

DOU
Diário Oficial da União
28.jul.22



Ministério de Minas e Energia

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

PORTARIA Nº 1.520/SPE/MME, DE 26 DE JULHO 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 I, da Portaria MME nº 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 6º do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, e no art. 4º da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, resolve:

Processo nº 48500.005647/2022-37. Interessada: Argo III Transmissão de Energia S.A., inscrita no CNPJ sob o nº 27.847.022/0001-48. Objeto: Aprovar o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI do projeto de reforços em instalação de transmissão de energia elétrica, objeto do Despacho ANEEL nº 686, de 11 de março de 2022, de titularidade da interessada. A íntegra desta Portaria consta nos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/reidi-repene-1>.

JOSÉ GUILHERME DE LARA RESENDE

PORTARIA Nº 1.521/SPE/MME, DE 26 DE JULHO 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 I, da Portaria MME nº 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 6º do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, e no art. 4º da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, resolve:

Processo nº 48500.005679/2022-32. Interessada: Furnas Centrais Elétricas S.A., inscrita no CNPJ sob o nº 23.274.194/0001-19. Objeto: Aprovar o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI do projeto de reforços em instalação de transmissão de energia elétrica, objeto do Despacho ANEEL nº 716, de 17 de março de 2022, de titularidade da interessada. A íntegra desta Portaria consta nos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/reidi-repene-1>.

JOSÉ GUILHERME DE LARA RESENDE

PORTARIA Nº 1.522/SPE/MME, DE 27 DE JULHO 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 I, da Portaria MME nº 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 6º do Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, e no art. 4º da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018, resolve:

Processo nº 48500.005012/2022-30. Interessada: CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista, inscrita no CNPJ sob o nº 02.998.611/0001-04. Objeto: Aprovar o enquadramento no Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI do projeto de reforços em instalações de transmissão de energia elétrica, objeto da Resolução Autorizativa ANEEL nº 11.536, de 5 de abril de 2022, de titularidade da interessada. A íntegra desta Portaria consta nos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/reidi-repene-1>.

JOSÉ GUILHERME DE LARA RESENDE

PORTARIA Nº 1.523/SPE/MME, DE 27 DE JULHO 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 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 4º do Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016, no art. 5º da Portaria MME nº 245, de 27 de junho de 2017, e o que consta do Processo nº 48340.001931/2022-14, resolve que o segundo parágrafo da Portaria nº 749/SPE/MME, de 18 de junho de 2021, passa a vigorar com a seguinte alteração:

"Processo nº 48340.001652/2021-70. Interessada: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, inscrita no CNPJ sob o nº 08.467.115/0001-00. Objeto: Aprovar como prioritário, na forma do art. 2º, § 1º, inciso III, do Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016, o projeto de investimento em infraestrutura de distribuição de energia elétrica (2020 e 2021) que compreende a expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica, não incluídos os investimentos em obras do Programa "LUZ PARA TODOS" ou com participação financeira de terceiros, constantes do Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD de referência, apresentado à ANEEL no Ano Base (A) de 2021, de titularidade da interessada, para os fins do art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011. A íntegra desta Portaria consta nos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/projetos-prioritarios-1>."

JOSÉ GUILHERME DE LARA RESENDE

PORTARIA Nº 1.524/SPE/MME, DE 27 DE JULHO 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 281, de 29 de junho de 2016, tendo em vista o disposto no art. 4º do Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016, e no art. 5º da Portaria MME nº 245, de 27 de junho de 2017, resolve:

Processo nº 48340.001931/2022-14. Interessada: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, inscrita no CNPJ sob o nº 08.467.115/0001-00. Objeto: Aprovar como prioritário, na forma do art. 2º, § 1º, inciso III, do Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016, o projeto de investimento em infraestrutura de distribuição de energia elétrica (2022) que compreende a expansão, renovação ou melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica, não incluídos os investimentos em obras do Programa "LUZ PARA TODOS" ou com participação financeira de terceiros, constantes do Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD de referência, apresentado à ANEEL no Ano Base (A) de 2022, de titularidade da interessada, para os fins do art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011. A íntegra desta Portaria consta nos autos e encontra-se disponível no endereço eletrônico <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/secretaria-executiva/projetos-prioritarios-1>.

JOSÉ GUILHERME DE LARA RESENDE

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 12.255, DE 5 DE JULHO DE 2022

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

Processo: 48500.001684/2022-76. Interessada: Usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Objeto: Extensão do prazo de outorga dos empreendimentos hidrelétricos, participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, alterada pela Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

RESOLUÇÕES AUTORIZATIVAS DE 26 DE JULHO DE 2022

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

Nº 12.309. Processo nº: 48500.000078/2020-71. Interessado: Usina de Energia Fotovoltaica Janaúba A Ltda. Objeto: Transfere para Usina de Energia Fotovoltaica Janaúba A Ltda. a autorização da Central Geradora Fotovoltaica - UFV Janaúba VLT I, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.044464-2.01, localizada no município de Janaúba, estado de Minas Gerais.

Nº 12.310. Processo nº: 48500.000077/2020-27. Interessado: Usina Fotovoltaica Janaúba B Ltda. Objeto: Transfere para Usina Fotovoltaica Janaúba B Ltda. a autorização da Central Geradora Fotovoltaica - UFV Janaúba VLT II, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG nº UFV.RS.MG.044465-0.01, localizada no município de Janaúba, estado de Minas Gerais.

Nº 12.311. Processo nº: 48500.000076/2020-82. Interessado: Usina Fotovoltaica Janaúba C Ltda. Objeto: Transfere para Usina Fotovoltaica Janaúba C Ltda. a autorização da Central Geradora Fotovoltaica - UFV Janaúba VLT III, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.044466-9.01, localizada no município de Janaúba, estado de Minas Gerais.

Nº 12.312. Processo nº: 48500.000075/2020-38. Interessado: Usina Fotovoltaica Janaúba D Ltda. Objeto: Transfere para Usina Fotovoltaica Janaúba D Ltda. a autorização da Central Geradora Fotovoltaica - UFV Janaúba VLT IV, cadastrada sob o Código Único de Empreendimentos de Geração - CEG UFV.RS.MG.044467-7.01, localizada no município de Janaúba, estado de Minas Gerais.

As íntegras destas Resoluções constam dos autos e encontram-se disponíveis no endereço eletrônico biblioteca.aneel.gov.br.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 12.314, DE 26 DE JULHO DE 2022

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

Processo: 48500.006039/2022-40. Interessada: SSP Transmissora de Energia S.A. Objeto: Declarar de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da SSP Transmissora de Energia S.A., a área de terra necessária à passagem da Linha de Transmissão Venda das Pedras - Sete Pontes C1 e C2, circuito duplo, 345 kV, com aproximadamente 38,82 km (trinta e oito vírgula oitenta e dois quilômetros) de extensão, que interligará a SE Venda das Pedras à SE Sete Pontes, localizada nos municípios de São Gonçalo, Itaboraí e Tanguá, estado do Rio de Janeiro. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 12.315, DE 26 DE JULHO DE 2022

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

Processo: 48500.000236/2022-55. Interessada: Copel Distribuição S.A. Objeto: Alterar, a pedido, o Anexo da Resolução Autorizativa nº 11.063, de 25 de janeiro de 2022, que declarou de utilidade pública, para desapropriação, em favor da Copel Distribuição S.A., a área de terra necessária à implantação da Subestação 34,5 kV Farol, localizada no estado de Paraná. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

RESOLUÇÃO AUTORIZATIVA Nº 12.316, DE 26 DE JULHO DE 2022

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

Processo: 48500.005475/2021-11. Interessada: EDP Transmissão Norte S.A. Objeto: Alterar, a pedido, o Anexo I da Resolução Autorizativa nº 10.916, de 23 de novembro de 2021, que declarou de utilidade pública, para instituição de servidão administrativa, em favor da EDP Transmissão Norte S.A., a área de terra necessária à passagem da Linha de Transmissão 230 kV Abunã - Rio Branco I C3, localizada nos municípios de Rio Branco, Senador Guiomard, Plácido de Castro e Acrelândia, no estado do Acre e Porto Velho, no estado de Rondônia, e do trecho de Linha de Transmissão que perfaz o seccionamento da LT 230 kV Abunã - Rio Branco I C2, na SE Tucumã, localizada no estado do Acre. A íntegra desta Resolução e seu Anexo constam dos autos e estão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES



RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.027, DE 19 DE JULHO DE 2022

Estabelece os requisitos e procedimentos necessários à prorrogação das concessões de Uso do Bem Público, à modificação do regime de exploração das concessões de aproveitamentos hidrelétricos destinado a Serviço Público, ao mapeamento dos bens imóveis vinculados à concessões de usinas hidrelétricas, ao cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, à metodologia de cálculo do valor do pagamento pelo Uso de Bem Público e ao cálculo e recolhimento da Compensação Financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e Royalties de Itaipu.

