

DOU
Diário Oficial da União
09.dez.22



PORTARIA Nº 1.398, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2022

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS, no uso da competência delegada pela Portaria nº 623 de 13 de novembro de 2020, publicada no Diário Oficial da União, de 17 de novembro de 2020, resolve:

CONCEDER a nacionalidade brasileira, por naturalização, às pessoas abaixo relacionadas, nos termos do Art. 12, II, "a", da Constituição Federal, e em conformidade com o Art. 65 da Lei nº 13.445/2017, regulamentada pelo Decreto nº 9.199/2017, a fim de que possam gozar dos direitos outorgados pela Constituição e leis do Brasil:

EDWENS EDWENS - F086574-C, natural do Haiti, nascido em 17 de julho de 1992, filho de Evens Dorvil e de Gerda Presendieu, residente no Estado do Paraná (Processo nº 235881.0249841/2022) e

GILNER JEANPOUX - G338844-0, natural do Haiti, nascido em 03 de abril de 1993, filho de Joissaint Jeanpoux e de Jeanine Baptilus, residente no Estado do Paraná (Processo nº 235881.0119359/2021).

As pessoas referidas nesta Portaria deverão comparecer perante a Justiça Eleitoral para o devido cadastramento, nos termos do Art. 231 do Decreto nº 9.199/2017, que regulamenta a Lei nº 13.445/2017.

MARTHA PACHECO BRAZ
Substituta

DESPACHO Nº 46/2022

DESPACHO Nº 46/2022/DINAC/APATRIDIA/CPMIG/CGPMIG/DEMIG/SENAJUS

Assunto: Indeferimento do pedido

Interessado: FRANCIS FARRAN

Processo: 235881.0148013/2021

A COORDENADORA DE PROCESSOS MIGRATÓRIOS - SUBSTITUTA, no uso da competência delegada pela Portaria SENAJUS Nº 432, de 17 de junho de 2019, publicada no Diário Oficial da União, de 21 de junho de 2019, indefere o processo Reconhecimento da Condição de Apatridia, por perda de objeto, com fulcro no art. 52 da Lei 9784, de 29 de janeiro de 1999, tendo em vista que constatou-se que o Requerente possui outro pedido de Reconhecimento da Condição da Apatridia em andamento, conforme Requerimento nº 235881.0150379/2021.

MARTHA PACHECO BRAZ

DEPARTAMENTO DE PROMOÇÃO DE POLÍTICAS DE JUSTIÇA
COORDENAÇÃO DE POLÍTICA DE CLASSIFICAÇÃO INDICATIVA

PORTARIA CPCIND/SENAJUS/MJSP Nº 1.775, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2022

O COORDENADOR DE POLÍTICA DE CLASSIFICAÇÃO INDICATIVA - SUBSTITUTO, no uso de suas atribuições, tendo em vista o disposto nos artigos 21, inciso XVI, e 220, parágrafo 3º, inciso I, da Constituição Federal; artigo 74 da Lei 8.069, de 13 de julho de 1990, e com fundamento na Portaria MJ nº 502, de 23 de novembro de 2021, resolve classificar:

Série: WANDINHA - TEMPORADA 1 (WEDNESDAY, Estados Unidos da América - 2022)
Diretor(es): Tim Burton
Distribuidor(es): NETFLIX
Classificação Pretendida: não recomendado para menores de 12 (doze) anos
Gênero: Aventura
Classificação Atribuída: não recomendado para menores de 16 (dezesesseis) anos
Contém: Violência
Processo: 08017.002205/2022-76

ANTÔNIO CARLOS RAMOS DANTAS

DESPACHOS DE 7 DE DEZEMBRO DE 2022

A DIRETORA DO DEPARTAMENTO DE PROMOÇÃO DE POLÍTICAS DE JUSTIÇA, no uso das atribuições conferidas pelo art. 16, inciso VIII, do Anexo I do Decreto nº 11.103, de 24 de junho de 2022, e considerando o disposto na Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999, no Decreto nº 3.100, de 30 de junho de 1999, na Portaria MJ nº 362, de 1º de março de 2016 e na Portaria nº 537, de 4 de julho de 2017, resolve:

Nº 2.317 - Tornar público o DEFERIMENTO do pedido de qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), da entidade social ASSOCIAÇÃO EDUCACIONAL ARAUJO DUTRA, com sede em Rio de Janeiro/RJ, inscrita no CNPJ sob o nº 27.757.883/0001-35, nos termos do que estabelece o art. 1º, §2º, da Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999, consoante exame promovido no âmbito da Nota Técnica nº 917/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS/MJ. Processo SEI/MJ nº 08026.000904/2022-72.

Nº 2.318 - Tornar público o INDEFERIMENTO do pedido de Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) da entidade social Centro de Referência de Programas Sociais, com sede em SÃO GONÇALO/RJ e inscrita no CNPJ sob o nº 14.595.374/0001-01, em razão do não-cumprimento dos requisitos exigidos pela Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999 consoante exame promovido no âmbito da Nota Técnica nº 856/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS/MJ. Por oportuno, atenta-se ao teor do Despacho nº 2067/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS, no sentido de que a entidade terá o prazo de 60 (sessenta) dias, contados a partir da publicação deste ato, para apresentar a documentação faltante, nos termos do art. 4º, § 1º, inciso III, da Portaria MJ nº 362, de 2016. Processo SEI/MJ nº 08026.000772/2022-89.

Nº 2.319 - Tornar público o INDEFERIMENTO do pedido de Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) da entidade social ASSOCIAÇÃO PARANAENSE DOS HEMOFÍLICOS, com sede em CURITIBA/PR e inscrita no CNPJ sob o nº 76.103.985/0001-42, em razão do não-cumprimento dos requisitos exigidos pela Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999 consoante exame promovido no âmbito do Despacho nº 1956/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS. Por oportuno, atenta-se ao teor do Despacho nº 2068/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS, no sentido de que a entidade terá o prazo de 60 (sessenta) dias, contados a partir da publicação deste ato, para apresentar a documentação faltante, nos termos do art. 4º, § 1º, inciso III, da Portaria MJ nº 362, de 2016. Processo SEI/MJ nº 08026.000828/2022-03.

Nº 2.321 - Em face da informação proferida pelo Núcleo de Gestão de OSCIP-OE, por meio da Nota Técnica nº 909/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS/MJ, conheço o recurso administrativo interposto pela entidade social CRECHE-CASA LAR CORDEIRINHOS DE DEUS, com sede em Belém/PA, inscrita no CNPJ sob o nº 07.913.183/0001-85 para, no mérito, deferir provimento e retificar a decisão de Perda de Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) exarada nos termos do Despacho nº 2165/2022/DPJUS/SENAJUS, publicado no Diário Oficial da União de 22 de novembro de 2022, Seção 1, Página 52, restituindo-se a Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) da entidade social CRECHE-CASA LAR CORDEIRINHOS DE DEUS. Processo SEI/MJ nº (08071.000386/2022-41).

Nº 2.322 - Em face da informação proferida pelo Núcleo de Gestão de OSCIP-OE, por meio da Nota Técnica nº 912/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS/MJ, conheço o recurso administrativo interposto pela entidade social INSTITUTO BARBOSA TRANSFORMANDO VIDAS para, no mérito, deferir provimento e retificar a decisão de Indeferimento de Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) exarada nos termos do Despacho nº 2171/2022/DPJUS/SENAJUS, publicado no Diário Oficial da União de 22 de novembro de 2022, Seção 1, Página 53, tornando público o DEFERIMENTO do pedido de qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), da entidade social INSTITUTO BARBOSA TRANSFORMANDO VIDAS, com sede em Brasília/DF, inscrita no CNPJ sob o nº 32.399.287/0001-60, nos termos

do que estabelece o art. 1º, §2º, da Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999. Processo SEI/MJ nº (08026.000728/2022-79).

Nº 2.323 - Tornar público o INDEFERIMENTO do pedido de Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) da entidade social INSTITUTO SETCEPAR DE EDUCAÇÃO NO TRANSPORTES- ISET, com sede em CURITIBA - PR e inscrita no CNPJ sob o nº 12.239.337/0001-35, em razão do não-cumprimento dos requisitos exigidos pela Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999 e não enquadrar-se ao art.3º desta Lei, consoante exame promovido no âmbito do Despacho nº 2022/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS/MJ (20947416). Por oportuno, atenta-se no sentido de que a entidade terá o prazo de 60 (sessenta) dias, contados a partir da publicação deste ato, para sanar pendências apontadas, nos termos do art. 4º, § 1º, inciso III, da Portaria MJ nº 362, de 2016. Processo SEI/MJ nº 08000.022825/2022-19.

Nº 2.324 - Tornar público o DEFERIMENTO do pedido de qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), da entidade social ASSOCIAÇÃO LAWGORITHM DE PESQUISA EM INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL, com sede em São Paulo/SP, inscrita no CNPJ sob o nº 29.208.690/0001-50, nos termos do que estabelece o art. 1º, §2º, da Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999, consoante exame promovido no âmbito da Nota Técnica nº 926/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS/MJ. Processo SEI/MJ nº 08026.000698/2021-10.

Nº 2.325 - Em face da informação proferida pelo Núcleo de Gestão de OSCIP-OE, por meio da Nota Técnica nº 918/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS/MJ, conheço o recurso administrativo interposto pela entidade social ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE FÁCIO-ESCÁPULO-UMERAL para, no mérito, deferir provimento e retificar a decisão de Indeferimento de Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) exarada nos termos do Despacho nº 1553/2022/DPJUS/SENAJUS, publicado no Diário Oficial da União de 16 de agosto de 2022, Seção 1, Página 63, tornando público o DEFERIMENTO do pedido de qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP), da entidade social ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE FÁCIO-ESCÁPULO-UMERAL, com sede em São Paulo/SP, inscrita no CNPJ sob o nº 34.486.997/0001-53, nos termos do que estabelece o art. 1º, §2º, da Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999. Processo SEI/MJ nº (08026.000583/2022-14).

Nº 2.326 - Tornar público o INDEFERIMENTO do pedido de Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) da entidade social ASSOCIACAO DE APOIO FRATERNAL E EDUCATIVO DE SETE LAGOAS AFESL, com sede em Sete Lagoas/MG e inscrita no CNPJ sob o nº 14.600.439/0001-60, em razão do não-cumprimento dos requisitos exigidos pela Lei nº 9.790, de 23 de março de 1999 consoante exame promovido no âmbito do Despacho nº 2038/2022/NG-OSCIP-OE/CPJUS/CGPJUS/DPJUS/SENAJUS. Processo SEI/MJ nº 08026.000511/2022-69.

Nº 2.327 - Em face da informação proferida pelo Setor de Análise de OSCIP-OE, por meio da Nota Técnica nº 659/2022/OSCIP-OE/GAB-CGJUS/DPJUS/SENAJUS/MJ, conheço o recurso administrativo interposto pela entidade social ASSOCIAÇÃO FÁBRICA DE SONHOS, com sede em São Paulo/SP, inscrita no CNPJ sob o nº 28.470.618/0001-34 para, no mérito, negar provimento e ratificar a decisão do INDEFERIMENTO de Qualificação como Organização da Sociedade Civil de Interesse Público (OSCIP) exarada nos termos do Despacho nº 1482/2022/DPJUS/SENAJUS, publicado no Diário Oficial da União de 09 de agosto de 2022, Seção 1, Página 99.

NÁDIA DE CASTRO AMARAL FRANCO WALLER

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA
SUPERINTENDÊNCIA-GERAL

DESPACHOS DE 8 DE DEZEMBRO DE 2022

Nº 1.808 - Ato de Concentração nº 08700.009033/2022-53. Requerentes: Eliane Revestimentos Ltda. e Cerâmica Elizabeth Sul Ltda. Advogados: Bruno Drago, Fabianna Morselli, Luis Nagalli e outros. Decido pela aprovação sem restrições.

Nº 1.809 - Ato de Concentração nº 08700.009201/2022-19. Requerentes: China-LAC Industrial Cooperation Investment Fund Co. Ltd. e CGN Brasil Energia e Participações S.A. Advogados: Maria Eugenia Novis, João Azambuja, Luiz Eduardo Salles e Lucas Mandelbaum Bianchini. Decido pela aprovação sem restrições.

Nº 1.810 - Ato de Concentração nº 08700.009390/2022-11. Requerentes: Usina Caeté S.A.; Jaraguá Agrícola Ltda.; e Duratex Florestal Ltda. Advogados: Fabio Francisco Beraldi, Fernanda Fiorentini e outros. Decido pela aprovação sem restrições.

Nº 1.813 - Ato de Concentração nº 08700.009156/2022-94. Requerentes: Roark 154 Empreendimentos e Participações Ltda. e BHG Imobiliária Hotelaria e Turismo Ltda. Advogados: Leonardo Duarte e Fernanda Nemer. Decido pela aprovação sem restrições.

