	Responsável	Prazo	Forma de disponibilização
Potência Contratada Itaipu	ANEEL	Até 31 de maio.	Resolução
RAP, incluindo PA, referente às instalações de conexão de Itaipu	SGT/ANEEL	-----	Nota Técnica

## 3.2. INFORMAÇÕES PERIÓDICAS PARA CÁLCULO DA TUST DESTINADA AOS GERADORES PARTICIPANTES DE LEILÕES DE ENERGIA - (DO SUBMÓDULO 9.4)

Para os geradores participantes de leilões de energia do ACR, cuja Tarifa Controlada (TC) do ponto de conexão pretendido junto à EPE não esteja homologada, nos termos definidos no parágrafo 37 do Submódulo 9.4, as informações necessárias para o cálculo tarifário estão listadas na tabela 3, bem como os responsáveis, prazo e forma de disponibilização.

Tabela 3: Informações periódicas para o cálculo da TUST longo prazo.

Informações Periódicas	Responsável	Prazo	Forma de disponibilização
Base de Dados para o Programa Nodal	EPE	Até 20 dias da data prevista para a aprovação do Edital Leilão.	Carta e em formato eletrônico definido pela SGT
Lista de Usinas inscritas para o Leilão	EPE	Até 20 dias da data prevista para a aprovação do Edital Leilão.	Carta e em formato eletrônico definido pela SGT
Obras com os respectivos investimentos considerados no PET/PELP vigente	EPE	Até 20 dias da data prevista para a aprovação do Edital Leilão.	Carta e em formato eletrônico definido pela SGT
WACC, TFSEE e P&D	ANEEL	Até 30 dias da data prevista para a aprovação do Edital do Leilão.	Resolução/ Despacho

## 2. GLOSSÁRIO

Na tabela 5, estão listadas as informações para o cálculo da TUST e encargos de uso e de conexão.

Tabela 5: Glossário

Informação	Unidade	Definição
Barra	---	Ponto de conexão.
Base de Dados para o Programa Nodal	---	Conjunto de arquivos eletrônicos, contendo os dados de entrada, com a configuração da rede para o ciclo, capacidades e custos de reposição e montantes de uso contratados pelos usuários, necessários para o cálculo das TUST.
Cotas-parte de Itaipu	%	Percentuais referentes à produção de Itaipu atribuídos às distribuidoras das regiões Centro Oeste, Sudeste e Sul.
Potência contratada Itaipu	MW	Potência a contratada pelas distribuidoras por meio de cotas-partes a cada ano civil junto à ELETROBRAS, referentes à Itaipu.
MUST	MW	Montante de Uso do Sistema de Transmissão.
Orçamento do ONS	R\$	Parcela do orçamento do ONS a ser custeado por meio de encargos de uso do sistema de transmissão.
Programa Nodal	---	Ferramenta computacional baseada na metodologia nodal para cálculo das tarifas de uso do sistema de transmissão.
RAP	R\$	Receita Anual Permitida.
TUST	R\$/kW.mês	Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão.
TC	R\$/kW.mês	TUST Controlada da barra.
PIU	R\$	Parcela de Ineficiência, apurada mensalmente, por ultrapassagem a ser cobrada da distribuidora quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do MUST contratado nos horários de ponta e/ou fora de ponta.
PIS	R\$	Parcela de Ineficiência, apurada anualmente, por sobrecontratação a ser cobrada da distribuidora quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado no ano civil no horário de ponta e/ou no horário fora de ponta.
WACC	%	Weighted Average Cost of Capital (Custo Médio Ponderado de Capital)

## RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 12.172, DE 21 DE JUNHO DE 2022

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.005577/2022-17. Interessada: Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A. Objeto: Declarar de Utilidade Pública, para fins de instituição de servidão administrativa, em favor da Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A., as áreas de terra necessárias à passagem da Linha de Distribuição Guarai

II - Pedro Afonso, localizada nos municípios de Guarai, Fortaleza do Taboão, Tupirama e Pedro Afonso, estado do Tocantins. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em <http://biblioteca.aneel.gov.br>

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES



**RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 12.176, DE 13 DE JUNHO DE 2022**

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo: 48500.003813/2021-80. Interessada: Vale do Caveroso Geração de Energia Ltda Objeto: Alteração a pedido do Anexo I da Resolução Autorizativa nº 10.486, de 24 de agosto de 2021, que trata da declaração de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da Vale do Caveroso Geração de Energia Ltda. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.054, DE 28 DE JUNHO DE 2022**

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Processo nº 48500.004958/2021-06. Interessados: Energisa Tocantins - Distribuidora de Energia S.A. - ETO, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - Eletronorte, Miracema Transmissora de Energia S.A. - Miracema, Colinas Transmissora de Energia Elétrica S.A. - Colinas e Energisa Pará Transmissora de Energia I S.A. - Energisa Pará I, concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. Objeto: Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A. - ETO, a vigorar a partir de 4 de julho de 2022, e dá outras providências. A íntegra desta Resolução e de seus anexos estão juntados aos autos e disponíveis no endereço eletrônico <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

**RETIFICAÇÃO**

Na íntegra da Resolução Homologatória nº 3.045, de 21 de junho de 2022, cujo resumo foi publicado no D.O.U. nº 116, de 22 de junho de 2021, Seção 1, página 73, constante do Processo nº 48500.004962/2021-66, retificar a Tabela 7 do Anexo, a fim de corrigir a data de vigência da receita anual referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso exclusivo da RGE, conforme descritos abaixo, e disponibilizar no endereço eletrônico <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

Onde-se lê:

TABELA 7 - RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT) DE USO EXCLUSIVO (RGE).