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, na Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, na Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 3.739, de 31 de janeiro de 2001, no Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, no Decreto nº 4.932, de 23 de dezembro de 2003, no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, no Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, no Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012, no Decreto nº 9.158, de 21 de setembro de 2017 e o que consta no Processo nº 48500.006131/2021-29, resolve:

CAPÍTULO I
DO OBJETO

Art. 1º Estabelecer os requisitos e procedimentos necessários à prorrogação das concessões de Uso do Bem Público, à modificação do regime de exploração das concessões de aproveitamentos hidrelétricos destinado a Serviço Público, ao mapeamento dos bens imóveis vinculados à concessões de usinas hidrelétricas, ao cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, à metodologia de cálculo do valor do pagamento pelo Uso de Bem Público e ao cálculo e recolhimento da Compensação Financeira pela utilização de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e Royalties de Itaipu.

CAPÍTULO II

DA MODIFICAÇÃO DO REGIME DE EXPLORAÇÃO DAS CONCESSÕES DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DESTINADA A SERVIÇO PÚBLICO

Art. 2º Este capítulo estabelece os requisitos e critérios para modificação do regime de exploração das concessões de aproveitamentos hidrelétricos para geração de energia elétrica destinada a serviço público, nos termos dos §§ 3º, 4º e 5º, art. 20 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, com a redação dada pelas Leis nº 11.488, de 15 de junho de 2007 e nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

Art. 3º A concessão de aproveitamento hidrelétrico para geração de energia elétrica destinada a serviço público com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 50.000 kW poderá ter o regime de exploração modificado para produção independente caso cumpra ao menos um dos seguintes requisitos:

I - seja resultante de separação das atividades de distribuição e de geração de que trata o art. 20 da Lei nº 10.848, de 2004;

II - seja resultante de separação das atividades de distribuição e de geração promovida anteriormente ao comando legal mencionado no inciso anterior;

III - tenha sido outorgada após 5 de outubro de 1988.

Art. 4º A concessionária interessada deverá requerer, individualmente por aproveitamento hidrelétrico ou em conjunto, a modificação do regime de exploração das concessões de que é titular à Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração - SCG da ANEEL, mediante o encaminhamento da seguinte documentação (original ou cópia autenticada na forma da Lei):

I - Documentos comprobatórios de regularidade fiscal:

a) Certidão negativa de débito da Previdência Social (CND) ou certidão positiva com efeitos de negativa da Previdência Social (CND/EN);

b) Certificado de regularidade do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS);

c) Certidão conjunta negativa de débitos relativos aos tributos federais e à dívida ativa da União ou certidão conjunta positiva com efeitos de negativa de débitos relativos aos tributos federais e à dívida ativa da União;

d) Certidão negativa, ou certidão positiva com efeitos de negativa de regularidade fiscal para com a Fazenda Estadual/Distrital, inclusive quanto à dívida ativa; e

e) Certidão de regularidade fiscal para com a Fazenda Municipal.

II - Relatório técnico, quando for o caso, demonstrando que o aproveitamento hidrelétrico atende aos critérios para enquadramento na condição de pequena central hidrelétrica, estabelecidos em regulamentação específica.

Parágrafo único. Adicionalmente à análise da regularidade fiscal, será também examinada a situação da concessionária quanto ao adimplemento em relação ao recolhimento ou pagamento dos encargos e obrigações setoriais.

Art. 5º A modificação do regime de exploração da concessão obrigará a concessionária ao pagamento pelo uso de bem público, durante cinco anos, limitados ao prazo remanescente da concessão original, contados da assinatura do respectivo contrato de concessão de uso de bem público, cujo valor anual será calculado pela ANEEL da seguinte forma:

$$VPA = VP * GF * VR * 8760 / 100$$

onde:

VPA = valor do pagamento anual pelo uso de bem público;

VP = valor percentual a ser aplicado sobre a receita anual estimada do aproveitamento hidrelétrico, igual a 2,5%;

GF = garantia física do aproveitamento hidrelétrico, em MW médio, definida pelo poder concedente, e na ausência desta, o valor obtido do produto entre a potência instalada e o fator de capacidade igual a 0,55;

VR = Valor Anual de Referência, em R\$/MWh, em vigor na data de publicação do ato administrativo que aprovar a modificação do regime de exploração da concessão.

§ 1º A concessionária recolherá à União parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) do valor do pagamento anual, na forma indicada pela ANEEL.

§ 2º O valor do pagamento anual pelo uso de bem público calculado na forma estabelecida no caput será atualizado anualmente ou com a periodicidade que a legislação permitir, utilizando-se o Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, da Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE ou, em caso de sua extinção, o índice que vier a ser definido pelo Poder Concedente para sucedê-lo, de acordo com a seguinte fórmula:

$$VPA_k = VPA_0 * (IPCA - Mk / IPCA - M0),$$

onde,

VPA_k = valor do pagamento anual pelo uso de bem público para o ano

k;

VPA₀ = valor do pagamento anual pelo uso de bem público calculado conforme descrito no

caput;

IPCA-Mk = valor do IPCA relativo ao mês anterior ao da data da atualização em processamento;

IPCA-M0 = valor do IPCA relativo ao mês anterior ao da data de publicação do ato administrativo que aprovou a modificação do regime de exploração da concessão.

Art. 6º Aplica-se o disposto nos §§ 1º a 8º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, bem como as regras de comercialização a que estão submetidas as fontes alternativas de energia, ao aproveitamento hidrelétrico que,

tendo modificado o regime de exploração para produção independente, atenda aos critérios para enquadramento na condição de pequena central hidrelétrica definidos em regulamentação específica.

Parágrafo único. A isenção de que trata o § 4º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, somente será concedida ao aproveitamento hidrelétrico que tenha iniciado sua operação comercial após 27 de maio de 1998.

Art. 7º Aplica-se o disposto no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/96 ao aproveitamento hidrelétrico que, tendo modificado o regime de exploração para produção independente, não atenda aos critérios para enquadramento na condição de pequena central hidrelétrica definidos em regulamentação específica.

Art. 8º A concessionária que modificar o regime de exploração da concessão na forma desta Resolução ficará desobrigada de aplicar recursos no Programa de Pesquisa e Desenvolvimento do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, na parcela da receita relativa ao aproveitamento hidrelétrico que teve o regime de exploração modificado, caso este atenda aos critérios para enquadramento na condição de pequena central hidrelétrica, definidos em regulamentação específica.

Art. 9º A concessionária que houver celebrado, com agente de distribuição, contrato de compra e venda de energia elétrica na modalidade geração distribuída por chamada pública, contrato bilateral anterior à Lei nº 10.848, de 2004, ou Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR em que é possível identificar o empreendimento que confere lastro ao agente vendedor, terá a modificação do regime de exploração condicionada à celebração de termo aditivo contratual de forma a prever a aplicação de desconto na fatura de energia equivalente ao desconto obtido na TUSDg, enquanto vigorar o contrato.

Art. 10. Para os contratos mencionados no art. 9º que permitem a alteração das condições contratuais em função de desequilíbrio econômico e financeiro decorrente da Política Energética Nacional, as partes deverão submeter à homologação da ANEEL proposta de alteração do preço da energia, de forma a refletir na modicidade tarifária todos os efeitos econômicos decorrentes da alteração do regime de exploração da concessão.

Art. 11. Os termos aditivos contratuais resultantes das alterações a que aludem os arts. 9º e 10 deverão, conforme o caso, ser homologados ou registrados pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 783, de 26 de setembro de 2017, ou regulamentação superveniente.

Art. 12. A modificação do regime de exploração da concessão requererá os ajustes no respectivo ato de outorga, conforme estabelecido na legislação de regência.

Art. 13. O disposto neste Capítulo aplica-se, inclusive, aos requerimentos de modificação do regime de exploração formulados com base nos §§ 3º e 4º do art. 20 da Lei nº 10.848, de 2004, e ainda em tramitação na ANEEL e/ou MME, devendo as respectivas concessionárias complementar e/ou atualizar, se for o caso, a documentação referida nos incisos I e II do art. 4º deste regulamento.

CAPÍTULO III

DOS PROCEDIMENTOS O MAPEAMENTO DOS BENS IMÓVEIS E DAS ÁREAS VINCULADAS À CONCESSÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS

Art. 14. Este capítulo estabelece os procedimentos para o mapeamento dos bens imóveis e das áreas vinculados à concessão de usinas hidrelétricas.

§ 1º Para efeito desta resolução, consideram-se bens imóveis vinculados à concessão as estruturas civis que caracterizam o aproveitamento hidrelétrico, tais como barramento/vertedouro, tomada d'água, circuito de adução, casa de força, canal de fuga e subestação.

§ 2º Para efeito desta resolução, consideram-se áreas vinculadas à concessão as áreas não necessariamente pertencentes à concessão, mas de interesse à gestão do aproveitamento hidrelétrico, tal como área de proteção permanente que exceda os limites físicos da concessão.

Art. 15. Os levantamentos para a caracterização dos bens imóveis e das áreas vinculados à concessão devem ser realizados em conformidade com as instruções constantes do ANEXO I.

Parágrafo único. A concessionária deverá manter arquivado, disponível a qualquer tempo para consulta da ANEEL, todos os relatórios técnicos, documentos, dados e estudos que comprovem que os levantamentos foram realizados como requerido e estão em conformidade com as normas técnicas específicas.