DIOGO THOMSON DE ANDRADE
Superintendente-Geral
Substituto

Ministério de Minas e Energia

GABINETE DO MINISTRO

DESPACHO DE 7 DE DEZEMBRO DE 2022

Processo nº 48340.000719/2022-30. Interessada: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - ISA CTEEP. Assunto: Recursos Administrativo com Pedidos de Reconsideração interpostos em face de Decisão do Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético, exarada no Despacho Decisório nº 7/2022/SPE, publicado no Diário Oficial da União de 9 de maio de 2022, que negou provimento ao Pedido de Invalidação do Despacho Decisório nº 34/2021/SPE, que aprovou o Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) 2021 - Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão (1ª Emissão). Despacho: Nos termos das Notas Técnicas nº 92/2022/DPE/SPE nº 123/2022/DPE/SPE e dos Pareceres nº 204/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU, aprovado pelos Despachos nº 1049/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU e nº 1059/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU, e nº 365/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU, aprovado pelos Despachos nº 1830/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU e nº 1836/2022/CONJUR-MME/CGU/AGU, que adoto como fundamentos desta Decisão, conheço e, no mérito, julgo improcedentes os Pedidos.

ADOLFO SACHSIDA
Ministro



SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO**PORTARIA Nº 1.838/SPE/MME, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2022**

O SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, no uso da competência que lhe foi delegada pelo art. 1º, inciso VI, da Portaria MME nº 692, de 5 de outubro de 2022, tendo em vista o disposto nos arts. 2º, § 2º e 4º, § 1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, na Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016, e o que consta no Processo nº 48340.000954/2022-10, resolve:

Art. 1º Definir os montantes de garantia física de energia das Usinas Eólicas na forma do Anexo à presente Portaria.

§ 1º Os montantes de garantia física de energia de que trata o caput referem-se aos Pontos de Medição Individual - PMI das usinas.

§ 2º Para efeitos de comercialização de energia elétrica, as perdas elétricas do PMI até o Centro de Gravidade do referido Submercado deverão ser abatidas dos montantes de garantia física de energia definidos nesta Portaria, observando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica vigentes.

Art. 2º Para todos os efeitos, o montante de garantia física de energia definido no Anexo desta Portaria poderá ser revisado com base na legislação vigente.

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

JOSÉ GUILHERME DE LARA RESENDE

ANEXO

GARANTIA FÍSICA DE ENERGIA

EOL	Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG) - ANEEL	GF (MWmed)
Santo Agostinho 1	EOL.CV.RN.033831-1.01	9,2
Santo Agostinho 2	EOL.CV.RN.033833-8.01	14,9
Santo Agostinho 3	EOL.CV.RN.033834-6.01	6,4
Santo Agostinho 4	EOL.CV.RN.033835-4.01	19,7
Santo Agostinho 5	EOL.CV.RN.033836-2.01	27,9
Santo Agostinho 6	EOL.CV.RN.033838-9.01	13,7
Santo Agostinho 13	EOL.CV.RN.033853-2.01	17,9
Santo Agostinho 14	EOL.CV.RN.033854-0.01	3,1
Santo Agostinho 17	EOL.CV.RN.033857-5.01	23,9
Santo Agostinho 18	EOL.CV.RN.033872-9.01	15,3
Santo Agostinho 21	EOL.CV.RN.033875-3.01	16,0
Santo Agostinho 25	EOL.CV.RN.035214-4.01	13,4
Santo Agostinho 26	EOL.CV.RN.035215-2.01	23,9
Santo Agostinho 27	EOL.CV.RN.035216-0.01	18,9

PORTARIA Nº 1.839/SPE/MME, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, no uso da competência que lhe foi delegada pelo art. 1º, inciso VI, da Portaria MME nº 692, de 5 de outubro de 2022, tendo em vista o disposto nos arts. 2º, § 2º e 4º, § 1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e na Portaria MME nº 564, de 17 de outubro de 2014, e o que consta no Processo nº 48340.003554/2021-77 resolve:

Art. 1º Revogar o montante de garantia física de energia e de disponibilidade mensal de energia, referentes à Usina Termelétrica denominada UTE Energir, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG) UTE.FL.RS.035434-1.01, no município de Erechim, estado de Rio Grande do Sul, publicados nos Anexos III e VI da Portaria SPE/MME nº 988, de 29 de setembro de 2021.

Art. 2º Revogar o montante de garantia física de energia e de disponibilidade mensal de energia, referentes à Usina Termelétrica denominada UTE Energir, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG) UTE.FL.RS.035434-1.01, no município de Erechim, estado de Rio Grande do Sul, publicados nos Anexos III e VI da Portaria SPE/MME nº 1.672, de 29 de setembro de 2022.

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

JOSÉ GUILHERME DE LARA RESENDE

PORTARIA Nº 1.840/SPE/MME, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2022

O SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO DO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, no uso da competência que lhe foi delegada pelo art. 1º, inciso VI, da Portaria MME nº 692, de 5 de outubro de 2022, tendo em vista o disposto no art. 2º, § 2º, e no art. 4º, § 1º, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, na Portaria MME nº 463, de 03 de dezembro de 2009 e o que consta no Processo nº 48360.000306/2022-17, resolve:

Art. 1º Definir os montantes de garantia física de energia das Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGH's constantes no Anexo desta Portaria, nos termos do art. 5º da Portaria MME nº 463, de 3 de dezembro de 2009.

§ 1º Os montantes de garantia física de energia constantes do Anexo são determinados nos Pontos de Conexões das Usinas.

§ 2º Para efeitos de comercialização de energia elétrica, as perdas elétricas do Ponto de Conexão até o Centro de Gravidade do referido Submercado deverão ser abatidas do montante de garantia física de energia definido nesta Portaria, observando as Regras de Comercialização de Energia Elétrica vigente.

Art. 2º Para todos os efeitos, os montantes de garantia física de energia definidos poderão ser revisados com base na legislação vigente.

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

JOSÉ GUILHERME DE LARA RESENDE

ANEXO

Código Único do Empreendimento de Geração (CEG)	Usina	Rio	UF	Potência Instalada (MW)	Garantia Física de Energia (MWmed)
CGH.PH.RS.000797-8.02	Colorado	Colorado	RS	1,120	0,54
CGH.PH.RS.001433-8.02	Mata Cobre	Da Várzea	RS	2,880	1,26

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.147, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022**

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

Processo nº: 48500.007805/2022-93. Interessado: Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A., Concessionárias e Permissionárias de distribuição, ENBPar Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A., Consumidores, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Objeto: Estabelece, para o ano de 2023, as quotas de custeio e as de energia elétrica resultantes do rateio do custo e da energia elétrica gerada no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA. A íntegra desta Resolução consta dos autos e estão disponíveis no endereço eletrônico <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.148, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

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

Processo nº 48500.008785/2022-78. Interessados: ENBPar, Concessionárias e Permissionárias de distribuição de energia elétrica e CCEE. Objeto: Estabelece as cotas-partes referentes à energia proveniente das usinas Angra 1 e Angra 2 para o ano de 2030 e os montantes de energia a serem alocados às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN em 2023. A íntegra desta Resolução (e seus anexos) consta dos autos e estará disponível em <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.149, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

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

Processo nº 48500.008784/2022-23. Interessados: ENBPar, Distribuidoras de Energia e CCEE. Objeto: Estabelece os montantes de potência contratada e de energia elétrica referentes à Usina Hidrelétrica - UHE Itaipu para o ano de 2023 e os valores correspondentes às cotas-partes a serem considerados no rateio de potência e de energia para o ano de 2030. A íntegra desta Resolução (e seus anexos) consta dos autos e estará disponível em <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.150, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

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

Processo nº 48500.005472/2014-58. Interessados: Concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, geradores alocados no regime de cotas e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Objeto: Homologa os fatores de garantia física para os agentes de distribuição de energia elétrica no ano de 2025 e altera os Anexos da Resolução Homologatória nº 2.816/2020. A íntegra desta Resolução e seus Anexos constam dos autos e estão disponíveis em <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.052, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

Aprova a revisão do Módulo 1 e do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica.

O DIRETOR-GERAL 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 a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto nas Leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e nº 10.848, de 15 de março de 2004, nos Decretos nº 2.655, de 2 de julho de 1998 e nº 5.081, de 14 de maio de 2004, e o que consta do Processo nº 48500.002928/2019-32, resolve:

Art. 1º Aprovar a revisão do Módulo 1 - Glossário das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, disposto no Anexo I da Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020.

Art. 2º Aprovar a revisão do Módulo 3 - Instalações e Equipamentos das Regras dos Serviços

de Transmissão de Energia Elétrica, disposto no Anexo II da Resolução Normativa ANEEL nº 905, de 8 de dezembro de 2020.

Art. 3º O Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, deverá encaminhar à ANEEL, no prazo de 90 (noventa) dias contados da data de publicação desta Resolução, proposta de alteração nos Procedimentos de Rede associados aos aprimoramentos normativos aprovados por esta Resolução.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor em 1º de julho de 2023.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO



ANEXO

Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica
Módulo 1 - Glossário
SEÇÃO 1.0 - INTRODUÇÃO

1 OBJETIVO

1.1 Apresentar glossário com as definições de termos empregados na regulamentação do setor de transmissão de energia elétrica.

2 ABRANGÊNCIA

2.1 Os termos e as respectivas definições colocadas neste módulo se aplicam a todos os documentos que compõem as Regras de Transmissão.

3 CONTEÚDO

3.1 O módulo é composto de duas seções:

a) Seção 3.0 - INTRODUÇÃO; e

b) Seção 3.1 - GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DAS REGRAS DE TRANSMISSÃO.

4 DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

4.1 A presente versão complementa o documento anterior com as definições trazidas na consolidação do Módulo 2 e do Módulo 5.

5 REFERÊNCIAS

5.1 Não há referências nesta seção.

6 ANEXOS

6.1 Não há anexos nesta seção.

SEÇÃO 1.1 - GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DAS REGRAS DE TRANSMISSÃO

1 OBJETIVO

1.1 Estabelecer as definições de siglas, termos e expressões utilizados nas Regras de Transmissão.

2 ASPECTOS GERAIS

2.1 O Glossário de Termos Técnicos das Regras de Transmissão é um documento para consulta dos usuários das Regras de Transmissão. Ele apresenta a lista de siglas, termos e expressões que são utilizados nos módulos das Regras de Transmissão, com as suas respectivas definições, de maneira a uniformizar os entendimentos e dirimir dúvidas e ambiguidades.

3 GLOSSÁRIO

3.1 A Tabela a seguir apresenta os termos, siglas, expressões e suas respectivas definições, bem como os módulos em que se encontram nas Regras de Transmissão.