Vigente no período de 22 de junho de 2022 a 18 de junho de 2023.

Leia-se:

TABELA 7 - RECEITA ANUAL REFERENTE ÀS DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO (DIT) DE USO EXCLUSIVO (RGE).

Vigente no período de 19 de junho de 2022 a 18 de junho de 2023.

**RETIFICAÇÃO**

No Despacho nº 1.670, de 22 de junho de 2022, constante no Processo nº 48500.001056/2020-29, publicada no DOU nº 117, de 23 de junho de 2022, Seção 1, página 92, onde se lê: "processo administrativo nº 48500.002673/2021-22", leia-se: "processo administrativo nº 48500.001056/2020-29".

**SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO****DESPACHO Nº 1.724, DE 28 JUNHO DE 2022**

O SUPERINTENDENTE ADJUNTO DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições conferidas pela Resolução ANEEL nº 583, de 22 de outubro de 2013, e considerando o que consta do Processo nº 48500.006393/2019-79, decide liberar a Unidade Geradora UG 13, de 3.465 kW de capacidade instalada, da EOL São Pedro do Lago, Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG) EOL.CV.BA.030456-5.01, localizada no município de Sento Sé, Estado da Bahia, de propriedade da São Pedro do Lago S.A., para início da operação em teste a partir de 29 de junho de 2022.

RODRIGO CESAR NEVES MENDONÇA

**DESPACHOS DE 29 DE JUNHO DE 2022**

Decisão: Liberar as unidades geradoras para início de operação a partir de 30 de junho de 2022.

Nº 1.733. Processo nº: 48500.002784/2017-52. Interessados: Curitiba Energia SPE Ltda. Modalidade: Operação em teste. Usina: UTE Curitiba Energia. Unidades Geradoras: UG7, de 1.426,00 kW. Localização: Município de Fazenda Rio Grande, no estado de Paraná.

Nº 1.734. Processo nº: 48500.000673/2020-15. Interessados: Oitis 1 Energia Renovável S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Oitis 1. Unidades Geradoras: UG7 a UG9, de 5.500,00 kW cada. Localização: Município de Dom Inocêncio, no estado do Piauí.

Nº 1.735. Processo nº: 48500.005494/2021-47. Interessados: UTE Paulínia Verde S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: UTE Paulínia Verde. Unidades Geradoras: UG4, de 2.715,00 kW. Localização: Município de Paulínia, no estado de São Paulo. As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em [biblioteca.aneel.gov.br](http://biblioteca.aneel.gov.br).

RODRIGO CESAR NEVES MENDONÇA  
Superintendente Adjunto**SUPERINTENDÊNCIA DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA, OUVIDORIA SETORIAL E PARTICIPAÇÃO PÚBLICA****DESPACHO Nº 1.727, DE 29 DE JUNHO DE 2022**

O SUPERINTENDENTE DE MEDIAÇÃO ADMINISTRATIVA, OUVIDORIA SETORIAL E PARTICIPAÇÃO PÚBLICA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas competências, em conformidade com o disposto no inciso IV do art. 1º da Portaria nº 4.595, de 23 de maio de 2017, e com o constante no Processo nº 48500.005401/2022-65, decide por: (i) dar provimento parcial à reclamação interposta pela Vascafê Indústria e Comércio de Café Ltda., com o CNPJ 00.032.789/0001-62; (ii) determinar que a Enel Distribuição Goiás efetue a devolução dos valores faturados a maior decorrente do erro de classificação da unidade consumidora nº 80072392, de forma simples para o período de 01/10/2010 a 14/12/2010, e em dobro para o período de 15/12/2010 a 13/10/2020, nos termos do artigo 113 da Resolução Normativa nº 414/2010, alterado pelo Despacho ANEEL nº 18, de 4 de janeiro de 2019, descontados os valores já devolvidos; e (iii) determinar que esta decisão seja cumprida no prazo de 15 (quinze) dias após o seu trânsito em julgado.

ANDRÉ RUELLI

**AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO****RESOLUÇÃO ANM Nº 110, DE 29 DE JUNHO DE 2022**

Altera a Resolução ANM nº 102/2022, que aprova as alterações de quantitativos e a distribuição dos cargos comissionados de gerência executiva, de assessoria, de assistência e dos cargos comissionados técnicos e o novo Regimento Interno da Agência Nacional de Mineração - ANM.