Art. 16. A concessionária deverá produzir arquivos vetoriais georreferenciados do polígono definidor da área de concessão, abrangendo o reservatório e as principais estruturas, contendo os valores das coordenadas plano-retangulares E (Este) e N (Norte) dos vértices dos polígonos na projeção Universal Transversa de Mercator - UTM, em relação ao Meridiano de Referência - MR, adotado, azimutes e distâncias entre vértices.

Parágrafo único. Deverão ser produzidos arquivos vetoriais georreferenciados individualizados para canteiro de obras/área industrial; barramento/vertedouro; circuito de adução e tomada d'água; casa de força e canal de fuga; subestação; áreas cedidas para terceiros; área do reservatório, nos níveis máximo normal e máximo maximum; área de proteção permanente; e área declarada de utilidade pública.

Art. 17. As concessionárias deverão encaminhar à ANEEL as informações constantes do ANEXO II em até doze meses contados da entrada em operação comercial da primeira unidade geradora.

Parágrafo único. As concessionárias deverão atualizar os arquivos e encaminhá-los à ANEEL sempre que houver qualquer alteração na área de concessão, inclusive por ampliação, aquisição de novos terrenos, desvinculação ou cessão de uso anuída pela ANEEL.

Art. 18. A ANEEL poderá solicitar outros dados e informações necessários à complementação daqueles já exigidos.

CAPÍTULO IV

DO PAGAMENTO PELO USO DE BEM PÚBLICO

Art. 19. Este capítulo estabelece a metodologia para cálculo do valor do pagamento pelo Uso de Bem Público - UBP, para prorrogação da outorga dos aproveitamentos hidrelétricos alcançados pelo art. 2º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, nos termos do art. 2º do Decreto nº 9.158, de 21 de setembro de 2017.

Art. 20. Para a prorrogação das outorgas de concessão ou autorização de que trata o art. 20, o valor anual do UBP, em reais, será calculado pela ANEEL, de acordo com a seguinte fórmula:

$$UBP = \text{Mínimo} \left[\text{Máximo} \left[\frac{(R_{Ref} - C_{Ref})}{2}; (1\% \times R_{Ref}) \right]; PLD_{min} \times 0,9GF \times 8760 \right]$$

$$VPA_0 = \frac{UBP \times Pop}{Pro}$$

Sendo:

$$R_{Ref} = Pr_{Ref} \times 0,9GF \times 8760$$

$$C_{Ref} = GAG_{OBM} + GAG_{Methoria} + Encargo$$

$$GAG_{OBM} = (e^{12,55518} \times Pop^{0,74118} \times FC^{0,36419}) \times 1,15$$

$$GAG_{Methoria} = (e^{12,55518} \times Pop^{0,74118} \times FC^{0,36419}) \times 2,021$$

$$Encargo = Encargos \text{ de Uso e de Conexão} + TFSE$$



Onde:

UBP – Uso do Bem Público, em R\$/ano;
 R_{ref} – Receita de Referência, em R\$/ano;
 C_{ref} – Custo Total de Referência, em R\$/ano;
 PLD_{min} – Limite mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD estabelecido pela ANEEL, em R\$/MWh;
 GF – Garantia física do aproveitamento hidrelétrico definida pelo Poder Concedente, em MW médios;
 VPA₀ – Valor-base do pagamento anual pelo UBP, em R\$/ano;
 Pop – Prazo da outorga prorrogada (30 anos), em anos;
 Pro – Prazo remanescente da outorga, em anos;
 P_{ref} – Preço de Referência da energia não contratada no ACR, em R\$/MWh;
 GAG_{o&m} – Custo de Referência da Gestão dos Ativos de Geração, em R\$/ano;
 GAG_{Melhoria} – Custo de Referência dos investimentos em Melhorias a serem executadas ao longo da prorrogação, em R\$/ano;
 Encargo – Encargos de Uso e de Conexão dos sistemas de Distribuição ou de Transmissão e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, em R\$/ano;
 Pot – Potência Instalada, em MW; e
 FC – Fator de Capacidade.

§ 1º O Preço de Referência da energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR (P_{ref}) corresponderá ao valor disposto no inciso VI do art. 1º da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 12, de 12 de maio de 2017.

§ 2º As equações relativas ao GAG_{o&m} e ao GAG_{Melhoria} estão referenciadas a julho de 2011.

§ 3º Os valores de que tratam os §§1º e 2º serão atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, até o mês anterior ao cálculo do valor anual do UBP.

§ 4º Para empreendimentos sem Contrato de Uso ao Sistema de Distribuição ou Transmissão celebrado, o Encargo de Uso será estimado:

I.- com base na tarifa de aplicação da barra mais próxima geograficamente, no caso da presença de ativos em tensão acima ou igual a 230 kV; ou

II.- com base na tarifa de aplicação do respectivo subgrupo tarifário da distribuidora que atende o município onde encontra-se o empreendimento no caso da presença de ativos em tensão igual ou inferior a 138 kV; e

III.- com base na potência instalada constante da outorga do aproveitamento hidrelétrico.

§ 5º Caso o aproveitamento hidrelétrico não disponha de Garantia Física definida pelo Poder Concedente, será considerado o valor obtido do produto entre a potência instalada e o fator de capacidade igual a 0,55.

Art. 21. O valor anual do UBP a ser pago à União deverá ser atualizado pela ANEEL para data-base de início de pagamento e, posteriormente, a cada doze meses.

Parágrafo único. A atualização de que trata o caput deverá ser realizada por meio da aplicação da variação do IPCA, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, de acordo com a seguinte fórmula:

$$VPA_x = VPA_0 \times \left(\frac{IPCA_x}{IPCA_0} \right)$$

Onde:

VPA_x = Valor do pagamento anual pelo UBP para o ano x;
 VPA₀ = Valor do pagamento anual pelo UBP calculado conforme o art. 2º desta Resolução;
 IPCA_x = Valor do IPCA relativo ao mês anterior à data da atualização em processamento; e
 IPCA₀ = Valor do IPCA relativo ao mês anterior à data da publicação do ato administrativo que informar ao titular da outorga o valor do UBP aplicável ao caso.

CAPÍTULO V

DA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA PELA UTILIZAÇÃO DE RECURSOS HÍDRICOS

Seção I

Do recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos

Hídricos

Art. 22. Os concessionários e autorizados para a produção de energia hidrelétrica deverão pagar, nos termos da legislação em vigor e desta Resolução, mensalmente, os valores relativos à Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, calculados com base na geração mensal de suas centrais hidrelétricas, observados os casos de isenção estabelecidos em lei.

§ 1º O valor da compensação financeira, para cada central hidrelétrica, será calculado mensalmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$CF = GH \times TAR \times PERC$$

onde:

CF - é o valor da compensação financeira, em um determinado mês, a ser pago por uma central hidrelétrica considerada;

GH - é a energia gerada por uma central hidrelétrica em um determinado

mês;

TAR - é o valor da Tarifa Atualizada de Referência no mês determinado;

PERC - percentual correspondente à Compensação Financeira, estabelecido em

lei.

§ 2º Os concessionários e autorizados deverão realizar os respectivos cálculos da compensação devida, informando à ANEEL, até o dia 20 do mês subsequente ao da geração, os montantes de energia gerada e os valores a serem recolhidos, individualizados por central geradora.

Art. 23. O recolhimento do valor da Compensação Financeira, calculado na forma do artigo anterior, deverá ser efetuado pelos concessionários e autorizados no Banco do Brasil S.A., até cinquenta dias subsequentes ao mês da geração, observando as orientações emitidas pela ANEEL.

Parágrafo único. Os créditos de que trata esta Resolução não pagos na data dos respectivos vencimentos serão acrescidos de juros e multa de mora, calculados nos termos e na forma da legislação aplicável aos tributos federais.

Seção II

Do rateio da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos

Art. 24. A distribuição mensal da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos, para fins de Geração de Energia Elétrica, devida pelas centrais hidrelétricas em operação comercial, e dos Royalties devidos pela Itaipu Binacional ao Governo Brasileiro, estabelecidos pelo Tratado de Itaipu, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios beneficiários, terá o rateio da parcela correspondente aos municípios e da parcela correspondente aos estados e ao Distrito Federal regido pelas disposições desta Seção.

Subseção I

Do repasse por regularização a montante

Art. 25. Nas centrais hidrelétricas beneficiadas por reservatórios regularizadores de montante o acréscimo de energia por eles propiciado será considerado como geração associada, sendo repassada parte da compensação financeira devida por elas aos estados e municípios atingidos por estes reservatórios, na proporção do acréscimo de energia.

§ 1º Existindo mais de um reservatório regularizador a montante, o percentual de repasse referido neste artigo será rateado entre todos eles, inclusive o próprio, na proporção dos respectivos volumes úteis de armazenamento;

§ 2º Os reservatórios ligados por canais ou túneis, operados com níveis praticamente iguais, serão considerados, para fins de regularização, como reservatório único;

§ 3º As casas de máquinas de centrais hidrelétricas ligadas a um mesmo reservatório, considerando inclusive o disposto no parágrafo anterior, terão seus acréscimos de energia oriundos de reservatórios regularizadores a montante calculados com base nas capacidades de vazão turbinada de cada uma.