Tabela 1 - Glossário das Regras de Transmissão

Termo	Sigla	Definição	Módulos
ACESSANTE	----	DISTRIBUIDORA, GERADOR, autorizada de importação e/ou exportação de energia elétrica, bem como o CONSUMIDOR.	3, 4, 5, 6
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	ACL	Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.	5
AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADA	ACR	Segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.	5
AMPLIAÇÃO	----	Implantação de novas INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, incluindo linhas de transmissão e subestações, determinadas pelo poder concedente, resultantes de uma nova concessão de transmissão.	3, 4, 5
ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO	---	Período de indisponibilidade compreendido entre a zero hora do dia seguinte ao estabelecido para entrada em operação comercial de uma nova FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT) e o início de sua operação comercial.	4, 5
AUTOPRODUTOR	----	Pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo, mediante autorização da ANEEL, comercializar seus excedentes de energia.	5, 6
AVISO DE CRÉDITO	AVC	Documento disponibilizado na página do ONS na internet informando a cada TRANSMISSORA e ao ONS os montantes que deverão ser faturados a cada USUÁRIO, respectivamente, pela prestação dos serviços de transmissão e pela prestação dos serviços de coordenação e controle da operação do SIN e de administração dos serviços de transmissão prestados pelas TRANSMISSORAS.	6
AVISO DE DÉBITO	AVD	Documento disponibilizado na página do ONS na internet informando a cada USUÁRIO os montantes que esse deverá pagar a cada TRANSMISSORA e ao ONS, respectivamente, pela prestação dos serviços de transmissão e pela prestação dos serviços de coordenação e controle da operação do SIN e de administração dos serviços de transmissão prestados pelas TRANSMISSORAS.	6
BASE DE DADOS DAS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	BDIT	Conjunto estruturado de dados geográficos, técnicos, contábeis e de receita das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO de energia elétrica.	6
CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	CCEE	Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, que atua sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização da ANEEL, segundo a convenção de comercialização, possuindo a atribuição de celebrar os contratos associados à energia de reserva, nos termos do Decreto nº 5.177, de 2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.353, de 2008.	2, 5, 6
CAPACIDADE OPERATIVA	----	Capacidade de transmissão de energia elétrica de uma FT em condições de operação normal e de emergência.	3, 4
CAPACIDADE OPERATIVA DE CR	----	Corresponde ao valor nominal da corrente estabelecida no projeto de um equipamento de controle de reativo (CR).	4
CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO	----	Capacidade de transmissão de energia elétrica de uma FT em condição de operação de emergência.	4
CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO DE LT	----	Valor da corrente que uma linha de transmissão (LT) pode transportar em condições de emergência, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR 5422:1985.	4
CAPACIDADE OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO DE TR	----	Corresponde ao ciclo de carregamento de um transformador de potência (TR) em condições de emergência de longa duração, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR5356-7:2017.	4
CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO	----	Capacidade de transmissão de energia elétrica de uma FT em condição de operação normal.	4, 5
CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE LT	----	Valor especificado em projeto, para a corrente de uma linha de transmissão (LT) em condições normais de operação, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR 5422:1985.	4
CAPACIDADE OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO DE TR	----	Corresponde ao ciclo de carregamento de um transformador de potência (TR) em condições normais de operação, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR5356-7:2017.	4
CAPACIDADE OPERATIVA SAZONAL DE LT	----	Valor especificado em projeto, para a corrente de uma linha de transmissão (LT) nas condições de operação verão-dia, verão-noite, inverno-dia e inverno-noite.	4
CENTRAL GERADORA	----	Instalação específica com a finalidade da produção de energia elétrica (geração pura) ou esta combinada com outra utilidade (cogeração), cujo ambiente não se confunde com o processo ao qual está eventualmente conectada.	2, 5, 6
CONDIÇÃO DE EMERGÊNCIA	----	Aquela decorrente do desligamento de uma FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT) por motivo de contingência no sistema.	4
CONSUMIDOR	----	Titular de UNIDADE CONSUMIDORA.	5
CONSUMIDOR LIVRE	----	CONSUMIDOR atendido em qualquer tensão, que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições estabelecidas na legislação.	3
CONTRATO DE COMPARTILHAMENTO DE INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	CCI	Contrato a ser celebrado entre duas ou mais TRANSMISSORAS, estabelecendo os procedimentos, direitos e responsabilidades para o uso compartilhado de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.	2, 3
CONTRATO DE CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO	CCD	Contrato celebrado entre a DISTRIBUIDORA e um ACESSANTE, ou entre DISTRIBUIDORAS, no ponto de acesso, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das INSTALAÇÕES DE CONEXÃO e respectivos encargos, bem como as condições técnicas e comerciais para a conexão à rede de distribuição.	5
CONTRATO DE CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	CCT	Contrato celebrado entre o ACESSANTE e a TRANSMISSORA estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das INSTALAÇÕES DE CONEXÃO e os respectivos ENCARGOS DE CONEXÃO, bem como as condições comerciais, nos pontos de conexão.	2, 3, 4, 5
CONTRATO DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO	CPST	Contrato a ser celebrado entre o ONS e as TRANSMISSORAS, que estabelece os termos e as condições para prestação de serviço público de transmissão de energia elétrica aos usuários, por uma concessionária detentora de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO pertencentes à REDE BÁSICA, sob administração e coordenação do ONS.	2, 3, 4, 5
CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	CUSD	Contrato celebrado entre o ACESSANTE e a DISTRIBUIDORA, que estabelece os termos e condições para o uso do sistema de distribuição e os correspondentes direitos, obrigações e exigências operacionais das partes.	5
CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	CUST	Contrato celebrado entre o ACESSANTE e o ONS, estabelecendo as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, integrantes da REDE BÁSICA incluindo a prestação de serviços de transmissão, sob supervisão do ONS, assim como a de serviços de coordenação e controle da operação do SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN, pelo ONS.	2, 3, 5, 6
DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	DIT	INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO não classificadas como REDE BÁSICA, definida segundo critérios estabelecidos no Módulo 2.	2, 3, 4, 5
DESLIGAMENTO PROGRAMADO	----	indisponibilidade de FT, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos PROCEDIMENTOS DE REDE.	4
DISTRIBUIDORA	----	Concessionária ou permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, e empresa designada para prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, nos termos da legislação.	3, 5, 6
DURAÇÃO EQUIVALENTE DA INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA	----	Ponderação da DURAÇÃO REAL DA INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA pela redução da capacidade de transmissão de potência decorrente da INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA.	4
DURAÇÃO REAL DA INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA	----	Tempo entre o início e o término de uma INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA.	4
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA	EPE	Instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o Planejamento do Setor Energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.	3, 5
ENCARGO DE CONEXÃO	----	Montantes financeiros definidos e homologados pela ANEEL relativos ao uso das INSTALAÇÕES DE CONEXÃO e/ou PONTOS DE CONEXÃO, devidos pelo ACESSANTE ao agente conectado.	5
ENCARGO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	EUST	Valores mensais devidos pelos usuários às concessionárias de transmissão, pela prestação dos serviços de transmissão, e ao ONS pelo pagamento dos serviços prestados, calculados em função das tarifas e dos montantes de uso do sistema de transmissão contratados, em conformidade com a regulamentação definida pela ANEEL.	5, 6
FAMÍLIA DE FT	---	Conjunto de FT, que apresenta homogeneidade nos indicadores característicos de desempenho e que cumpre função análoga no sistema elétrico, conforme identificado no Anexo I da Seção 4.3 do Módulo 4 das Regras de Transmissão.	4
FATOR LIMITANTE	----	Condição que impede uma FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT) de garantir plenamente as CAPACIDADES OPERATIVAS estabelecidas nos termos das Regras de Transmissão.	4
FUNÇÃO TRANSMISSÃO	FT	Conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme disposto no Anexo I da Seção 4.1 do Módulo 4 das Regras de Transmissão.	3, 4



GERADOR	----	Titular de outorga ou registro de geração de energia elétrica nos termos da legislação.	3
GRUPO DE FT	----	Conjunto de FUNÇÕES TRANSMISSÃO - FT definido no contrato de concessão ou ato autorizativo, cuja entrada em operação comercial deve ocorrer na mesma data.	3
HORAS EQUIVALENTES	----	Somatório, em horas decimais, da DURAÇÃO EQUIVALENTE DAS INDISPONIBILIDADES NA FT CONVERSORA ocorridas em um período.	4
IMPORTADOR E/OU EXPORTADOR DE ENERGIA	----	Titular de autorização federal para importar/exportar energia elétrica, nos termos da legislação.	3, 5
ÍNDICE DE ATUALIZAÇÃO DA TRANSMISSÃO	IAT	Composto pelos índices utilizados no reajuste das RAP das concessionárias de transmissão, na proporção das receitas das instalações em operação a cada ciclo tarifário.	5
INDISPONIBILIDADE DE URGÊNCIA NA FT - CONVERSORA	----	INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA solicitada em regime de urgência e aprovada pelo ONS, em conformidade com o estabelecido nos PROCEDIMENTOS DE REDE;	4
INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA	----	Condição interna à FT - Conversora em que haja redução da capacidade de transmissão de potência ou impossibilidade de utilização de seus equipamentos para manobra ou operação.	4
INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT - CONVERSORA	----	INDISPONIBILIDADE NA FT - CONVERSORA solicitada antecipadamente e aprovada pelo OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, em conformidade com o estabelecido nos PROCEDIMENTOS DE REDE.	4
INSTALAÇÃO DE TRANSMISSÃO DE INTERESSE EXCLUSIVO DE CENTRAIS DE GERAÇÃO PARA CONEXÃO COMPARTILHADA	ICG	INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, não integrantes da REDE BÁSICA, destinadas ao acesso de centrais de geração em caráter compartilhado à REDE BÁSICA, definida segundo critérios estabelecidos no Módulo 2.	2, 5
INSTALAÇÕES DE CONEXÃO	----	Instalações e equipamentos com a finalidade de interligar as instalações do ACESSANTE às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.	5
INSTALAÇÕES DE INTERESSE RESTRITO	----	Instalações de responsabilidade de ACESSANTE ou conjunto de ACESSANTES que os interligam até as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.	2, 5
INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO	----	Instalações objeto de contrato de concessão para prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, acrescidas das autorizadas por resolução específica da ANEEL e das que tenham sido cedidas, doadas ou transferidas a TRANSMISSORA.	2, 3, 4, 5, 6
INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	ITI	INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO destinadas a interligações internacionais, definida segundo critérios estabelecidos no Módulo 2.	2, 3, 5
INTERVENÇÃO DE URGÊNCIA	----	Intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS programar as condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN).	4
MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO	MCPSE	Manual elaborado pela ANEEL com objetivo de padronizar os procedimentos de controle patrimonial adotados no setor elétrico.	3
MECANISMO DE REALOCAÇÃO DE ENERGIA	MRE	Mecanismo de compartilhamento dos riscos hidrológicos associados à otimização eletro-energética do SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.	5
MELHORIA	----	É a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO existentes, ou a adequação destas instalações, visando preservar a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica, conforme disposto na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.	3, 4, 5
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	MME	Órgão do Poder Executivo responsável pelos assuntos de geologia, recursos minerais e energéticos, regime hidrológico e fonte de energia hidráulica, mineração e metalurgia, indústria do petróleo e de energia elétrica, inclusive nuclear.	2, 3, 5
MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	MUSD	Potência ativa contratada pelo ACESSANTE junto à DISTRIBUIDORA, para uso em suas instalações de utilização de energia elétrica.	5
MONTANTE DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	MUST	Montantes, em MW, de potência média integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos contratados por usuários do sistema de transmissão, por PONTO DE CONEXÃO e horário de contratação, estabelecidos de acordo com regulamentação da ANEEL.	5, 6
OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS	----	Operação de uma FT ou GRUPO DE FT integrado ao SIN sem PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS e com PENDÊNCIAS NÃO IMPEDITIVAS PRÓPRIAS.	3
OPERAÇÃO COMERCIAL DEFINITIVA	----	Operação de uma FT ou GRUPO DE FT integrado ao SIN sem pendências.	3
OPERAÇÃO EM TESTE	----	Período no qual uma FT ou GRUPO DE FT é energizado para que o ONS e a TRANSMISSORA verifiquem o seu comportamento para operação integrada ao SIN;	3
OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO	ONS	Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, constituída sob a forma de associação civil, fiscalizada e regulada pela ANEEL, e responsável, por autorização do Poder Concedente, pela execução das atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica no SIN e as atividades de previsão de carga e planejamento da operação do Sistema Isolado - SISOL, nos termos da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e dos Decretos nº 5.081, de 14 de maio de 2004 e 9.022, de 31 de março de 2017.	3, 4, 5, 6
OUTRAS INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA	----	INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA que não podem ser classificadas nem como INDISPONIBILIDADE PROGRAMADA NA FT - CONVERSORA e nem como INDISPONIBILIDADE DE URGÊNCIA NA FT - CONVERSORA.	4
OUTROS DESLIGAMENTOS	----	Quaisquer indisponibilidades de FT não considerada como DESLIGAMENTO PROGRAMADO.	4
PADRÃO DE FREQUÊNCIA DE OUTROS DESLIGAMENTOS	----	Número máximo admissível de OUTROS DESLIGAMENTOS de uma FT, no período contínuo móvel de 12 (doze) meses, conforme estabelecido no Anexo I da Seção 4.3 do Módulo 4 das Regras de Transmissão.	4
PAGAMENTO BASE	PB	Parcela equivalente ao duodécimo da RECEITA ANUAL PERMITIDA (RAP), associada à plena disponibilização das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO que compõem uma FUNÇÃO TRANSMISSÃO (FT).	4
PARCELA VARIÁVEL	PV	Parcela a ser deduzida do PAGAMENTO BASE (PB) de uma FT devido à diminuição da qualidade do serviço prestado por essa FT.	4
PARCELA VARIÁVEL DE FT - CONVERSORA	PVC	Parcela a ser deduzida do PAGAMENTO BASE (PB) de uma FT - Conversora devido a INDISPONIBILIDADES NA FT - CONVERSORA.	4
PARCELA VARIÁVEL POR ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO	PVA	Parcela a ser deduzida do PB de uma FT devido a ATRASO NA ENTRADA EM OPERAÇÃO da FT.	4
PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE	PVI	Parcela a ser deduzida do PB de uma FT por DESLIGAMENTO PROGRAMADO ou OUTROS DESLIGAMENTOS.	4
PARCELA VARIÁVEL POR RESTRIÇÃO OPERATIVA	PVRO	Parcela a ser deduzida do PB de uma FT por redução da CAPACIDADE OPERATIVA da FT.	4
PARECER DE ACESSO	----	Documento emitido pelo ONS no âmbito do processo de solicitação de acesso. Contém informações e condições para a realização do acesso. O Parecer de Acesso consolida as avaliações regulatórias e técnicas dos acessos solicitados às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, de forma a atender o ACESSANTE e manter o atendimento aos demais agentes dentro dos requisitos de segurança, qualidade e confiabilidade, definidos nos PROCEDIMENTOS DE REDE.	3, 5
PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE CARÁTER SISTÊMICO	PCS	Restrições sistêmicas identificadas pelo ONS que impossibilitam a operação integrada ao SIN de uma FT ou GRUPO DE FT.	3, 4
PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE TERCEIROS	PIT	Pendências de TRANSMISSORAS, DISTRIBUIDORAS, GERADORES, CONSUMIDORES e/ou IMPORTADOR E/OU EXPORTADOR DE ENERGIA apontados como terceiros que impossibilitam a operação integrada de uma FT ou GRUPO DE FT ao SIN.	3, 4
PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS PRÓPRIAS	PIP	Pendências próprias que impossibilitam a operação integrada de uma FT ou GRUPO DE FT ao SIN.	3
PENDÊNCIAS NÃO IMPEDITIVAS PRÓPRIAS	PNP	Pendências próprias que não impossibilitam a operação integrada de uma FT ou GRUPO DE FT ao SIN, mas impossibilitam a entrada em OPERAÇÃO COMERCIAL DEFINITIVA.	3, 6
PERÍODO NOTURNO	----	Intervalo de tempo entre o horário do crepúsculo e do amanhecer, conforme disposto nos PROCEDIMENTOS DE REDE.	4
PERÍODO PREFERENCIAL DE MANUTENÇÃO	----	Janela temporal preferencial para a realização de manutenções preventivas, dentro do período de baixa utilização da FT - Conversora, previamente definida pelo ONS para cada ano civil.	4
PLANO DE AMPLIAÇÕES E REFORÇOS	PAR	Documento elaborado anualmente pelo ONS, com a participação dos agentes associados, que apresenta as AMPLIAÇÕES, as MELHORIAS, exceto aquelas que devem constar no PMI, e os REFORÇOS nas INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO do SIN, nas instalações sob responsabilidade das DISTRIBUIDORAS que possam causar impacto sistêmico, necessários para preservar ou atingir o adequado desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso aos agentes, no seu horizonte de análise.	3, 5
PLANO DE MODERNIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES	PMI	Documento elaborado pelo ONS que relaciona intervenções classificadas como MELHORIAS a serem implementadas em instalações sob responsabilidade de TRANSMISSORAS, exceto aquelas que devem constar no PAR, e intervenções classificadas como MELHORIAS ou REFORÇOS a serem implementadas em instalações sob responsabilidade de DISTRIBUIDORA ou GERADOR.	3, 4
PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA	----	Documento informativo, elaborado pela EPE, voltado para toda a sociedade, com uma indicação, e não determinação, das perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal.	5
PONTO DE CONEXÃO	----	Local da conexão de determinado usuário para efeito do acesso, onde devem ser contratados e verificados os MUST para o segmento geração ou para o segmento consumo.	2, 5, 6
POTÊNCIA INJETÁVEL	----	Potência instalada da CENTRAL GERADORA, subtraída da sua mínima carga própria.	5
PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DE DIFERENÇAS	PLD	Preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada Período de Apuração e para cada Submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.	5
PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	PRODIST	Documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.	5
PROCEDIMENTOS DE REDE	----	Documentos de caráter normativo que estabelecem os requisitos técnicos necessários para a operação, das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle do SIN.	3, 4, 5, 6
PROCEDIMENTOS DE REGULAÇÃO TARIFÁRIA	PRORET	Define a metodologia e os critérios gerais aplicáveis ao processo de revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas relativas aos contratos de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica decorrentes de licitação, na modalidade de leilão público.	5
PRODUTOR INDEPENDENTE DE ENERGIA ELÉTRICA	----	Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.	5, 6
PROGRAMA MENSAL DE INTERVENÇÃO	----	Planejamento de intervenções, de periodicidade mensal, em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO a fim de garantir a integridade dos equipamentos e de minimizar os riscos para o sistema.	4
RECEITA ANUAL PERMITIDA	RAP	Receita anual a que a concessionária tem direito pela prestação do serviço público de transmissão, aos usuários, a partir da entrada em operação comercial das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.	2, 3, 4, 5, 6
REDE BÁSICA	RB	INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN, sob concessão das TRANSMISSORAS, definida segundo critérios estabelecidos no Módulo 2.	2, 3, 4, 5, 6
REFORÇO	----	Conforme definido na Seção 3.1 do Módulo 3, é a instalação, substituição ou reforma de equipamentos em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do SIN, de vida útil ou para conexão de ACESSANTE.	3, 4, 5, 6
REGRAS DE COMERCIALIZAÇÃO	----	Constituem um conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas, propostas pela CCEE e aprovadas pela ANEEL, aplicáveis à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE.	5



SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO	SMF	Sistema composto pelos medidores principal e retaguarda, pelos transformadores de instrumentos - TI (transformadores de potencial - TP e de corrente - TC), pelos canais de comunicação entre os agentes e a CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.	2, 5, 6
SISTEMA DE SUPERVISÃO E CONTROLE	----	Conjunto de equipamentos que fornece informações constantemente atualizadas a serem utilizadas pelo ONS na supervisão e controle da operação mediante aquisição automática e processamento de dados.	6
SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	SIN	Conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, conforme regulamentação aplicável.	2, 3, 4, 5, 6
TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	TUSD	Valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema.	3, 5
TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	TUST	Tarifa estabelecida pela ANEEL, relativa ao uso de instalações da REDE BÁSICA, e das DIT quando em caráter compartilhado por DISTRIBUIDORAS.	5
TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA REDE BÁSICA	TUST-RB	Parcela da TUST aplicável a todos os usuários do SIN relativa ao uso das instalações da REDE BÁSICA, com exceção daquelas as quais se aplica a TUST-FR.	5, 6
TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DAS INSTALAÇÕES DE FRONTEIRA	TUST-FR	Parcela da TUST aplicável à DISTRIBUIDORA que utilize transformadores de potência integrantes da REDE BÁSICA com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, incluindo as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, ou que se conecte às instalações integrantes das DIT em tensão inferior a 230 kV, em caráter compartilhado.	5, 6
TERMO DE LIBERAÇÃO	TL	Documento emitido pelo ONS que autoriza a entrada em OPERAÇÃO EM TESTE, ou em OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS, ou em OPERAÇÃO COMERCIAL DEFINITIVA ou o recebimento de receita para FUNÇÕES TRANSMISSÃO implantadas pela TRANSMISSORA.	3, 4, 6
TERMO DE LIBERAÇÃO COM PENDÊNCIAS	TLP	Documento que autoriza, a partir da data especificada, a OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS das FT ou GRUPO DE FT discriminados.	3
TERMO DE LIBERAÇÃO DEFINITIVO	TLD	Documento que autoriza, a partir da data especificada, a OPERAÇÃO COMERCIAL DEFINITIVA das FT ou GRUPO DE FT discriminados.	3
TERMO DE LIBERAÇÃO DE RECEITA	TLR	Documento que, a partir da data especificada, dá o direito ao recebimento de parcela de RECEITA ANUAL PERMITIDA - RAP das FT ou GRUPO DE FT discriminados, quando houver PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE TERCEIROS ou PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE CARÁTER SISTÊMICO e não houver PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS PRÓPRIAS.	3
TERMO DE LIBERAÇÃO PARA TESTE	TLT	Documento que autoriza a TRANSMISSORA a executar a OPERAÇÃO EM TESTE das FT ou GRUPO DE FT discriminados;	3
TRANSMISSORA	----	Concessionária de serviço público de transmissão ou equiparada a concessionária de serviço público de transmissão, conforme art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.	2, 3, 4, 5, 6
UNIDADE CONSUMIDORA	----	Conjunto composto por instalações, equipamentos elétricos, condutores e acessórios, incluída a subestação, quando do fornecimento em tensão primária, caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada, correspondente a um único CONSUMIDOR e localizado em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas.	5, 6
USUÁRIO	----	Aquele que celebra contrato de uso, conforme regulamentação.	5, 6

4 REFERÊNCIAS

Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992.

Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995.

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Processo SIC nº 48500.003812/2000-67.

Decreto nº 4.932, de dezembro de 2003, com redação dada pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004.

Processo SIC nº 48500.001222/2004-04.

Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004.

Audiência Pública nº 017/2011, realizada no período de 31 de março de 2011 até 03 de maio de 2011.

Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012.

Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Processo SIC nº 48500.002258/2017-92.

5 ANEXOS

5.1 Não há anexos nesta seção.

MÓDULO 3 - INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS DE TRANSMISSÃO

SEÇÃO 3.0 - INTRODUÇÃO

1. OBJETIVO

1.1. Estabelecer diretrizes e procedimentos relacionados a AMPLIAÇÕES, REFORÇOS e MELHORIAS no SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN com o objetivo manter a prestação do serviço adequado de transmissão de energia elétrica; de aumentar o serviço prestado e de permitir a conexão a INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

1.2. Estabelecer critérios para a integração ao SIN e entrada em operação comercial de FUNÇÕES TRANSMISSÃO - FT sob responsabilidade de TRANSMISSORA.

1.3. Estabelecer as diretrizes e procedimentos para recebimento de equipamentos e instalações relacionados à conexão de ACESSANTES às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

2. ABRANGÊNCIA

2.1. Este módulo abrange a indicação, outorga, autorização e entrada em operação comercial relativa à implantação de novos equipamentos e INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO na REDE BÁSICA e nas DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO - DIT do SIN.

2.2. Essa regulamentação abrange diretrizes e procedimentos para a indicação de novos equipamentos e instalações no âmbito do planejamento setorial e para a outorga e autorização, integração e entrada em operação comercial desses novos ativos.

2.3. A integração e entrada em operação comercial de FT sob responsabilidade de TRANSMISSORA ocorre mediante a emissão de TERMOS DE LIBERAÇÃO - TL pelo OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS em atenção à regulamentação estabelecida neste módulo.

2.4. Os dispositivos deste módulo deverão ser observados por todos os prestadores de serviço público de transmissão do sistema elétrico brasileiro e por seus ACESSANTES.

3. CONTEÚDO

3.1. O módulo é composto de três seções:

a) Seção 3.0 - INTRODUÇÃO;

b) Seção 3.1 - NOVOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO;

c) Seção 3.2 - CRITÉRIOS DE ENTRADA EM OPERAÇÃO.

4. DAS ALTERAÇÕES DESTA REVISÃO

4.1. A presente versão é a primeira revisão, aprovada após a Consulta Pública nº 30/2020.

5. REFERÊNCIAS

Art. 6º, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Art. 9º e art. 12 do Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995.

Art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§1º do artigo 6º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Portaria MME nº 215, de 11 de maio de 2020.

Processo SIC nº 48500.000890/2019-63

6. ANEXOS

6.1. Não há anexos nesta seção.

SEÇÃO 3.1 - NOVOS EQUIPAMENTOS E INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

1. OBJETIVO

1.1. Estabelecer a distinção entre MELHORIAS e REFORÇOS em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO sob responsabilidade de TRANSMISSORA.

1.2. Estabelecer as diretrizes e procedimentos para a outorga, autorização e implementação de equipamentos e instalações relacionados à conexão de ACESSANTE às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO sob responsabilidade de TRANSMISSORA.

2. ASPECTOS GERAIS

2.1. As TRANSMISSORAS devem implementar as MELHORIAS e os REFORÇOS respeitando os procedimentos e as diretrizes estabelecidos neste módulo.

2.2. Os novos equipamentos e instalações a serem integrados à REDE BÁSICA deverão atender os seguintes critérios:

a) estar recomendados por estudos de planejamento;

b) ser projetados em observância aos PROCEDIMENTOS DE REDE; e

c) ser respaldados pelos respectivos estudos técnicos e econômicos da EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE e do ONS, visando subsidiar o correspondente processo de licitação de concessão ou de autorização.

2.3. MELHORIA é o investimento, conforme Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE, relacionado à substituição ou reforma de ativos em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO existentes no ativo imobilizado em serviço da transmissora visando manter a prestação de serviço adequado de transmissão de energia elétrica, conforme disposto na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

2.4. o REFORÇO é a instalação, substituição ou recapitação de ativos em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO existentes, ou a adequação destas instalações, para aumento de capacidade de transmissão, de confiabilidade do SIN ou para conexão de ACESSANTE.

2.5. As CAPACIDADES OPERATIVAS das FT definidas conforme regulamentação vigente e estabelecidas nos CONTRATOS DE PRESTAÇÃO DE SERVIÇO DE TRANSMISSÃO - CPST e nos CONTRATOS DE CONEXÃO ÀS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO - CCT poderão ser utilizadas no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, visando a utilização racional dos sistemas existentes e a minimização do custo de AMPLIAÇÕES e REFORÇOS das redes.

2.6. As desativações de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO determinadas pelo planejamento setorial deverão ser consideradas e avaliadas pela ANEEL para fins de gestão, com eventuais efeitos a partir da data de necessidade informada pela autoridade de planejamento responsável.

3. RESPONSABILIDADES ACERCA DO PAR E DO PMI

3.1. O ONS deve encaminhar anualmente o PLANO DE AMPLIAÇÃO E REFORÇOS - PAR ao MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME e o PLANO DE MODERNIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES - PMI à ANEEL.

3.2. O horizonte do PAR deverá ser de cinco anos, compreendendo o período entre o primeiro e o quinto ano subsequentes ao ano de sua elaboração.

3.2.1. O ONS deverá incluir no PAR a indicação de:

a) as AMPLIAÇÕES e REFORÇOS em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO;

b) as MELHORIAS em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO referentes a substituição de transformador de potência (TR), equipamento de controle de reativo (CR) ou linha de transmissão (LT).

c) as novas linhas de transmissão (LT) e subestações de âmbito próprio de DISTRIBUIDORA, cuja implementação seja necessária para minimizar os custos de expansão e de operação do SIN e promover a utilização racional dos sistemas existentes.

3.3. As DISTRIBUIDORAS devem participar da elaboração do PAR, cabendo-lhe implementar e fazer cumprir, na respectiva área de atuação, as recomendações técnicas e administrativas emanadas do planejamento setorial.

3.4. As DISTRIBUIDORAS devem implantar as novas linhas de transmissão e subestações de âmbito próprio, cuja implementação seja necessária para minimizar os custos de expansão e de operação do SIN e promover a utilização racional dos sistemas existentes, que lhe forem indicadas no PAR.

3.5. O horizonte do PMI deverá ser de cinco anos, compreendendo o período entre o primeiro e o quinto ano subsequentes ao ano de sua elaboração.