A DIRETORIA COLEGIADA DA AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO - ANM, com fulcro no art. 2º, inciso XXXVI, da Lei nº 13.575, de 26 de dezembro de 2017, e no art. 9º, inciso XV, da Estrutura Regimental da ANM, aprovada na forma do Anexo I do Decreto nº 9.587, de 27 de novembro de 2018, resolve:

Art. 1º Esta Resolução altera a Resolução ANM nº 102, de 13 de abril de 2022, publicada no Diário Oficial da União de 19 de abril de 2022, que aprova as alterações de quantitativos dos cargos comissionados de gerência executiva, de assessoria, de assistência e dos cargos comissionados técnicos e o novo Regimento Interno da ANM.

Art. 2º Na Resolução ANM nº 102, de 2022, e respectivos anexos, onde se lê: Assessoria de Comunicação Social e Relações Institucionais, sigla ASCOM; leia-se: Assessoria de Comunicação Institucional, sigla ASCOM.

Art. 3º O Anexo II - Regimento Interno da Agência Nacional de Mineração - da Resolução ANM nº 102, de 2022, passa a vigorar com as seguintes alterações:

"Art. 3º .....

§ 4º As Gerências da ANM nos estados da Bahia, Goiás e São Paulo, com circunscrição nos respectivos Estados (circunscrição de Goiás abrange também o Distrito Federal) e sedes nas respectivas capitais, tem a seguinte estrutura organizacional:

"....." (NR)

"Art. 66. ....

X - nas áreas desoneradas na forma dos arts. 26, 32 e 65, § 1º, do Decreto-Lei nº 227, de 1967, com editais em vigor até 01 de dezembro de 2016, de acordo com a Portaria nº 05, de 27 de janeiro de 2017, publicada no DOU de 30 de janeiro de 2017, decidir sobre:

a) expedir ofícios aos proponentes interessados, convocando-os para reunião de abertura dos envelopes e ofícios comunicando a interposição de recursos contra a proposta declarada prioritária e, aos demais atos necessários ao certame;

b) nomear, alterar e desfazer a comissão julgadora nacional, que irá proceder a análise das propostas com vistas à habilitação, avaliação e julgamento de acordo com a legislação minerária vigente na data de publicação do edital;

c) prosseguir com as instruções processuais conforme a legislação minerária vigente na data de publicação do edital após o período recursal e notificar o interessado para abertura do processo minerário e arquivamento do processo original, quando couber;

d) certificar a proposta única apresentada para o edital de disponibilidade e notificar o interessado para abertura do processo minerário que prosseguirá nos seus trâmites normais como requerimento e o arquivamento do processo original;

e) indeferir os requerimentos de habilitação pelo não cumprimento da intimação para a apresentação de novo requerimento;

f) expedir ofícios a entidades ou órgãos vinculados às esferas estaduais, municipais e federais, em virtude da realização de trabalhos de disponibilidade;

g) expedir as certidões requeridas pelos interessados;

h) decidir sobre pedidos de concessão de vistas e cópias dos autos dos processos de sua competência;

i) decidir sobre o pedido de sigilo requerido de acordo com os critérios da Resolução ANM nº 1, de 25 de janeiro de 2019 e normativos supervenientes sobre o mesmo tema, nos processos do em fase de disponibilidade.

XI - decidir sobre a habilitação, inabilitação, classificação, desclassificação, no pedido de desistência da habilitação de edital, e a proposta prioritária da área colocada em disponibilidade;

XII - nos processos das áreas desoneradas após 01 de dezembro de 2016, de acordo com a Portaria nº 05, de 27 de janeiro de 2017, DOU de 30 de janeiro de 2017, na forma dos arts. 26, 32 e 65, § 1º, do Código de Mineração:

a) realizar o arquivamento do processo original em disponibilidade, quando couber; e

b) fazer a gestão dos processos minerários em relação aos eventos no Sistema Cadastro Mineiro.

XIII - gerenciar os procedimentos de colocação de áreas em disponibilidade para pesquisa e lavra por meio de oferta pública seguida de critérios de desempate, selecionando e indicando as áreas para cada certame;

XIV - gerenciar os procedimentos subsequentes ao resultado da oferta pública de áreas, inclusive propondo a realização de leilão eletrônico específico, a homologação do resultado e o trâmite processual visando a outorga do título de direito minerário;

XV - nomear a Comissão de Edital de Disponibilidade - CED para os Editais de Oferta Pública seguida de critérios de desempate;

XVI - estabelecer, quando for o caso, o valor do lance mínimo da área destinada a disponibilidade por meio de leilão eletrônico ou outro critério de desempate de propostas; e

XVII - requisitar o apoio da Superintendência de Outorga de Títulos Minerários nas ações relacionadas às competências daquela Superintendência relacionadas às soluções de conflito.

"....." (NR)

"Art. 93. ....

XII - decidir sobre os requerimentos de autorização de pesquisa de todas as substâncias, requerimentos e outorga de concessão de lavra das substâncias minerais de que trata o art. 1º da Lei nº 6.567, de 24 de setembro de 1978, c/c o art. 2º, inciso XVIII, da Lei nº 13.575, de 26 de setembro de 2017, em todas as suas fases;

"....." (NR)

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

VICTOR HUGO FRONER BICCA  
Diretor-Geral