Subseção II

Do cálculo do acréscimo de energia por regularização a montante

Art. 26. O acréscimo de energia elétrica, relativo aos reservatórios de montante, será obtido por meio de simulações energéticas, considerando a diferença entre o valor da energia produzida pela central hidrelétrica operando a fio d'água, sem regularização a montante, e o valor obtido com a regularização proporcionada pelos reservatórios, utilizando-se séries hidrológicas de vazões naturais.

§ 1º O ganho médio de energia elétrica abrangerá todo o período das séries hidrológicas utilizadas, sendo as simulações processadas em base mensal.

§ 2º As simulações energéticas utilizarão o método de Conti-Varlet, cujo objetivo é reduzir o desvio médio quadrático da vazão a jusante de um reservatório, mantendo-a a mais próxima possível do valor médio.

§ 3º A energia mensal gerada será o produto da vazão média mensal pela queda bruta e pelo rendimento, respeitada a limitação de potência instalada.

§ 4º A queda bruta considerará o nível de montante do reservatório e sua respectiva curva cota-volume e o nível de jusante.

§ 5º A energia mensal gerada pelo conjunto de centrais de uma mesma cascata estará limitada ao valor que maximiza o acréscimo de energia elétrica citada no caput deste artigo.

§ 6º Caso o limite do parágrafo anterior seja superado as energias geradas pelas centrais da cascata deverão ser reduzidas proporcionalmente à parcela de geração de cada central.

Subseção III

Da repartição entre os municípios, estados e o distrito federal

Art. 27. O rateio da Compensação Financeira associada a cada reservatório, incluindo os repasses por regularização de montante, quando for o caso, será feito na proporção das áreas inundadas de cada município, considerando os casos específicos de instalações associadas a casas de máquinas dissociadas dos respectivos reservatórios e de bombeamentos de água para fins energéticos.

Parágrafo único. No caso de central que tenha reservatório dissociado da casa de máquinas ou que se beneficie de bombeamento de água, estando as instalações elevatórias em município distinto daqueles onde se situa o seu reservatório, será adotado o seguinte critério para fixação da proporcionalidade de rateio entre os municípios envolvidos:

I - para o município onde se localiza a casa de máquinas ou as instalações elevatórias de água será atribuída uma fração de numerador unitário e denominador igual ao número de municípios envolvidos pela central hidrelétrica;

II - aos municípios inundados pelo reservatório da central será dedicado o complemento da fração citada no inciso anterior, na proporção de suas áreas inundadas.

Art. 28. Aos estados e ao Distrito Federal corresponderão valores equivalentes às somas dos recursos dedicados aos seus municípios.

Art. 29. A ANEEL publicará os coeficientes de repasse por regularização a montante por central hidrelétrica, para fins do cálculo do rateio da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos e dos Royalties pagos pela Itaipu Binacional, providenciando os respectivos ajustes sempre que houver a implantação de novas centrais ou reservatórios ou, ainda, mudança de outros parâmetros que sejam significativos.

CAPÍTULO VI

DO CÁLCULO DA PARCELA DOS INVESTIMENTOS VINCULADOS A BENS REVERSÍVEIS

Art. 30. Este capítulo estabelece, nos termos do art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012, critérios e procedimentos para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis de aproveitamentos hidrelétricos, ainda não amortizados ou não depreciados, cujas concessões foram prorrogadas ou não, nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

Art. 31. O valor da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, alcançados por este Capítulo, será calculado com base no Valor Novo de Reposição - VNR e considerará a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação até 31 de dezembro de 2012, em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

§ 1º A forma de pagamento da parcela dos investimentos referidos no caput, indenização ou reconhecimento na base tarifária, será definida pelo Poder Concedente, nos termos do §1º do art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012.

§ 2º Nos casos em que o Poder Concedente decidir pelo reconhecimento dos investimentos na base tarifária, a incorporação ocorrerá nos processos tarifários subsequentes.

§ 3º Para as concessões que não foram prorrogadas nos termos da Lei, ou que o início de vigência da prorrogação ocorreu após janeiro de 2013, será considerada a depreciação e a amortização acumuladas a partir da data de entrada em operação da instalação até o termo final da concessão.

Art. 32. Os bens reversíveis de que trata este Capítulo são aqueles utilizados, exclusiva e permanentemente, para produção de energia elétrica, cujos investimentos prudentes foram realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

§ 1º Constituem bens reversíveis o conjunto de itens de infraestrutura comuns à usina, tais como, reservatórios, barragens tomada d'água, condutos, canais, vertedouros, comportas, casa de comando, além dos equipamentos de geração, como turbinas, geradores, transformadores, serviços auxiliares e relacionados ao sistema de transmissão de interesse restrito.

§ 2º Não constituem bens reversíveis, exemplificativamente, os bens administrativos, tais como móveis, utensílios, veículos, terrenos, edificações, urbanização e benfeitorias.

§ 3º Não serão reconhecidos os investimentos constituídos com recursos de Obrigações Especiais, nos termos do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, tais como doações ou aqueles decorrentes de alterações na configuração do sistema elétrico que tenham sido autorizados pela ANEEL nos termos da Resolução Normativa nº 697, de 16 de dezembro de 2015.

Art. 33. As concessionárias alcançadas por este Capítulo deverão manifestar interesse no recebimento do valor complementar relativo à parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, e não indenizados.

§ 1º As concessionárias que não se manifestaram até 1º de agosto de 2021, deverão fazê-lo em até 30 dias da assinatura dos termos aditivos para as prorrogações que venham a ocorrer no futuro ou do final da vigência da concessão que vier a ser relicitada.

§ 2º Os investimentos realizados até a entrada em operação da última unidade geradora do empreendimento deverão ser comprovados mediante a apresentação do:

I - extrato do Projeto Executivo ou "como construído", contendo as informações de materiais, equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, serviços e os desenhos, com abrangência equivalente ao de Projeto Básico;

II - relatório apresentando as diferenças entre o Projeto Básico fornecido nos termos do art.10 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e o Projeto Executivo ou "como construído"; e

III - quantitativos itemizados no modelo do Orçamento Padrão Eletrobrás - OPE referente ao Projeto Executivo ou "como construído".

§ 4º Os investimentos em bens reversíveis realizados e contabilizados após a entrada em operação da última unidade geradora do empreendimento deverão ser comprovados mediante relatório de avaliação a ser elaborado conforme modelo do Anexo III, nos termos do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, e do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE.)



§ 5º Serão consideradas somente as informações protocoladas na ANEEL até as datas de que tratam o caput e o § 1º, excetuadas aquelas eventualmente requeridas pela ANEEL.

§ 6º A apresentação da documentação relacionada nos incisos deste artigo não isenta a concessionária de ações de fiscalização da ANEEL.

§ 7º A concessionária deverá contratar uma empresa credenciada junto à ANEEL para elaboração do relatório de avaliação de que trata o §3º.

§ 8º A concessionária responde solidariamente, na esfera administrativa ou judicial, por qualquer erro ou dano decorrente das informações fornecidas, inclusive no banco de preços.

§ 9º Para fins de fiscalização, a ANEEL poderá solicitar laudos, perícias e documentação complementar não especificadas neste regulamento.

Art. 34. Para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados de que trata o §2º do art. 33, será utilizada a mesma base de referência de custos unitários prevista no § 1º do art. 10 do Decreto nº 7.805, de 2012.

Art. 35. A valoração de bens reversíveis de que trata o §3º do art. 33 será realizada prioritariamente a partir de banco de preços referenciais, seguido pelo banco de preços da concessionária ou, em última hipótese, do custo contábil fiscalizado.

§ 1º Na hipótese de avaliação pelo banco de preços da concessionária, este será formado a partir de informações de todas as compras efetivamente realizadas pela concessionária nos últimos 5 (cinco) anos, podendo retroagir até a data da última aquisição nos casos em que não houver referência no período.)

§ 2º O custo contábil fiscalizado atualizado somente deverá ser utilizado na impossibilidade do emprego de banco de preços referenciais ou do banco de preços da concessionária.

§ 3º Na hipótese de avaliação pelo valor contábil atualizado, a concessionária, juntamente com a empresa credenciada contratada, deverá apresentar, para prévia aprovação da fiscalização da ANEEL, relatório com a relação desses bens e as devidas justificativas.

§ 4º Durante o processo de fiscalização, caso fique comprovado que a concessionária dispunha de meios que permitiriam a avaliação pelo VNR, poderá a ANEEL determinar a apresentação de novo relatório de avaliação.

§ 5º Os valores resultantes do processo de avaliação poderão sofrer ajustes pela fiscalização da ANEEL, que poderá utilizar-se da comparação de ativos, cujas especificações sejam equivalentes, entre concessionárias para definir novos valores das instalações vinculadas a bens reversíveis, assegurado o direito ao contraditório e ampla defesa.

Art. 36. As concessionárias alcançadas por este Capítulo deverão comprovar a realização dos respectivos investimentos vinculados a bens reversíveis de que trata o art. 32 desta Resolução em até 365 dias, contados do protocolo da manifestação, podendo ser prorrogado por igual período, a critério da ANEEL.

§ 1º Somente serão consideradas as informações protocoladas até a data definida no caput, excetuadas aquelas eventualmente requeridas pela ANEEL.