3.5.1. O PMI deverá relacionar:

a) as MELHORIAS sob responsabilidade de TRANSMISSORA que demandarem desligamentos de FUNÇÃO TRANSMISSÃO, exceto aquelas que devem constar no PAR;

b) as intervenções que devem ser implementadas pelas DISTRIBUIDORAS em instalações sob sua responsabilidade; e

c) as intervenções que devem ser implementadas por GERADOR em instalações sob sua responsabilidade.

3.6. O PMI incorporará, para fins de fiscalização da ANEEL, as justificativas de cada intervenção, os benefícios decorrentes de sua implementação, as datas de necessidade, conforme priorização do ONS, e os prazos de execução.

4. CLASSIFICAÇÃO E REMUNERAÇÃO DE REFORÇOS

4.1. São considerados REFORÇOS DE GRANDE PORTE:

a) instalação de transformador de potência (TR) ou de equipamento de controle de reativo (CR) com os respectivos módulos de conexão;

b) substituição de transformador de potência (TR) ou de equipamento de controle de reativo (CR) para aumento de CAPACIDADE OPERATIVA;

c) recapitação ou repotenciação de linhas de transmissão (LT) existentes para aumento de CAPACIDADE OPERATIVA, desde que envolvam a substituição de pelo menos cinquenta por cento das estruturas ou condutores; e

d) seccionamento de linhas de transmissão (LT) por meio de conexão em subestações existentes, quando indicado pelo planejamento setorial.

4.1.1. Os REFORÇOS DE GRANDE PORTE deverão constar no PAR, elaborado pelo ONS, e no Plano de Outorgas.

4.1.2. Os REFORÇOS DE GRANDE PORTE deverão ser implementados pelas correspondentes TRANSMISSORAS mediante autorização da ANEEL com estabelecimento prévio de RAP, nos termos do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária.

4.1.3. As concessionárias deverão encaminhar à ANEEL as informações como-construído, incluindo preços unitários e quantitativos realizados, de todos os REFORÇOS DE GRANDE PORTE em até cento e vinte dias após sua entrada em operação comercial, conforme modelo disponível nos Anexos do Submódulo 9.7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária, que definirá o devido tratamento das informações apresentadas para fins de eventual recálculo de parcela adicional de RAP.

4.2. São considerados REFORÇOS DE PEQUENO PORTE:

a) instalação de equipamentos para adequação ou complementação de módulo de conexão, entrada de linha ou módulo geral, em função de alteração de configuração da rede elétrica;

b) substituição de equipamentos por superação de CAPACIDADE OPERATIVA, incluindo linhas de transmissão (LT) que envolverem a substituição de percentual inferior a cinquenta por cento de estruturas ou condutores;



c) instalação de Sistemas Especiais de Proteção - SEP e proteções de caráter sistêmico, quando não previstas no Contrato de Concessão;
 d) instalação ou substituição de equipamentos em subestações para aumento da observabilidade e controlabilidade do SIN;
 e) instalação ou substituição de equipamentos para aumento de confiabilidade do SIN ou adequação aos PROCEDIMENTOS DE REDE;
 f) remanejamento de equipamentos de transmissão para uso em outros pontos do SIN;

g) implementação de torres de derivação ou de módulos de conexão de linhas de transmissão (LT) de propriedade de ACESSANTE, observado o disposto na regulamentação de classificação, acesso e/ou conexão às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

4.2.1.Os REFORÇOS DE PEQUENO PORTE, com exceção dos referidos na alínea "g", deverão constar no PAR, elaborado pelo ONS, ou no Plano de Outorgas, em caso de delegação de competências de elaboração deste plano ao ONS.

4.2.2.Não se enquadra na alínea "c" a implantação de sistemas indicados como solução de engenharia destinada a viabilizar a antecipação da integração de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

4.2.3.Os REFORÇOS DE PEQUENO PORTE de que tratam as alíneas "d" e "e" deverão constar em estudo específico do ONS, que deve conter:

- a) os equipamentos envolvidos;
- b) a justificativa da proposição;
- c) a estimativa de custos;
- d) os benefícios esperados;
- e) a data de necessidade;
- f) a identificação dos critérios e requisitos dos Procedimentos de Rede que motivam a proposição;

g) a verificação de que as novas características exigidas não constavam dos Procedimentos de Rede vigentes na data de assinatura do Contrato de Transmissão.

4.2.4.Os REFORÇOS DE PEQUENO PORTE motivados por adequação aos PROCEDIMENTOS DE REDE deverão estar, exclusivamente, associados aos critérios e requisitos previstos no Módulo 2 dos PROCEDIMENTOS DE REDE e deverão ter sido identificados quando da proposição de novos critérios e requisitos nos PROCEDIMENTOS DE REDE, conforme disposto na Resolução Normativa nº 903, de 2020.

4.2.5.Os REFORÇOS DE PEQUENO PORTE que constarem no Plano de Outorgas deverão ser implementados pelas correspondentes TRANSMISSORAS mediante autorização da ANEEL e terão suas correspondentes receitas estabelecidas no processo de revisão periódica de RECEITA ANUAL PERMITIDA - RAP subsequente à sua entrada em operação comercial, com exceção daqueles de que trata as alíneas "f" e "g", que terão suas correspondentes receitas estabelecidas no reajuste de receita subsequente à sua entrada em operação comercial.

4.2.6.Os REFORÇOS DE PEQUENO PORTE referidos na alínea "g" deverão ser implementados em decorrência de PARECER DE ACESSO emitido pelo ONS e remunerados por meio de CCT, com o correspondente encargo estabelecido no processo de reajuste de RAP subsequente à sua entrada em operação comercial.

4.3.O cadastro de substituições de equipamentos classificadas como REFORÇOS em plataforma eletrônica disponibilizada pelo ONS deverá incluir, quando houver, as informações do equipamento conforme Base de Dados das Instalações de Energia Elétrica - BDIT, aprovada pela Resolução Normativa nº 861, de 2019.

4.4.A parcela adicional de receita associada aos REFORÇOS será devida a partir da data da sua entrada em operação comercial e avaliada no processo de revisão da RAP subsequente à sua entrada em operação comercial.

4.5.A receita revisada retroagirá à data de entrada em operação comercial do correspondente REFORÇO, sendo que a eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da TRANSMISSORA em parcelas iguais até a revisão da RAP subsequente.

4.6.Os REFORÇOS nas DIT serão de responsabilidade da TRANSMISSORA proprietária das instalações a serem modificadas, mediante prévia autorização, com direito à correspondente parcela adicional de RAP.

4.7.A ANEEL poderá consultar o Ministério de Minas e Energia a respeito dos casos em que o montante de investimento, contexto ou natureza dos REFORÇOS possam demandar outras soluções além da autorização

5.CLASSIFICAÇÃO E REMUNERAÇÃO DE MELHORIAS

5.1.As MELHORIAS DE GRANDE PORTE são aquelas referentes a substituição ou reforma de transformador de potência (TR), equipamento de controle de reativo (CR) ou linha de transmissão (LT), nesse caso desde que envolvam a substituição de pelo menos cinquenta por cento das estruturas ou dos condutores, por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de dano a instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas.

5.1.1.As MELHORIAS DE GRANDE PORTE deverão constar no PAR, elaborado pelo ONS, ou no Plano de Outorgas, em caso de delegação de competências de elaboração deste plano ao ONS, ouvida a EPE.

5.1.2.As MELHORIAS DE GRANDE PORTE que constarem no Plano de Outorga terão a correspondente receita estabelecida previamente em Resolução específica, desde que vinculadas às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO sujeitas ao processo de revisão periódica integral da RAP prevista nos contratos de concessão ou que tenham atingido o fim de vida útil regulatória, conforme MCPSE.

5.1.3.A ANEEL poderá consultar o Ministério de Minas e Energia a respeito dos casos em que o montante de investimento, contexto ou natureza das MELHORIAS DE GRANDE PORTE possam demandar outras soluções além da autorização.

5.2.No caso de sinistros que demandem substituições ou reformas que se enquadrem como MELHORIAS DE GRANDE PORTE, as concessionárias deverão solicitar imediatamente ao ONS a avaliação a respeito da eventual necessidade de reforço nas instalações de transmissão afetadas.

5.2.1.O ONS deverá avaliar e, após manifestação da EPE, informar à concessionária de transmissão a respeito da necessidade de reforços nas instalações de transmissão afetadas em até sete dias úteis, a contar do recebimento de manifestação da EPE.

5.2.2.Caso a avaliação emitida pelo Operador não indique a necessidade de reforços nas instalações de transmissão afetadas, as concessionárias deverão proceder à imediata substituição ou reforma das instalações afetadas.

5.3.As MELHORIAS DE PEQUENO PORTE são as substituições ou reformas de equipamentos por motivo de obsolescência, vida útil esgotada, falta de peças de reposição, risco de dano a instalações, desgastes prematuros ou restrições operativas intrínsecas, que não se enquadram no item 5.1.

5.4.As MELHORIAS DE PEQUENO PORTE terão a correspondente receita avaliada no processo de revisão periódica de RAP, desde que vinculadas às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO sujeitas ao processo de revisão periódica integral da RAP prevista nos contratos de concessão.

5.5.O cadastro de substituições de equipamentos classificadas como MELHORIAS em plataforma eletrônica disponibilizada pelo ONS deverá incluir, quando houver, as informações do equipamento conforme BDIT, aprovada pela Resolução Normativa nº 861, de 2019.

5.6.A receita associada às MELHORIAS será avaliada no processo de revisão da RAP subsequente à sua entrada em operação comercial.

5.7.As receitas revisadas retroagirão à data de entrada em operação comercial da correspondente MELHORIA, sendo que a eventual diferença decorrente da revisão do valor será considerada na RAP da concessionária de transmissão em parcelas iguais até a revisão da RAP subsequente.

6.NOVAS INSTALAÇÕES PARA CONEXÃO DE ACESSANTES

6.1.As TRANSMISSORAS devem implantar os equipamentos e instalações necessários à conexão de ACESSANTE quando vencedora de licitação ou autorizada com esse objetivo.

6.2.A implantação dos equipamentos e instalações para a conexão de ACESSANTE à INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO deverá ser precedida da celebração do CCT.

6.3.As TRANSMISSORAS devem verificar, quando proprietária da linha seccionada ou da subestação existente acessada, a conformidade das especificações e dos projetos e participar do comissionamento dos ativos que lhe serão transferidos após a implantação dos equipamentos e instalações necessários à conexão de ACESSANTE.

6.4.As atividades estabelecidas no item 6.3 não podem comprometer o cronograma de implantação dos equipamentos e instalações necessários à conexão do ACESSANTE.

6.5.As transferências de equipamentos e instalações associados à conexão dos ACESSANTES dar-se-ão de forma não onerosa para a TRANSMISSORA proprietária da linha seccionada ou da subestação existente, devendo ser registradas no ativo imobilizado da cessionária, tendo como contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais).

6.6.Será estabelecida parcela adicional de RAP em favor da TRANSMISSORA proprietária da linha seccionada ou da subestação existente acessada, destinada a cobrir os custos de referência para a operação e manutenção dos equipamentos e instalações que lhe forem transferidos.

6.6.1.A TRANSMISSORA apenas fará jus à parcela adicional de RAP para cobrir os custos de referência para a operação e manutenção dos equipamentos e instalações transferidos, a partir da data de entrada em operação das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO ou de celebração do instrumento contratual de transferência, o que ocorrer por último.

Por Seccionamento de Linhas de Transmissão

6.7.Ressalvado quando o CONSUMIDOR LIVRE, CENTRAL GERADORA ou IMPORTADOR E/OU EXPORTADOR DE ENERGIA manifestar que implementará os equipamentos e instalações necessários à sua conexão quando por meio de seccionamento de linha de transmissão da REDE BÁSICA ou DIT, essa deverá ser autorizada em favor da TRANSMISSORA proprietária da linha nos termos da regulamentação de acesso e/ou conexão à REDE BÁSICA e às DIT.

6.8.Quando o CONSUMIDOR LIVRE, CENTRAL GERADORA ou IMPORTADOR E/OU EXPORTADOR DE ENERGIA, a seu critério, manifestar que implementará sua conexão por meio de seccionamento de linha de transmissão da REDE BÁSICA ou DIT, este deverá, conforme estabelecido na regulamentação de acesso e/ou conexão à REDE BÁSICA e às DIT, transferir os equipamentos e/ou as instalações que implantou e que vierem a integrar as INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO à TRANSMISSORA proprietária da linha seccionada.

6.9.Quando o seccionamento da linha de transmissão de REDE BÁSICA for destinado ao atendimento de DISTRIBUIDORA, a implementação do barramento associado ao seccionamento, do transformador de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, além de barramentos e equipamentos desta subestação integrantes das DIT serão objeto de licitação, sendo que:

a) os custos da aquisição de equipamentos para modificações nas entradas da linha seccionada e da implementação das entradas de linha na subestação seccionadora e das extensões de linhas associadas ao seccionamento serão alocados como custo do empreendimento licitado;

b) as entradas de linha na subestação seccionadora e as extensões de linha associadas ao seccionamento serão implementadas pelo vencedor da licitação e transferidas para a TRANSMISSORA responsável pelo trecho da linha seccionada;

c) os equipamentos necessários para modificações nas entradas da linha seccionada serão adquiridos pelo vencedor da licitação e transferidos para TRANSMISSORAS responsáveis por cada uma destas entradas de linha;

d) a TRANSMISSORA responsável por cada entrada da linha seccionada deverá implantar as modificações em sua respectiva entrada de linha;

e) o empreendedor das instalações licitadas deverá elaborar os projetos básico e executivo, além de especificar os equipamentos a serem integrados à REDE BÁSICA, em conformidade com o edital de licitação e os PROCEDIMENTOS DE REDE, devendo também, em relação às instalações e equipamentos referidos na alínea "a)", observar as normas e padrões técnicos das TRANSMISSORAS responsáveis pela linha seccionada;

f) as TRANSMISSORAS responsáveis pela linha seccionada deverão verificar a conformidade das especificações e dos projetos relacionados às instalações e equipamentos referidos na alínea "a)" de acordo com o edital de licitação, e participar do comissionamento das instalações transferidas;

g) o vencedor da licitação será responsável pelo fornecimento de sobressalentes, ferramentas e acessórios necessários à operação e manutenção, incluindo respectivo treinamento às TRANSMISSORAS responsáveis pela linha seccionada, referentes às instalações e equipamentos descritos na alínea "a)", antes da correspondente entrada em operação;

6.9.1.As transferências previstas na alínea "b)" ocorrerão pelo custo de construção efetivamente realizado e as previstas na alínea "c)" ocorrerão pelo custo de aquisição, sendo esses custos informados pelo cedente.

6.9.2.Quando o montante de investimento referente às instalações descritas no caput do item 6.9 for inferior aos custos descritos na sua respectiva alínea "a)", o seccionamento de linha de transmissão destinado ao atendimento de DISTRIBUIDORA será objeto de autorização, em favor da TRANSMISSORA proprietária da linha seccionada, para implementar, no todo ou em parte:

a) o barramento, as entradas e as extensões de linhas associados ao seccionamento;

b) os eventuais REFORÇOS e modificações na própria linha de transmissão e nas respectivas entradas de linhas;

c) o transformador de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário; e

d) o barramento e equipamentos desta subestação integrantes das DIT.

6.10.A conexão de ACESSANTE em subestação existente ou por meio de seccionamento de linha integrantes das DIT, ICG ou INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADAS A INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS e, respectivas incorporações de novos ativos e estabelecimentos de adicionais de receitas às TRANSMISSORAS será realizada conforme procedimentos e diretrizes estabelecidos na regulamentação de acesso e/ou conexão às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

Por Conexão em Subestação Existente

6.11.A conexão à REDE BÁSICA em subestação existente poderá atribuir à TRANSMISSORA responsável por esta subestação a responsabilidade pela implementação de eventuais REFORÇOS na própria subestação, conforme disposto no Módulo 5 das Regras de Transmissão, sendo que:



a) A ANEEL, tendo em vista a modicidade tarifária e com base em estudo de alternativas realizado pelo ONS ouvida a EPE, poderá optar por licitar nova subestação em substituição à implementação do REFORÇO na subestação existente;

b) Quando a ANEEL licitar nova subestação, o vencedor da licitação implementará as instalações necessárias à conexão da nova subestação à REDE BÁSICA, conforme procedimentos e diretrizes estabelecidos na regulamentação de acesso e/ou conexão à REDE BÁSICA e às DIT; e

c) É requisito para licitação de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA, que incluam transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a celebração do CUST entre as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição e o ONS nos prazos a serem estabelecidos pelo poder concedente.

6.12.A conexão de ACESSANTE em barramento integrante das DIT, ICG ou INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS e, respectivas incorporações de novos ativos e estabelecimentos de adicionais de receitas às TRANSMISSORAS será realizada conforme procedimentos e diretrizes estabelecidos na regulamentação de acesso e/ou conexão às INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

7.COMPARTILHAMENTO DE INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO

7.1.O compartilhamento de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO ocorre apenas entre TRANSMISSORAS.

7.2.O compartilhamento de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO deve ser realizado, quando solicitado, sempre que possível e de acordo com as condições estabelecidas pela Resolução Normativa nº 797, de 12 de dezembro de 2017, ou regulamentação posterior que vier a substituí-la, que se apliquem ao compartilhamento de infraestrutura entre TRANSMISSORAS.

7.3.As TRANSMISSORAS devem disponibilizar, no prazo de até 30 (trinta) dias contados do recebimento de pedido de compartilhamento de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, as informações técnicas referentes às instalações sob sua concessão necessárias para esse compartilhamento.

7.3.1.As informações técnicas incluem modelos de equipamentos, bases de dado, estudos, projetos e padrões técnicos utilizados nas instalações a serem compartilhadas.

7.4 Os projetos, estudos, serviços, equipamentos, materiais e demais componentes utilizados na implantação, operação e manutenção do compartilhamento de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO deverão garantir a integridade das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO e observar as normas técnicas aplicáveis e padrões das FT a que estarão associados.

7.5.As TRANSMISSORAS afetadas pelo compartilhamento das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO, desde que relacionados às suas INSTALAÇÕES, têm a prerrogativa de acessar as documentações relacionadas ao compartilhamento, verificar conformidade do projeto, acompanhar sua implantação e participar do comissionamento.

7.6.Atrasos, indisponibilidades e outras consequências e dificuldades decorrentes do compartilhamento de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO não afastam nem justificam o descumprimento de obrigações e responsabilidades assumidas pelas TRANSMISSORAS com a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica que lhes foi concedido.

7.7.O compartilhamento de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO e utilização de áreas disponíveis devem ser realizados sem remuneração adicional caso essas instalações e áreas estejam sendo remuneradas por RAP.

7.8.Os equipamentos reservas remunerados, barramentos, módulos de manobra e outros equipamentos de uso comum necessários ou de uso comum não discricionários devem ser implantados e operados de forma a permitir o seu uso compartilhado por todas as FT que deles possam necessitar.

7.8.1.A prioridade para o uso desses equipamentos é estabelecida pelo ONS por conveniência e oportunidade operativa em decorrência das necessidades do SIN.

7.8.2.Expansões das subestações devem ser realizadas sem comprometer o uso compartilhado desses equipamentos.

7.8.3.O compartilhamento de equipamentos de transmissão não deve comprometer futuras expansões das subestações.

7.9.Quando houver o compartilhamento de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO entre TRANSMISSORAS, é necessária a celebração de CCI, sob interveniência do ONS.

7.10.Os CCI devem estabelecer, sem a isso se limitar, os procedimentos, direitos e responsabilidades das TRANSMISSORAS, abrangendo os seguintes aspectos:

- cessão de uso ou transferência dos bens e instalações;
- período de implantação das instalações;
- período de comissionamento e testes das instalações;
- fase de operação das instalações;
- programação integrada da manutenção;
- condições de trânsito de veículos e pessoas nos arruamentos e acessos;
- segurança patrimonial das instalações;
- procedimentos em situações de emergência;
- regime de cooperação;
- solução de controvérsias técnico-operacionais;
- responsabilidades pelo fluxo de informações e prazos associados;
- atribuições relacionadas à manutenção de rotina;
- compartilhamento de instalações e infraestrutura de uso comum;
- regras para que o uso compartilhado de equipamentos e instalações ocorra sem atrasar nem comprometer o atendimento às necessidades do SIN;
- condições para ampliar edificações existentes ou construir novas edificações em áreas disponíveis das subestações;
- condições comerciais, com as respectivas responsabilidades sobre eventuais pagamentos entre as partes; e
- data acordada entre as partes para a entrada em operação comercial.

7.11.Os CCI devem ser celebrados respeitando o prazo definido na outorga ou autorização da AMPLIAÇÃO, REFORÇO ou MELHORIA que fará uso compartilhado de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

7.11.1.Quando o ato de outorga ou autorização da AMPLIAÇÃO, REFORÇO ou MELHORIA não especificar prazo para celebração dos CCI, esse prazo será de até 9 (nove) meses, contados da data de publicação no DOU desse ato.

7.11.2.Quando houver compartilhamento de instalações, a ausência de CCI se caracteriza como pendência impeditiva para a entrada em OPERAÇÃO EM TESTE das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

7.12.Os CCI firmados deverão ser disponibilizados à sociedade pelo ONS em seu sítio eletrônico, com fácil acesso.

7.12.1.O ONS deverá, no prazo de 1 (um) ano a partir da vigência deste módulo, disponibilizar para consulta os CCI firmados.

7.13.A realização dos estudos e a implementação das adequações necessários ao compartilhamento das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO serão custeados pelas TRANSMISSORAS que solicitaram esse compartilhamento.

7.13.1.Cada TRANSMISSORA é responsável pela implantação das adequações em suas respectivas INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO.

7.14.A celebração do CCI e a implantação das adequações necessárias ao compartilhamento das INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO não podem comprometer o cronograma de implantação da AMPLIAÇÃO, REFORÇO ou MELHORIA.

8.RESSARCIMENTOS DE ATIVIDADES DEVIDO À CONEXÃO DE TRANSMISSORA

8.1.Quando se conectar a uma subestação existente, a TRANSMISSORA que se conectar a essa subestação deve ressarcir os custos da TRANSMISSORA que realizou as atividades de verificação da conformidade das especificações e dos projetos e de participação no comissionamento dos equipamentos e instalações associados à essa conexão.

8.1.1.No caso de conexão em subestação existente, os valores a serem ressarcidos deverão constar no respectivo CCI.

8.2.Quando de conexão de outra TRANSMISSORA em subestação existente, os custos associados à verificação da conformidade das especificações e dos projetos e à participação em comissionamento incorridos por TRANSMISSORA, serão cobertos no valor calculado conforme percentuais máximos apresentados nas Tabelas 1 e 2 aplicados sobre o Valor Novo de Reposição - VNR das entradas de linha ou dos módulos de conexão de equipamentos associados à conexão e implantados na subestação, calculados com base no Banco de Preços de Referência ANEEL.

Tabela 1 - Percentuais para cálculo do ressarcimento às TRANSMISSORAS.

Prazo1 Aprovação da conformidade da conformidade projetos	Até 30 dias		De 31 a 60 dias		Mais de 60 dias	
	de ≥230kV	<230kV	≥230kV	<230kV	≥230kV	<230kV
	1,00%	1,50%	0,75%	1,00%	0,50%	0,50%

1Após o recebimento dos projetos, a contar da entrega da última versão do projeto, em dias corridos.

Tabela 2 - Percentuais para cálculo do ressarcimento às TRANSMISSORAS.

Prazo1 Liberação das Instalações	Até 15 dias		De 16 a 30 dias		Mais de 30 dias	
	≥230kV	<230kV	≥230kV	<230kV	≥230kV	<230kV
	2,00%	3,50%	1,75%	3,00%	1,50%	2,50%

1 A contar da solicitação, em dias corridos.

8.3.A TRANSMISSORA que tiver uma linha de transmissão seccionada receberá parcela adicional de RAP para cobrir os custos das atividades de verificação da conformidade das especificações e dos projetos, da participação no comissionamento dos equipamentos e instalações associados a esse seccionamento e instalação dos equipamentos necessários para modificações nas entradas da linha seccionada.

8.4.Quando de conexão de outra TRANSMISSORA por meio de seccionamento de linha de transmissão para expansão da REDE BÁSICA para atendimento de DISTRIBUIDORA ou não relacionada a novos acessos, os custos associados à verificação da conformidade das especificações e dos projetos, à participação no comissionamento dos equipamentos e instalações associados à esse seccionamento e à instalação dos equipamentos necessários para modificações nas entradas da linha seccionada em comissionamento incorridos por TRANSMISSORA, serão cobertos no valor de até 1,5% (um e meio por cento) do orçamento constante do contrato de concessão relacionados:

- ao barramento associado ao seccionamento;
- aos transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário;
- aos equipamentos desta subestação integrantes das Demais Instalações de Transmissão - DIT;
- aos equipamentos para modificações nas entradas da linha seccionada;
- às entradas de linha da subestação seccionadora associadas ao seccionamento; e
- às extensões de linhas associados ao seccionamento.



8.5.As atividades de verificação da conformidade das especificações e dos projetos e de participação em comissionamento incorridos por TRANSMISSORA não podem comprometer o cronograma de implantação dos equipamentos e instalações necessários à conexão da outra TRANSMISSORA.

8.6.O fornecimento de sobressalentes, reservas técnicas, ferramentas especiais e acessórios necessários à operação e manutenção, incluindo o respectivo treinamento, à TRANSMISSORA responsável pela linha seccionada ou instalações adequadas, relacionados ao seccionamento de linhas de transmissão e a adequações de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO existentes deve ser realizado antes da entrada em operação das instalações respeitando os quantitativos e tipos de equipamentos previstos nos editais dos leilões ou nas resoluções autorizativas.

8.7.As TRANSMISSORAS devem promover a cessão de uso ou transferência de bens e instalações com o objetivo de otimizar investimentos, buscar a modicidade das tarifas e melhor caracterizar as respectivas responsabilidades pela administração, operação e manutenção das INSTALAÇÕES COMPARTILHADAS.

8.8.As transferências de equipamentos, com respectivas garantias de seus fornecedores, e instalações associados ao compartilhamento de INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO dar-se-ão de forma não onerosa para a TRANSMISSORA que receberá esses bens, devendo ser registradas no ativo imobilizado da cessionária, tendo como contrapartida Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica (Obrigações Especiais).