§ 2º Para fins de fiscalização, a ANEEL poderá solicitar laudos, perícias e documentação complementar não especificados neste regulamento.

§ 3º Os custos comprovadamente realizados para a contratação de inventário e de outros levantamentos requeridos pela ANEEL serão avaliados e considerados no reajuste tarifário subsequente.

§ 4º A apresentação da referida documentação não isenta a concessionária de ações de fiscalização da ANEEL.

CAPÍTULO VII

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 37. Os Anexos desta resolução encontram-se disponíveis no endereço - SGAN - Quadra 603- Módulo I - Brasília-DF, bem como no endereço eletrônico biblioteca.aneel.gov.br.

Art. 38. Ficam revogadas as Resoluções Normativas nº 548, de 7 de maio de 2013; nº 615, de 17 de junho de 2014; nº 808, de 6 de março de 2018; nº 262, de 17 de abril de 2007; nº 467, de 6 de dezembro de 2011; nº 501, de 24 de julho de 2012; nº 859, de 22 de outubro de 2019; nº 596, de 19 de dezembro de 2013, nº 942, de 13 de julho de 2021, e as Resoluções nº 67, de 22 de fevereiro de 2001 e nº 88 de 22 de março de 2001.

Art. 39. Esta Resolução entra em vigor em 1º de agosto de 2022.

CAMILA FIGUEREIDO BONFIM LOPES

ANEXO I

DA ESPECIFICAÇÃO PARA LEVANTAMENTO PLANIMÉTRICO CADASTRAL DE ÁREAS DE CONCESSÃO DE HIDRELÉTRICAS

1. Serão aceitos os levantamentos planimétricos realizados a partir das seguintes modalidades:

a. Levantamento a partir de imagens de satélite ortoretificadas com resolução espacial de até 1m, com escala de interpretação mínima de 1:10.000.

b. Restituição/interpretação a partir de pares estereoscópicos de imagem de satélite. As imagens deverão ter resolução espacial de até 1m, com restituição mínima na escala 1:10.000;

c. Levantamento a partir de fotografias aéreas em escala não inferior 1:30.000 (escala de foto) ou resolução espacial de até 1m (fotos digitais), restituição mínima na escala 1:10.000;

d. Perfilamento a Laser com densidade de pontos e altura de voo compatível com a restituição mínima na escala 1:10.000;

e. Levantamento Topográfico Planimétrico Cadastral na Escala mínima de 1:10.000;

f. Restituição/interpretação a partir de imagens de radar, em escala mínima de 1:10.000.

2. Poderá ser utilizada outra metodologia que resulte em produtos com precisão equivalente, desde que devidamente justificado, apresentando todos os elementos que comprovem a adequação do produto ao requerido no regulamento.

3. Em qualquer uma das modalidades de levantamento, o reservatório deverá estar implantado e deverá estar representado em seu nível máximo normal na base cartográfica gerada.

4. Poderão ser utilizadas imagens de acervo.

5. Para o levantamento do contorno do reservatório no Nível Máximo Maximorum, poderão ser utilizados dados de projeto, desde que haja compatibilidade física com os demais níveis e estruturas que caracterizam o empreendimento e o relevo local.

6. Os produtos deverão atender minimamente às especificações necessárias ao PEC - Padrão de Exatidão Cartográfica Classe B para a escala 1:10.000, no que se refere à planimetria.

7. Os levantamentos de campo deverão ter como Sistema cartográfico o Sistema de Referência Geocêntrico para as Américas - SIRGAS 2000, amarrado aos vértices SAT e RBMC, devendo o material produzido ser apresentado neste referencial. Até 2014 poderá ser utilizado o Sistema Geodésico Sul-americano de 1969 (SAD-69).

8. Os levantamentos devem ser executados segundo a legislação e as normas cartográficas vigentes e as recomendações para levantamento relativo estático do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE.

ANEXO II

DA RELAÇÃO DOS PRODUTOS A SEREM ENTREGUES À ANEEL

1. Deverão ser entregues à ANEEL documentos cartográficos em meio digital georreferenciados nos formatos Esri Shapefile - SHP, ou Geography Markup Language - GML, apresentando as seguintes camadas/arquivos de informações e seus atributos:

Item	Nomenclatura	Especificação	Atributos
Reservatório no nível Máximo Operacional/Normal	RES_NOR	Polígono do reservatório na cota Máximo Operacional/Normal	COTA, NOME, AREA_HA
Reservatório no nível Máximo Maximorum	RES_MMAX	Polígono do reservatório na cota Máximo Maximorum	COTA, NOME, AREA_HA
Área Declarada de Utilidade Pública	DUP	Polígono da Área Declarada de Utilidade Pública	NOME, AREA_HA
Canteiro de Obras e/ou Área Industrial	CO	Polígono da construção	NOME, AREA_HA
Barramento	BARR	Polígono da construção	NOME, AREA_HA
Casa de Força	CF	Polígono da construção	NOME, AREA_HA
Subestação	SUB	Polígono da construção	NOME, AREA_HA
Área de Proteção Permanente	APP	Polígono da Área de Preservação Permanente	NOME, AREA_HA
Área de Cessão de uso para terceiros	AC3	Polígono da Área cedida	NOME, AREA_HA
Outras Estruturas e Áreas Associadas à Geração	OEAAG	Polígono da construção	NOME, AREA_HA
Área Total de Concessão	AC_TOTAL	Polígonos fechados e individualizados representando a envoltória da área de concessão	NOME, AREA_HA

1.1. Definições dos Atributos:

- a.COTA: Valor numérico em metros com no mínimo 2 (duas) casas decimais;
- b.NOME: Texto com denominação da construção ou área identificada; e
- c.AREA_HA: Valor numérico da área em hectares com no mínimo 6 casas decimais.

1.2.Para o formato SHAPEFILE/GML as camadas que têm características semelhantes (Ex: Estruturas: CO, CF e SUB) e mesmo tipo de feição (linha ou polígono) podem ser colocadas em um único arquivo, porém deve ser acrescentado o Atributo CAMADA diferenciando cada tipo de informação com o código de camada listado anteriormente.

1.3.Os produtos deverão utilizar o sistema de coordenadas plano-retangulares na projeção UTM e deverão ser informados o fuso/meridiano central, Datum e o hemisfério de referência.

1.4.Nas ocasiões em que as áreas extrapolarem um fuso UTM, deverão ser entregues arquivos referentes a cada fuso.

1.5.Para o cálculo de áreas, utilizar uma projeção equivalente, que represente a grandeza com maior fidedignidade.

1.6.Em qualquer caso também poderão ser utilizadas coordenadas geodésicas (latitude/longitude).

1.7.Nos dados relacionados ao levantamento planimétrico, a aquisição e produção de imagens e sua respectiva base de dados deverão ser apresentadas de maneira organizada e contextualizada, contemplando as seguintes informações (Metadados):

Serviços/Produtos	Metadados
Imagemamento	Sensores Aerotransportados ou Orbitais
	Tipo de sensor (óptico, radar)
	Histórico/Contextualização/Motivação da Escolha
	Descrição
	Especificações técnicas
Serviços de Campo (Medições, Levantamentos, Reambulação)	Resolução
	Compatibilidade de escala
	Data, e demais informações pertinentes
	Histórico/Contextualização/Disponibilidade
	Trabalhos realizados
Fotogrametria e Perfilamento a Laser	Histórico/Contextualização/Disponibilidade
	Restituição Digital
	Ortoretificação
Tratamento de Dados Espaciais	Trabalhos realizados
	Histórico/Contextualização/Motivação da Escolha



Descrição
Especificações técnicas
Resolução
Compatibilidade de escala
Data, e demais informações pertinentes
Fonte da informação
Acurácia de mapeamento
Processamentos adotados
Procedimentos de verificação de acurácia
Consistência dos produtos finais

2. Deverá ser entregue à ANEEL declaração assinada pelo representante legal da concessionária de que o levantamento planialtimétrico apresentado foi realizado segundo a legislação e as normas cartográficas vigentes, conforme modelo abaixo

DECLARAÇÃO

A(s) empresa(s)[nome da empresa ou das empresas reunidas em consórcio], inscrita(s) sob o(s) CNPJ/MF n., sediada(s) no endereço, por meio de seu(s) representante(s) legal(is), Sr.(a.)... [nome completo do(a) representante legal].....,(nacionalidade)....., inscrito(a) no CPF sob o n., declara(m), que o levantamento planimétrico apresentado à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, bem como os documentos comprobatórios da regularidade das informações prestadas, foi realizado conforme estabelecido na Resolução Normativa nº /2022, que estabelece os procedimentos para o mapeamento das áreas de concessão de usinas hidrelétricas, respeitando a legislação e as normas cartográficas vigentes e que estão arquivados junto a esta Concessionária e, disponíveis à ANEEL, para efeito de garantia jurídica destes dados. Estou ciente de que declarações falsas ou inexatas caracterizam crime de falsidade ideológica (art. 1.299 do Código Penal).

_____(cidade)_____, ____ (dia) ____ de ____ (mês) ____ de ____ (ano) ____.

_____(Representante Legal)_____

NOME COMPLETO EM CAIXA ALTA

CARGO

ANEXO III

Dispõe sobre a metodologia e os critérios gerais para cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, de aproveitamentos hidrelétricos, conforme estabelecido no art. 6º desta Resolução.

METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO

1. DIRETRIZES GERAIS

1. Os grupos de contas de ativos relacionados na Tabela 1, conforme o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, são objeto de avaliação, com vistas à composição da base de ativos vinculados ao serviço público de geração de energia elétrica, nos termos do Art. 3º, passível de ser indenizada ou incorporada à base tarifária.

Tabela 1: Relação de grupos de contas de ativos

Código	Título
1232.1.01.01	Terrenos - Geração
1232.1.01.02	Reservatórios, barragens e adutoras - Geração
1232.1.01.03	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias - Geração
1232.1.01.04	Máquinas e Equipamentos - Geração
1232.1.04.01	Terrenos - Sistema de Transmissão Associado
1232.1.04.03	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias - Sistema de Transmissão Associado
1232.1.04.04	Máquinas e Equipamentos - Sistema de Transmissão Associado

Nota: conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE

1.1. ATUALIZAÇÃO DE VALORES

2. Para atualização dos valores apurados na avaliação deve ser utilizado o Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, apurado pelo IBGE.

2. METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO

2.1. LEVANTAMENTO E DESCRIÇÃO DOS BENS E INSTALAÇÕES

3. O levantamento e descrições dos bens e instalações que compõem a indenização de geração de que trata essa Resolução Normativa devem conter as informações de registro do controle patrimonial, conforme estabelecido nas Instruções de Cadastro Patrimonial, do MCPSE, e outras características que os identifiquem univocamente, possibilitando sua clara identificação e adequada valoração. Os bens e instalações devem ser classificados por Contrato de Concessão, Ordem de Investimento - ODI, e por Tipo de Instalação, observando a codificação padrão do MCPSE.

4. Para validação dos controles de engenharia apresentados na avaliação enviada pela concessionária, devem ser utilizados os sistemas contábeis e de controle patrimonial. Se esgotados todos os sistemas de verificação ainda permanecerem dúvidas quanto a existência e condição dos ativos, a avaliadora deverá realizar a inspeção física.

5. Bens e/ou instalações de propriedade de terceiros, não deverão compor a base bens e instalações objeto dessa resolução.

2.2. AVALIAÇÃO DOS ATIVOS

6. O Método do Custo de Reposição estabelece que cada ativo é valorado por todas as despesas necessárias para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente, que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente.

7. O Método do Custo Histórico Corrigido estabelece que os ativos devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis, pelo IPCA, ou se antecessor, quando não disponível.

8. O valor do bem avaliado será denominado Valor Novo de Reposição (VNR) e refere-se ao valor do bem novo, idêntico ou similar ao avaliado, obtido a partir de banco de preços referenciais ou de banco de preços da concessionária ou, em última hipótese, do custo contábil fiscalizado atualizado.

9. O Valor de Mercado em Uso - VMU é definido como o Valor Novo de Reposição - VNR deduzido da parcela de depreciação, a qual deve respeitar os percentuais de depreciação acumulada registrados na contabilidade para o bem considerado, a partir da data de sua imobilização.

10. As situações relativas a reformas gerais e/ou repotenciação de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos nos Manuais de Contabilidade e de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSE e MCPSE).

3. PROCEDIMENTOS DE AVALIAÇÃO

11. Os procedimentos de avaliação devem observar obrigatoriamente as instruções do MCSE e do MCPSE.

12. Devem ser objeto de avaliação os bens e instalações que caracterizam unidades de cadastro no controle patrimonial, conforme preconiza MCPSE, contabilizadas no subgrupo de contas de ativos apresentadas na Tabela 1, que atendam ao art. 3º dessa Resolução.

3.1. ITENS GERAIS

13. Essa seção aplica-se aos seguintes subgrupos de contas de ativos:

- Terrenos
- Reservatórios, barragens e adutoras;
- Edificações, obras civis e benfeitorias;

14. Serão admitidos terrenos adquiridos ao longo da concessão, com intuito de implantar melhorias para a continuidade e a atualidade do serviço, excluídos aqueles associados à implantação das usinas.

15. Os ativos referentes a terrenos devem ser avaliados a partir da atualização de valores contábeis pelo IPCA (VOC Atualizado).

16. Será aplicado um percentual nos grupos de ativos Terrenos que demonstre o aproveitamento do ativo no serviço público de geração de energia elétrica, definindo-se assim o índice de aproveitamento para esses Ativos. Para aplicação do Índice de Aproveitamento, faz-se necessária uma análise qualificada do uso, função e/ou atribuição do ativo, na prestação do serviço público de geração de energia elétrica.

17. O valor novo de reposição dos ativos da conta Edificação deve ser obtido considerando-se os custos unitários de construção predefinidos, conforme NBR 12.721, desde que:

- Adequadamente ponderados de acordo com a região, o padrão construtivo e a tipologia da edificação;
- Utilizadas referências consagradas (CUB - SINDUSCON, Custos Unitários publicados pela revista Pini); e
- Limitados à aplicação em edificações.

18. As Benfeitorias e as Obras civis devem ser avaliadas por meio de orçamentos sintéticos.

19. No caso de discrepâncias significativas entre o valor de avaliação apresentado e o valor obtido pela atualização do valor contábil pelo IPCA, a ANEEL poderá adotar este último critério para a obtenção do VNR.

20. Deve ser explicitado no relatório os procedimentos e critérios utilizados para validação dos saldos das contas contábeis em que esses itens se encontram registrados, observando sempre as instruções do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE.

3.2. MÁQUINAS E EQUIPAMENTOS

21. A avaliação desses bens deverá ser efetuada tomando-se, por base, o Valor Novo de Reposição depreciado, respeitando-se os critérios de depreciação e o percentual de depreciação acumulada que serão discutidos em seção adiante.

22. O cadastro patrimonial e o registro contábil das estruturas e/ou bases de equipamentos na conta "Máquinas e Equipamentos", devem obrigatoriamente obedecer aos critérios definidos nos Manuais de Contabilidade e de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSE e MCPSE).

3.3. DETERMINAÇÃO DOS VALORES DE REPOSIÇÃO

23. O VNR para máquinas e equipamentos será dado pela somatória dos seguintes componentes: equipamentos principais (valor de fábrica); componentes menores (COM); custos adicionais (CA); e juros sobre obras em andamento regulatório (JOA).

Equipamentos Principais

24. Os equipamentos principais são aqueles definidos como Unidades de cadastro - UC ou Unidades de adição e/ou retirada - UAR, pelo MCPSE. Para os equipamentos principais, o valor de um bem novo, idêntico ou similar ao avaliado é obtido a partir do banco de preços da concessionária ou, na ausência deste, substituído pelos valores contábeis fiscalizados e atualizados conforme estabelecido no item 7 deste anexo.

25. Para apuração do valor unitário médio na data-base deverá ser considerada a data de pagamento do bem e os valores deverão ser atualizados para a data base do relatório.

26. Os impostos recuperáveis devem ser excluídos dos valores das compras praticadas pela concessionária. Eventuais descontos ou benefícios para compra eventualmente identificados comporão o banco de preços da concessionária.

Componentes Menores - COM

27. Os materiais acessórios dos equipamentos principais, identificados como Componentes Menores - COM, terão seus custos agregados aos valores desses equipamentos. A identificação desses materiais será feita em conformidade com os critérios definidos nas instruções do MCPSE ou em legislação subsequente.

28. O custo do Componente Menor será definido através de percentuais obtidos a partir da análise da totalidade das Ordens de Imobilização (ODI) executadas. A ANEEL poderá expurgar registros apropriados indevidamente.

Custo Adicional - CA

29. O Custo Adicional é o custo necessário para instalação do bem. É formado pelos custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete, e é aplicado sobre o valor do equipamento acrescido dos componentes menores.

30. O Custo Adicional será definido através de percentuais obtidos a partir da análise da totalidade das Ordens de Imobilização (ODI). A ANEEL poderá expurgar registros apropriados indevidamente.

Juros sobre obras em andamento regulatório (JOA)

31. O JOA é definido regulamentarmente e calculado considerando-se o WACC real após impostos, aplicando-se a fórmula a seguir, de acordo com as considerações abaixo:

$$JOA = \sum_{i=1}^N \left((1 + r_a)^{N+1-i/12} - 1 \right) * d_i \quad [1]$$

Onde:

Onde:

JOA: juros sobre obras em andamento em percentual (%); N:

número de meses;

r_a : custo médio ponderado de capital anual (WACC); e

d_i : desembolso mensal em percentual (%) distribuído de acordo com o fluxo financeiro

linear.

32. O percentual obtido para o JOA será acrescido ao Valor Novo de Reposição do ativo.

33. O prazo de construção regulatório será de 12 (doze) meses.

34. Será considerado fluxo financeiro de 40% desembolso distribuído linearmente ao longo da primeira metade do prazo de construção e 60% ao longo da segunda metade.

35. O custo de capital (WACC) deverá considerar o valor regulatório vigente.

3.4. DEPRECIÇÃO

36. Para a determinação do valor de mercado em uso deverá ser observado o disposto na Resolução Normativa nº 731, de 23 de agosto de 2016, que dispõe sobre a definição da metodologia de cálculo da depreciação acumulada das usinas de geração hidrelétrica e termelétrica de energia elétrica, excetuada a aplicada aos investimentos no projeto básico, para fins de indenização ou reconhecimento na base tarifária.

37. O valor de mercado em uso para a composição do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis será obrigatoriamente igual a zero quando o bem estiver totalmente depreciado.

3.5. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS

38. As obrigações especiais devem compor o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, como redutoras do valor novo de reposição.

39. Para determinação do valor atualizado das Obrigações Especiais a ser considerado como parcela redutora, deverá ser aplicada a variação verificada entre o Valor Novo de Reposição total e o Valor Original Contábil não depreciado da conta "Máquinas e Equipamentos", sobre o saldo das Obrigações Especiais.

40. Como forma de demonstração dos valores de obrigações especiais imobilizadas no período, as concessionárias deverão incluir o Demonstrativo de Obrigações Especiais, conforme Anexo IV, o qual deverá mostrar os valores Brutos e Líquidos de Obrigações Especiais.

3.6. CONCILIAÇÃO FÍSICO-CONTÁBIL

41. A conciliação físico contábil tem por objetivo, entre outros, determinar o percentual acumulado de depreciação, por bem, que deve ser aplicado sobre o valor novo de reposição para obtenção do valor de mercado em uso de cada bem, aplicando-se o disposto na Resolução Normativa nº 731, de 23 de agosto de 2016.

42. Para conciliação também devem ser analisados os registros da engenharia, bem como realizar a comprovação mediante notas fiscais ou contratos de



compra dos bens. Devem, ainda, ser coletadas informações sobre as datas de entrada em operação, extraída dos registros contábeis, que serão confrontados aos registros de campo e/ou controles auxiliares da engenharia

43. Nos casos em que não for possível realizar a comprovação acima destacada, deve ser realizada a inspeção ou vistoria em campo.

44. Os quantitativos dos bens poderão ser confrontados com o RCP, nos termos do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE.

45. Os registros contábeis utilizados para a conciliação físico-contábil devem, necessariamente, estar na mesma data-base dos trabalhos de avaliação.

46. As sobras físicas apuradas no processo de conciliação físico-contábil devem ser avaliadas e identificadas e somente serão aceitas mediante comprovação por meio de notas fiscais ou contratos de compra que se vinculem especificamente à sobra física e de sua respectiva contabilização.

47. As sobras físicas devem ser depreciadas tomando-se por base a idade da formação do bem. Não dispondo de documentação que comprove a data da entrada do bem em serviço, esgotados todos os meios de que dispõe, a concessionária deve considerar:

a) para os bens de forma de cadastramento individual: atribuir a data de capitalização da ODI/Conta, em que está localizada o bem;

b) para os bens de forma de cadastramento massa: atribuir a data do bem idêntico mais antigo da ODI/Conta.

48. As sobras contábeis não devem ser avaliadas.

49. A ANEEL não validará sobras físicas para inclusão nos registros contábeis, devendo, a concessionária proceder aos ajustes das sobras e faltas na contabilidade, conforme estabelece o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais deverão permanecer à disposição da fiscalização da ANEEL por um período não inferior a 60 (sessenta) meses.

4. RELATÓRIO DE AVALIAÇÃO

50. A data-base do relatório de avaliação para as concessões que foram prorrogadas é definida em 31 de dezembro de 2012.

51. Para as concessões que não foram prorrogadas ou aquelas que tiveram prorrogação em data posterior a janeiro de 2013, a data-base do relatório de avaliação é a data final da concessão.

52. O relatório de avaliação deverá conter as informações constantes do Anexo IV dessa Resolução, quando aplicáveis.

4.1. CREDENCIAMENTO DE EMPRESAS AVALIADORAS

53. A avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, devendo ser contratada pela concessionária, e estará sujeita à fiscalização da Agência.

54. As empresas já credenciadas pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 635, de 2 de dezembro de 2014, poderão realizar a avaliação dos ativos de que trata essa Resolução. Demais empresas deverão obedecer ao disposto no regulamento vigente para que seja realizado o devido credenciamento.

4.2. ARQUIVOS A SEREM ENCAMINHADOS EM MEIO MAGNÉTICO

55. Relacionar e descrever, de forma resumida, o conteúdo, forma de organização e demais detalhes técnicos necessários à completa identificação e caracterização das informações apresentadas e que possibilitem a adequada utilização dos arquivos encaminhados por meio magnético.

56. Os arquivos encaminhados devem trazer todas as informações solicitadas nesta Resolução, bem como aquelas necessárias ao adequado entendimento e caracterização, com o maior nível de detalhamento possível, dos trabalhos realizados.

ANEXO IV

Tabela 1: Informações do Relatório de Avaliação

CAMPOS			DESCRIÇÃO	
Informações Contábeis	Codificação - MCPSE	1	Conta contábil	
		2	ODI	
		3	PEP	
		4	TP	
		5	TI	
		6	CM	
		7	TUC	
		8	A1	
		9	A2	
		10	A3	
		11	A4	
		12	A5	
		13	A6	
	Informações Adicionais	14	IdUC	
		15	UAR	Indicar TUC se TUC = UAR; UAR se a UAR não é a própria TUC; e COM
		16	Número patrimônio	
		17	Dígito incorporação	
		18	Descrição contábil do bem	
		19	Taxa anual de depreciação (%)	
	Quant.	20	Qtde.	Informar quantidade avaliada
		21	Unidade	Informar unidade (m, kg, pc, m², etc)
		22	Data de Imobilização	(dd/mm/aa)
	Valor Original Contábil	23	Valor Original Contábil - VOC (R\$)	
		24	Valor de Fábrica do VOC (R\$)	
		25	COM Unitário do VOC (R\$)	Informar os valores efetivamente contabilizados individualmente em cada projeto.
		26	CA sem JOA do VOC (R\$)	Informar os valores efetivamente contabilizados individualmente em cada projeto.
		27	JOA do VOC (R\$)	Informar os valores efetivamente contabilizados individualmente em cada projeto.
		28	Depreciação Acumulada (R\$)	
		29	% Depreciação acumulada	
		30	Valor Residual Contábil (R\$)	
		VOCA atual	31	Valor Original Contábil Atualizado - VOCA (R\$)
	32		Índice IPCA na data-base	Informar o índice na data-base do relatório de avaliação
	33		Índice IPCA na data de imobilização	Informar o índice na data de imobilização do bem
	34		Fator atualização IPCA	
CAMPOS			DESCRIÇÃO	
Informações Base Física	35	Descrição técnica do bem		
	36	Classe de Tensão		
	37	Reserva	S/N	
	38	ODI Engenharia		
Banco de Compras	39	Código do material		
	40	Descrição do código do material		
Resultado da Avaliação	41	VNR Total		
	42	Valor de Fábrica Unitário do VNR (R\$)	Inclui o valor do equipamento principal e dos impostos não recuperáveis (VF = Veq + Vcims).	
	43	VF Total do VNR (R\$)		
	44	COM Unitário do VNR (R\$)		
	45	COM Total do VNR (R\$)		
	46	CA Unitário sem JOA do VNR (R\$)		
	47	CA Total sem JOA do VNR (R\$)		
	48	JOA do VNR (%)		
	49	JOA do VNR (R\$)		
	50	Atualizado (A), ou Banco de Preços Referenciais (BPR) ou Banco de Preços da Concessionária (BPC)	Informar como BPC para os ativos valorados pela média de COM e CA da própria empresa	
	51	Depreciação Acumulada (%)		
	52	Depreciação Acumulada - DA (R\$)		
	53	VMU (R\$)		
	54	Doação	S/N	
	55	GE - Nome	Informar nome da usina	
	56	Status de Conciliação	Conciliado (CO), Sobra Contábil (/SC), Sobra Física (/SF)	
57	Identificador de linha no Quadro 5			
58	Identificador de linha no Quadro 7			
59	Controle de abertura contábil			
60	Controle de numeração física			



Tabela 2 Resumo

Item	Descrição	Valores (R\$)
1	Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	
2	Índice de Aproveitamento Integral	
3	Obrigações Especiais Bruta	
4	Bens Totalmente Depreciados	
5	Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	
6	Depreciação Acumulada	
7	AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	
8	Índice de Aproveitamento Depreciado	
9	Valor da Base de Remuneração (VBR)	
10	Obrigações Especiais Líquida	
11	Terrenos	
12	Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)-(10)+(11)	

DESPACHO Nº 1.748, DE 5 DE JULHO DE 2022

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022, no uso das suas atribuições regimentais, tendo em vista deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.001975/2021-83, decide por: (i) conhecer do recurso administrativo interposto pela consumidora Flávia Romualdo de Faria Paula Eireli; cadastrado sob o CNPJ 24.131.388/0001-28 e, no mérito, negar-lhe provimento; e (ii) manter a decisão exarada pelo Despacho nº 972, de 2022.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

DESPACHO Nº 1.872, 12 DE JULHO DE 2022

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022 no uso de suas de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria e o que consta do Processo nº 48500.004485/2022-10, decide (i) manter a cautelar concedida, para autorizar a assunção, pela Usina Termelétrica Cuiabá, das obrigações assumidas no âmbito do PCS 1/2021 pelas Usinas Termelétricas Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I; (ii) condicionar a eficácia da decisão à conclusão da implantação e à disponibilização ao SIN, nos termos da Resolução Normativa nº 583, de 22 de outubro de 2013, das Usinas Termelétricas Edlux X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I no prazo limite definido na Cláusula 15.9 do respectivo Edital; (iii) afastar a aplicação da Cláusula 4.4 dos respectivos Contratos de Energia de Reserva (CER); (iv) determinar que os CER sejam agregados em um único, nos termos da Cláusula 15.6 do Edital do PCS nº 1/2021; (v) determinar que as condições contratuais da UTE Cuiabá, especialmente potência instalada, montante de energia a ser gerado, sazonalização, devem ser estabelecidas comercialmente como equivalentes à operação conjunta das usinas originalmente ofertadas no PCS e que a UTE Cuiabá opere com CVU de R\$ 616,03/MWh, ICB de R\$ 1.594,84/MWh e Receita Fixa Unitária de R\$ 1.734,87/MWh, mantidos os índices de atualização originais ao da UTE Edlux, com exceção às seguintes disposições, que deverão ser cumpridas pela Ámbar Energia S.A., cadastrada sob CNPJ sob nº 01.645.009/0001-12: (v.1) estabelecer a sazonalização do montante de inflexibilidade total, para todo o período do contratado, conforme valores apresentados na Tabela 1; (v.2) a geração de energia realizada por ordem de mérito acima dos montantes de inflexibilidade sazonalizados deverá ser paga pela CONER ao agente gerador ao menor valor entre o CVU da UTE Cuiabá e a Receita Fixa de combustível e o mesmo montante energético deverá ser descontado dos montantes de inflexibilidade pelo restante do período contratado de forma proporcional aos montantes sazonalizados; (v.3) o montante energético tratado no item (v.2) será descontado dos montantes de inflexibilidade restantes até o limite do contrato e posteriormente o gerador não fará jus a Receita (Fixa ou Variável) de Combustível caso haja necessidade de geração por ordem de mérito até o término do contrato; (v.4) caso a UTE Cuiabá não atenda ao despacho de geração por ordem de mérito, o agente gerador deverá efetuar o pagamento em favor da CONER do montante de energia não gerada multiplicada pelo maior CVU entre as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito no respectivo período, não haverá afastamento das penalidades previstas na cláusula 9ª do CER e será mantida a obrigação de inflexibilidade do restante do contrato.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

DESPACHO Nº 2.013, DE 27 DE JULHO DE 2022

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista o que consta no Processo nº 48500.005579/2022-14, decide conhecer do pedido de efeito suspensivo apresentado pelo Instituto Internacional Arayara em face do Despacho nº 1.591, de 14 de junho de 2022, para, no mérito, negar provimento.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

SUPERINTENDÊNCIA DE CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE GERAÇÃO**DESPACHO Nº 1.994, DE 26 DE JULHO DE 2022**

Processos nºs: listados no Anexo. Interessado: Parque Eólico Farroupilha LTDA. Decisão: Alterar o Despacho nº 4.127, de 27 de dezembro de 2021, a fim de: (i) registrar a alteração do layout dos dados georreferenciados, considerando o código validador Anexo I deste Despacho. A íntegra deste Despacho e seu Anexo constam dos autos e encontram-se disponíveis no endereço eletrônico biblioteca.aneel.gov.br.

CARLOS EDUARDO CABRAL CARVALHO
Superintendente**SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO****DESPACHOS DE 27 DE JULHO DE 2022**

Decisão: Liberar as unidades geradoras para início de operação a partir de 28 de julho de 2022.

Nº 2.014. Processo nº: 48500.004018/2020-28. Interessados: Jandaíra II Energias Renováveis S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Jandaíra II. Unidades Geradoras: UG6, de 3.465,00 kW. Localização: Município de Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte.

Nº 2.015. Processo nº: 48500.003988/2020-14. Interessados: Enel Green Power Ventos de São Roque 04 S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Ventos de São Roque 04. Unidades Geradoras: UG6, de 5.500,00 kW. Localização: Município de Dom Inocêncio, no estado do Piauí.

Nº 2.016. Processo nº: 48500.003989/2020-51. Interessados: Enel Green Power Ventos de São Roque 08 S.A. Modalidade: Operação em teste. Usina: EOL Ventos de São Roque 08. Unidades Geradoras: UG3, de 5.500,00 kW. Localização: Município de Dom Inocêncio, no estado do Piauí.

Nº 2.017. Processo nº: 48500.005497/2021-81. Interessados: NK 129 Empreendimentos e Participações S.A. Modalidade: Operação comercial. Usina: UTE Povoação 1. Unidades Geradoras: UG8, de 9.370,00 kW. Localização: Município de Linhares, no estado do Espírito Santo.

As íntegras destes Despachos constam dos autos e estarão disponíveis em biblioteca.aneel.gov.br.

GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR

Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA DE FISCALIZAÇÃO ECONÔMICA E FINANCEIRA**DESPACHO Nº 1.960, DE 21 DE JULHO DE 2022**

Processo nº: 48500.006280/2022-79. Interessada: Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. - Enel SP - CNPJ nº 61.695.227/0001-93. Decisão: anuir previamente à celebração de contrato de prestação de garantia corporativa entre a Interessada e a Enel S.A, conforme minuta apresentada. A íntegra deste Despacho consta dos autos e estará disponível em biblioteca.aneel.gov.br.

MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL

Superintendente
Substituta**AGÊNCIA NACIONAL DE MINERAÇÃO****DESPACHO**

Relação nº 117/2022

Fase de Concessão de Lavra
Retificação de despacho(1389)

820.806/1996-PIRAMIDE EXTRAÇÃO E COMÉRCIO DE AREIA LTDA. - Publicado DOU de 20/07/2022, Relação nº 114/2022, Seção 1, pág. 116- Onde se lê PORTARIA DE LAVRA ANM Nº 212/2022, leia-se PORTARIA DE LAVRA ANM Nº 210/2022.

821.218/1996-PIRAMIDE EXTRAÇÃO E COMÉRCIO DE AREIA LTDA. - Publicado DOU de 20/07/2022, Relação nº 114/2022, Seção 1, pág. 116- Onde se lê PORTARIA DE LAVRA ANM Nº 208/2022, leia-se PORTARIA DE LAVRA ANM Nº 211/2022.

820.332/1998-LA FONTANA ENVAZADORA E DISTRIBUIDORA LTDA - Publicado DOU de 20/07/2022, Relação nº 114/2022, Seção 1, pág. 116- Onde se lê PORTARIA DE LAVRA ANM Nº 210/2022, leia-se PORTARIA DE LAVRA ANM Nº 212/2022.

805.460/1971-VOTORANTIM CIMENTOS S.A. - Publicado DOU de 20/07/2022, Relação nº 114/2022, Seção 1, pág. 116- Onde se lê PORTARIA DE LAVRA ANM Nº 211/2022, leia-se PORTARIA DE LAVRA ANM Nº 208/2022.

VICTOR HUGO FRONER BICCA

Diretor-Geral

DESPACHO

Relação nº 119/2022

Fase de Autorização de Pesquisa
Despacho publicado(256)

850.825/2005-AVANCO RESOURCES MINERACAO LTDA-Em cumprimento a determinação Judicial constante nos autos do Processo Judicial nº 1087978-80.2021.4.01.3400, DETERMINO a suspensão de todos os atos e processos em trâmite na ANM vinculados à poligonal objeto do processo nº 850.825/2005 e quaisquer outros vinculados à mesma área.

851.331/2013-LUZ MINERACAO LTDA-Em cumprimento a determinação Judicial constante nos autos do Processo Judicial nº 1087978-80.2021.4.01.3400, DETERMINO a suspensão de todos os atos e processos em trâmite na ANM vinculados à poligonal objeto do processo nº 851.331/2013 e quaisquer outros vinculados à mesma área.

851.210/2021-FERRO BRASIL MINERACAO LTDA-Em cumprimento a determinação Judicial constante nos autos do Processo Judicial nº 1087978-80.2021.4.01.3400, DETERMINO a suspensão de todos os atos e processos em trâmite na ANM vinculados à poligonal objeto do processo nº 851.210/2021 e quaisquer outros vinculados à mesma área, inclusive a eficácia da Guia de Utilização nº 370/2021.

VICTOR HUGO FRONER BICCA

Diretor-Geral

GERÊNCIA REGIONAL DA ANM NO ESTADO DA BAHIA**DESPACHO**

Relação nº 44/2022

Fase de Lavra Garimpeira

Torna sem efeito despacho publicado(2297)

873.335/2006-COOPERATIVA MINERAL DA BAHIA CMB- DOU de 29/04/2021

873.335/2006-COOPERATIVA MINERAL DA BAHIA CMB- DOU de 05/10/2021

871.860/2006-COOPERATIVA MINERAL DA BAHIA CMB- DOU de 29/04/2021

871.860/2006-COOPERATIVA MINERAL DA BAHIA CMB- DOU de 05/10/2021

CARLA FERREIRA VIEIRA MARTINS

Gerente