9.REFERÊNCIAS

Art. 6º, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Arts. 9º e 12 do Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995.

Art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

§1º do artigo 6º do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

Processo SIC nº 48500.003812/2000-67.

Decreto nº 4.932, de dezembro de 2003, com redação dada pelo Decreto nº 4.970, de 30 de janeiro de 2004.

Processo SIC nº 48500.001222/2004-04.

Audiência Pública nº 017/2011, realizada no período de 31 de março de 2011 até 03 de maio de 2011.

Processo SIC nº 48500.002258/2017-92

10.ANEXOS

10.1.Não há anexos nesta seção.

SEÇÃO 3.2 - CRITÉRIOS DE ENTRADA EM OPERAÇÃO

1.OBJETIVO

1.1.Estabelecer critérios para entrada em operação e integração ao SIN de FT ou GRUPO DE FT sob responsabilidade de TRANSMISSORA.

2.ASPECTOS GERAIS

2.1. O início da OPERAÇÃO EM TESTE, da OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS, da OPERAÇÃO COMERCIAL DEFINITIVA e do direito de recebimento de parcela da RAP referente a uma FT ou GRUPO DE FT integrado ao SIN são autorizados a partir da emissão dos TERMOS DE LIBERAÇÃO pelo ONS.

2.2.Os TERMOS DE LIBERAÇÃO devem ser emitidos ou negados, com respectivas justificativas, por FT ou GRUPO DE FT, observado o estabelecido no contrato de concessão ou no ato autorizativo, em até 5 (cinco) dias úteis após a solicitação da TRANSMISSORA ao ONS, sendo que:

a) o ONS deverá emitir ou negar a emissão dos TERMO DE LIBERAÇÃO COM PENDÊNCIAS - TLP e TERMO DE LIBERAÇÃO DEFINITIVO - TLD para REFORÇOS em INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO que não são classificadas como REDE BÁSICA ou destinadas a interligações internacionais em até 3 (três) meses após a data de início de operação comercial.

2.3.A emissão dos TERMOS DE LIBERAÇÃO para FT ou GRUPO DE FT associados a seccionamento de linhas de transmissão deverá ser solicitada pela TRANSMISSORA responsável pela linha de transmissão a ser seccionada, sendo que:

a) quando o seccionamento de linhas de transmissão for realizado por outra TRANSMISSORA, a solicitação de que trata este item deverá ser realizada conjuntamente.

2.4.O ONS está dispensado de emitir os TERMOS DE LIBERAÇÃO para REFORÇOS DE PEQUENO PORTE e MELHORIAS DE PEQUENO PORTE, sendo que:

a) o atendimento aos requisitos dos PROCEDIMENTOS DE REDE e as datas de entrada em operação comercial para reconhecimento de início de recebimento de receita deverão ser registradas pela TRANSMISSORA em sistema computacional do ONS em até 15 (quinze) dias após sua conclusão; e

b) o ONS deverá validar o atendimento aos requisitos dos PROCEDIMENTOS DE REDE de que trata a alínea "a" deste item em até 15 (quinze) dias após sua inclusão no sistema computacional.

2.5.Compete ao ONS:

a) emitir os TERMOS DE LIBERAÇÃO solicitados pela TRANSMISSORA;

b) informar à TRANSMISSORA a emissão dos TERMOS DE LIBERAÇÃO ou a sua negativa de emissão com a respectiva justificativa, na data de emissão do termo ou de sua negativa;

c) informar a emissão do TERMO DE LIBERAÇÃO DE RECEITA - TLR ao indicado como responsável pelas PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE TERCEIROS - PIT na data de sua emissão;

d) verificar a solução das pendências identificadas nos TERMOS DE LIBERAÇÃO conforme requisitos dos PROCEDIMENTOS DE REDE;

e) informar à TRANSMISSORA e à ANEEL o fim das PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS DE CARÁTER SISTÊMICO - PCS em até 1 (um) dia útil após identificar o término dessas pendências; e

f) anular os TERMOS DE LIBERAÇÃO emitidos quando constatar que seus requisitos não foram atendidos e informar à ANEEL.

2.6.A ANEEL poderá retificar, revogar ou anular os TERMOS DE LIBERAÇÃO emitidos.

2.7.As eventuais diferenças de receitas decorrentes de retificação, revogação ou anulação de TLP, TLR ou TLD serão atualizadas pela variação do índice contratual da TRANSMISSORA e consideradas no reajuste anual de receitas subsequente.

3.LIBERAÇÃO PARA OPERAÇÃO EM TESTE

3.1.O TERMO DE LIBERAÇÃO PARA TESTE - TLT deverá ser emitido mediante declaração da TRANSMISSORA de inexistência de PENDÊNCIAS IMPEDITIVAS PRÓPRIAS - PIP e após avaliação do ONS de que a FT ou o GRUPO DE FT está apto à OPERAÇÃO EM TESTE.

3.2.O início dos testes de integração ao SIN deverá ser liberado pelo ONS em até 30 (trinta) dias a contar da data informada pela TRANSMISSORA para início de execução dos testes.

3.3.A TRANSMISSORA não fará jus ao recebimento de receita no período de análise da solicitação do TLT, nem durante a OPERAÇÃO EM TESTE.

3.4.O ONS está dispensado de emitir TLT para REFORÇOS e MELHORIAS em instalações que não são classificadas como REDE BÁSICA ou destinadas a interligações internacionais e para REFORÇOS que não necessitam de intervenção com desligamento cadastrada no ONS para serem integrados ao SIN.

4.LIBERAÇÃO PARA OPERAÇÃO COM PENDÊNCIAS

4.1.A emissão de TLP estará condicionada à:

a) inexistência de PIP após a OPERAÇÃO EM TESTE;

b) declaração da TRANSMISSORA das PENDÊNCIAS NÃO IMPEDITIVAS PRÓPRIAS - PNP; e

c) declaração da TRANSMISSORA de que está apta à OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS.

4.2.As PNP deverão ser listadas no TLP, contendo os prazos informados pela TRANSMISSORA para solucionar cada uma.

4.3.A TRANSMISSORA fará jus ao recebimento de 90% (noventa por cento) da parcela de RAP por FT ou GRUPO DE FT em OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS a partir da data de solicitação do TLP, desde que respeitadas as condições de entrada em operação comercial estabelecidas no contrato de concessão ou no ato autorizativo.

4.4.A TRANSMISSORA passará a receber 80% (oitenta por cento) da parcela de RAP por FT ou GRUPO DE FT quando as PNP não forem solucionadas em até 12 (doze) meses após o início da OPERAÇÃO COMERCIAL COM PENDÊNCIAS.

5.LIBERAÇÃO DE RECEITA

5.1.O TLR deverá ser emitido se o ONS reconhecer a existência de PIT ou PCS.

5.2.A solicitação do TLR deverá vir acompanhada de declaração da TRANSMISSORA:

a) de inexistência de PIP após a conclusão de todos os testes possíveis de serem executados;

b) das PIT ou das PCS, acompanhada de relatório comprobatório de que a FT ou o GRUPO DE FT está impossibilitado de ser integrado ao SIN devido exclusivamente à existência dessas pendências; e

c) das PNP, se houver.

5.2.1.O ONS deverá encaminhar para manifestação do terceiro a declaração das PIT de que trata a alínea "b)" em até 5 (cinco) dias úteis após o seu recebimento.

5.3.A impossibilidade da OPERAÇÃO EM TESTE de uma FT ou GRUPO DE FT por mais de 30 (trinta) dias consecutivos por restrições sistêmicas identificadas pelo ONS será considerada como PCS.

5.4.A existência de PIT será reconhecida quando:

a) não houver contestação ao ONS pelo terceiro indicado como responsável pela pendência impeditiva em até 15 (quinze) dias após o recebimento da declaração de PIT; ou

b) o ONS considerar improcedente a contestação do terceiro.

5.5.O TLR com PIT será emitido em até 15 (quinze) dias após a manifestação do terceiro ou após vencimento do prazo de contestação estabelecido na alínea "a) do item 5.4.

5.6.A PENDÊNCIA IMPEDITIVA DE TERCEIROS terminará quando o responsável pela pendência informar ao ONS e à TRANSMISSORA que essa foi solucionada.

5.7.O TLR com PCS será emitido em até 5 (cinco) dias úteis após a solicitação da TRANSMISSORA ao ONS.

5.8.A TRANSMISSORA fará jus ao recebimento de 100% (cem por cento) da parcela de RAP por FT ou GRUPO DE FT a partir da data de solicitação do TLR ao ONS, desde que respeitadas as condições de entrada em operação comercial estabelecidas no contrato de concessão ou no ato autorizativo.

5.9.A TRANSMISSORA fará jus ao recebimento de 90% (noventa por cento) da parcela de RAP por FT ou GRUPO DE FT liberado com PNP a partir da data de solicitação do TLR ao ONS, conforme as condições de entrada em operação comercial estabelecidas no contrato de concessão ou no ato autorizativo.

5.10.No TLR deverão ser listadas as PNP, contendo os prazos informados pela TRANSMISSORA para solucionar cada uma, as PIT, com os respectivos responsáveis, e as PCS.

5.11.O TLR terá vigência até a solução das PNP, de cada PIT ou de cada PCS, quando a TRANSMISSORA deverá solicitar novos TERMOS DE LIBERAÇÃO.

5.12.A parcela de RAP da FT ou do GRUPO DE FT liberada por TLR com PCS será paga por todos os ACESANTES da REDE BÁSICA até a sua solução.

5.13.Os pagamentos dos encargos e as demais obrigações do CONTRATO DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - CUST e do CCT dos pontos de contratação associados a FT ou GRUPO DE FT com TLR emitido com PIT serão devidos, a partir da data especificada no TLR, pelos terceiros responsáveis pelas pendências impeditivas, sendo que:

a) os pagamentos dos encargos de que trata este item não serão repassados às TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO - TUSD das DISTRIBUIDORAS responsáveis por PIT.

5.14.As TRANSMISSORAS responsáveis por PIT deverão custear a parcela de RAP da FT ou do GRUPO DE FT durante o período do impedimento, sendo que:

a) o custeio de que trata este item será rateado em partes iguais entre as TRANSMISSORAS responsáveis pelas pendências impeditivas;

b) o custeio sob responsabilidade de cada TRANSMISSORA dar-se-á por meio da redução de sua receita no ciclo anual de reajuste de receitas das TRANSMISSORAS subsequente à emissão do TLR; e

c) a redução de receita de que trata a alínea "b)" estará limitada, por ciclo tarifário, a 10% (dez por cento) da receita a ser recebida no ciclo pela TRANSMISSORA, e o saldo devedor será custeado nos ciclos subsequentes, atualizados pela variação do índice contratual da TRANSMISSORA.

6.LIBERAÇÃO DEFINITIVA

6.1.O TLD deverá ser emitido quando não existirem pendências e implicará direito ao recebimento integral de parcela da RAP por FT ou GRUPO DE FT a partir da data de solicitação da TRANSMISSORA ao ONS, desde que respeitadas as condições de entrada em operação comercial estabelecidas no contrato de concessão ou no ato autorizativo.

7.DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

7.1.Para os contratos de concessão celebrados até 30 de junho de 2019, a não conclusão de alguma FT integrante do objeto do contrato acarretará no recebimento de 90% (noventa por cento) da RAP das demais FT em operação comercial.

8.REFERÊNCIAS

- Inciso I do art. 29, da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

- §7º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

- Art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

- Anexo I, art. 4º do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

- Processo SIC nº 48500.002258/2017-92.

9.ANEXOS

9.1.Não há anexos nesta seção.

RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.053, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

Altera o art. 37 da Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, entre outros.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 2º da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, no art. 5º da Resolução Normativa nº 1.035, de 26 de julho de 2022, e o que consta do Processo nº 48500.003224/2015-53, resolve:



Art. 1º Alterar o art. 37 da Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, que passa a vigorar com a seguinte redação.

“Art. 37 O montante de energia elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica será calculado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE no processo de contabilização, de acordo com as seguintes parcelas:

I – deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica por razão de segurança energética, com discretização semanal, dado por:

$$Desloc_{energético} = \max [0, (GTSE + ILEGF - INDISPT_{energético})]$$

Onde:

Desloc_{energético}: montante de energia elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica por razão de segurança energética, em MWh;

GTSE: geração termelétrica verificada por razão de segurança energética, em MWh;

ILEGF: importação líquida de energia sem garantia física, não programada por ordem de mérito e proveniente de outros países, em MWh; e

INDISPT_{energético}: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh, dada por:

$$INDISPT_{energético} = INDISPT \times \frac{GTSE + ILEGF}{GTSE + ILEGF + GTRE + GTRE_{nelg}}$$

Onde:

INDISPT: indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, em MWh;

GTRE: geração termelétrica elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh; e

GTRE_{nelg}: geração termelétrica não elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh.

II – deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica por razão de restrição elétrica, com discretização por período de comercialização, dado por:

$$Desloc_{elétrico} = \max [0, (GTRE - INDISPT_{elétrico})]$$

Onde:

Desloc_{elétrico}: montante de energia elegível ao deslocamento da geração hidrelétrica decorrente de geração termelétrica por razão de restrição elétrica, em MWh;

GTRE: geração termelétrica elegível pelo ONS por razão de restrição elétrica, em MWh; e

INDISPT_{elétrico}: parcela da indisponibilidade verificada das usinas termelétricas despachadas centralizadamente por ordem de mérito de custo, dada por:

$$INDISPT_{elétrico} = INDISPT \times \frac{GTRE}{GTSE + ILEGF + GTRE + GTRE_{nelg}}$$

§1º O montante de geração de energia de usina termelétrica despachada fora da ordem de mérito por razões de restrição elétrica elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica é aquele verificado por ocasião de restrições elétricas que produzam efeitos sobre o Sistema Interligado Nacional – SIN de modo generalizado, conforme classificação efetuada pelo ONS dada pelo Agrupamento de submercado (SUB_SS) igual a SIN.

§2º Não são elegíveis ao deslocamento de geração hidrelétrica, os montantes de geração de energia de usina termelétrica verificados decorrentes de:

I – representação nos modelos computacionais de programação da operação Newave, Decomp e Dessem ou resultantes deles;

II – necessidade de recuperação de reserva de potência operativa classificados como restrição elétrica;

III – aplicação do Título III da Resolução Normativa nº 1.030, de 26 de julho de 2022, no que se refere ao despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa;

IV – atendimento às Portarias do MME nº 41, de 26 de fevereiro de 2015; nº 15, de 20 de janeiro de 2016; nº 179, de 11 de maio de 2016; nº 180, de 11 de maio de 2016; nº 492, de 19 de dezembro de 2017; e nº 406, de 6 de novembro de 2020;

V – despacho excepcional e temporário de usinas termelétricas para o atendimento a circuitos elétricos em condições operativas de ilhamento; e

VI – inflexibilidade.”

Art. 2º O disposto nesta Resolução se aplica às operações de contabilização de energia a partir de janeiro de 2021.

Parágrafo único. A CCEE deverá proceder às recontabilizações necessárias para dar cumprimento ao disposto nesta Resolução.

Art. 3º O ONS e a CCEE deverão encaminhar, em prazo de até 90 (noventa) dias, propostas de ajustes aos Procedimentos de Rede e às Regras de Comercialização em atenção ao que dispõe esta Resolução.

Art. 4º Esta Resolução entra em vigor em 1º de Janeiro de 2023.

DESPACHO Nº 3.476, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo no 48500.001776/2021-75, decide conhecer e, no mérito, dar parcial provimento ao Recurso Administrativo interposto pela Energisa Tocantins Distribuidora de Energia S.A ETO cadastrada sob CNPJ nº 25.086.034/0001-71 em face ao Auto de Infração n. 0013/2021 - SFE, lavrado pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE, reduzindo o valor da penalidade de multa para R\$ 2.439.434,22 (dois milhões quatrocentos e trinta e nove mil quatrocentos e trinta e quatro reais e vinte e dois centavos).

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.498, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo 48500.007743/2022-10, decide: (i) aprovar o Plano de Transferência apresentado pela Enel Distribuição Goiás - CNPJ nº 01.543.032/0001-04 para a Equatorial Participações e Investimentos S.A. - CNPJ nº 38.419.702/0001-87, nos termos da Subcláusula Oitava da Cláusula Décima Segunda do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 63/2000-ANEEL, como alternativa à extinção da concessão, observado o afastamento do art. 9º do Anexo VIII da REN nº 948, de 2021, pelo período de 3 (três) anos (2023, 2024 e 2025), exclusivamente quanto à abertura de processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão em caso de eventual descumprimento do DECI ou do FECi ou do critério de eficiência com relação à gestão econômico-financeira e a aplicação de fiscalização com o caráter orientativo no primeiro ano (2023) após a assinatura do aditivo ao Contrato de Concessão, assegurada a aplicação de penalidades nos casos de descumprimento de determinações feitas pela Diretoria da ANEEL; e (ii) anuir previamente à transferência de controle da Enel Distribuição Goiás - CNPJ nº 01.543.032/0001-04, que passará a ser detido diretamente pela Equatorial Participações e Investimentos S.A CNPJ nº 38.419.702/0001-87, sendo o prazo para implementação da operação de até 120 (cento e vinte) dias a contar da data de publicação desse Despacho, e a Concessionária deverá enviar à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL cópia autenticada dos documentos comprobatórios da formalização da operação no prazo de até 30 (trinta) dias a contar da data de sua efetivação.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.499, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.005614/2022-97, decide por conhecer e, no mérito, dar provimento ao pedido de Medida Cautelar interposto pela empresa Barra Bonita Óleo e Gás Ltda, CNPJ 22.881.417/0001-43, no sentido de não reter receitas com vistas ao pagamento das penalidades por atraso na entrada em operação comercial da Usina Termelétrica - UTE Barra Bonita I, no âmbito da subcláusula 7.10 do Contrato de Energia de Reserva nº 450/2021, até primeira decisão administrativa da Diretoria da ANEEL quanto à análise de excludente de responsabilidade pelo atraso na implantação da usina.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.505, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do processo 48500.007914/2022-19, decide conhecer e, no mérito, dar provimento ao pedido de Medida Cautelar interposto pela Hidrelétrica Santa Branca S.A. cadastrada sob CNPJ nº 19.322.873/0001-49, no sentido de suspender as obrigações decorrentes do Contrato de Concessão nº 17/2016-MME-UHE Santa Branca e dos Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado CCEARS; e dar conhecimento desta decisão às Superintendências de Concessões e Autorizações de Geração - SCG, de Regulação dos Serviços de Geração - SRG, de Fiscalização dos Serviços de Geração - SFG e de Regulação Econômica e Estudos do Mercado - SRM para continuidade da análise do mérito do pleito de rescisão contratual amigável.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.508, DE 6 DE DEZEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta do processo 48500.004130/2021-40, decide autorizar a celebração do Primeiro Termo Aditivo ao Contrato nº 032/2021, a ser assinado com a empresa Dell Computadores do Brasil Ltda. - CNPJ nº 72.381.189/0001-10, com vistas a (i) prorrogar o prazo de vigência do contrato por 12 (doze) meses; (ii) inserir cláusula de rescisão contratual, a qualquer tempo, mediante aviso prévio de 60 (sessenta) dias e (iii) alterar o CNPJ da contratação, permanecendo inalterado o valor contratual de R\$ 2.511.681,22 (dois milhões, quinhentos e onze mil, seiscentos e oitenta e um reais e vinte e dois centavos).

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

DESPACHO Nº 3.517, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista o que consta nos Processos nº 48500.005500/2021-66, 48500.005526/2021-12, 48500.005527/2021-59 e 48500.005501/2021-19, decide conhecer e, no mérito, negar provimento ao pedido de efeito suspensivo interposto por SPE EPP II e Centrais Elétricas e SPE 2 Itaguaí Energia Ltda., em face do Despacho n. 2.966, de 18 de outubro de 2022.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

SECRETARIA EXECUTIVA DE LEILÕES**DESPACHO Nº 3.518, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2022**

O PRESIDENTE DA COMISSÃO ESPECIAL DE LICITAÇÃO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições conferidas pela Portaria nº 286, de 19 de setembro de 2022, considerando o que consta do Processo nº 48500.005935/2022-91 e com fundamento na Nota Técnica nº 59/2022-CEL/ANEEL, de 7 de dezembro de 2022, decide indeferir o pedido de prorrogação do prazo para aporte de Garantia de Fiel Cumprimento no Leilão nº 8/2022-ANEEL (LRCE), apresentado pela Global Participações em Energia S.A., inscrita no CNPJ sob o nº 07.701.564/0001-09.

ANDRÉ PATRUS AYRES PIMENTA

SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO**DESPACHO Nº 3.519, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2022**

Processo nº Listados no Anexo I Interessado: Listados no Anexo I Decisão: alterar as características técnicas e o sistema de transmissão de interesse restrito das EOL Ventos de Santa Tereza 01, 02, 03, 04, 05, 13 e 14. A íntegra deste Despacho e seus Anexos constam dos autos e estarão disponíveis em <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente**SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO****DESPACHOS DE 8 DE DEZEMBRO DE 2022**

Decisão: Liberar as unidades geradoras para início de operação a partir de 9 de dezembro de 2022.

Nº 3.520 - Processo nº: 48500.000685/2020-31. Interessados: Usina de Energia Fotovoltaica de Coromandel S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: UFV Coromandel 1. Unidades Geradoras: UG1 a UG9, de 3.333,33 kW cada. Localização: Município de Coromandel, no estado de Minas Gerais.

Nº 3.521 - Processo nº: 48500.000192/2015-34. Interessados: Eólica Ouro Branco 1 S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Ouro Branco 1. Unidades Geradoras: UG4 a UG6 e UG8, de 4.500,00 kW cada. Localização: Município de Poção, no estado de Pernambuco.

Nº 3.522 - Processo nº: 48500.000655/2020-25. Interessados: Oitis 6 Energia Renovável S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Oitis 6. Unidades Geradoras: UG9, de 5.500,00 kW. Localização: Município de Dom Inocêncio, no estado do Piauí.

Nº 3.523 - Processo nº: 48500.002351/2020-01. Interessados: Ventos de Santa Justina Energias Renováveis S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Ventos de São Januário 18. Unidades Geradoras: UG15, de 4.500,00 kW. Localização: Município de Morro do Chapéu, no estado da Bahia.

Nº 3.524 - Processo nº: 48500.002352/2020-47. Interessados: Ventos de São Julio I Energias Renováveis S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: EOL Ventos de São Januário 17. Unidades Geradoras: UG1 a UG8, de 4.500,00 kW cada. Localização: Município de Morro do Chapéu, no estado da Bahia.

Nº 3.525 - Processo nº: 48500.004017/2020-83. Interessados: Jandaíra III Energias Renováveis S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: EOL Jandaíra III. Unidades Geradoras: UG3, de 3.465,00 kW. Localização: Município de Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte.

Nº 3.526 - Processo nº: 48500.000668/2020-02. Interessados: Enel Green Power São Gonçalo 18 S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: UFV São Gonçalo 18. Unidades Geradoras: UG21 a UG24, de 1.793,00 kW cada. Localização: Município de São Gonçalo do Gurgueia, no estado do Piauí.

Nº 3.528 - Processo nº: 48500.004385/2014-83. Interessados: Central Geradora Solar Cruzeiro S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: UFV Caldeirão Grande II. Unidades Geradoras: UG3 e UG4, de 3.437,00 kW cada. Localização: Município de Caldeirão Grande do Piauí no estado do Piauí.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em <https://biblioteca.aneel.gov.br/>.

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR
Superintendente**SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO
ECONÔMICA E ESTUDOS DO MERCADO****DESPACHO Nº 3.527, DE 8 DE DEZEMBRO DE 2022**

O SUPERINTENDENTE DE REGULAÇÃO ECONÔMICA E ESTUDOS DO MERCADO DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso das atribuições conferidas pelo artigo 1º, inciso V, da Portaria ANEEL nº 3.925, de 29 de março de 2016, considerando o disposto na Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, no Decreto no 5.163, de 30 de julho de 2004, nas Resoluções Normativas nº 1.009, de 22 de março de 2022, e o que consta do Processo nº 48500.005226/2009-39, decide homologar o 6º Termo Aditivo ao Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor - CCESUP nº 80800.0009381/2019 celebrado entre a compradora (unidade suprida) Cooperativa de Eletrificação e Desenvolvimento Rural da Região de Novo Horizonte - CERNHE, CNPJ 53.176.038/0001-86, e a vendedora (unidade supridora) Energisa Sul Sudeste - Distribuidora de Energia S.A. (ESS), CNPJ 07.282.377/0001-20, na modalidade de contratação com tarifa regulada do atual agente supridor, nos montantes definidos abaixo.

MÊS/Ucs	MONTANTES DE ENERGIA CONTRATADOS PARA O ANO DE 2022 (MWh)					TOTAL
	9/4051568-6	9/4077021-6	9/4056889-1	9/4076012-6	9/2607202-5	
Janeiro	479,992	7,656	678,239	89,886	168,466	1.424,239
Fevereiro	467,974	7,247	648,478	82,853	146,043	1.352,595
Março	513,753	8,824	819,318	98,309	155,822	1.596,025
Abril	633,783	8,109	771,117	93,172	114,857	1.624,038
Mai	596,679	6,753	501,490	75,054	81,541	1.261,517
Junho	618,189	7,487	459,779	79,468	86,649	1.251,572
Julho	1.154,992	7,528	531,481	110,418	135,380	1.939,799
Agosto	1.130,994	6,949	437,633	120,017	139,814	1.835,406
Setembro	658,033	6,747	407,636	111,437	139,851	1.323,703
Outubro	674,840	10,764	953,564	126,374	236,852	2.002,394
Novembro	682,981	8,738	830,975	100,405	123,773	1.746,871
Dezembro	412,924	6,586	583,470	77,326	144,926	1.225,233
TOTAL	8.025,134	93,389	7.623,179	1.164,718	1.673,972	18.580,392

MONTANTES DE ENERGIA CONTRATADOS PARA OS ANOS DE 2023 A 2027	
ANO	ENERGIA (MWh)
2023	18.580,392
2024	11.171,386
2025	11.171,386
2026	11.171,386
2027	11.171,386

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ

