



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 6/2025/SAER/SE

PROCESSO Nº 48300.000332/2025-01**INTERESSADO:** GABINETE DO MINISTRO**1. ASSUNTO**

1.1. Reconhecimento dos investimentos complementares aos do projeto básico, de que trata o art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012.

2. REFERÊNCIAS

2.1. [Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013](#) - Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

2.2. [Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012](#) - Regulamenta a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013.

2.3. [Resolução Normativa Aneel nº 1.027, de 19 de julho de 2022](#) - Estabelece critérios e procedimentos para cálculo dos investimentos de aproveitamentos hidrelétricos, ainda não amortizados ou não depreciados.

3. INTRODUÇÃO

3.1. Trata-se de Nota Técnica que consolida a Análise de Impacto Regulatório (AIR) conduzida pelo Ministério de Minas e Energia (MME) com o objetivo de subsidiar a proposição de ato normativo que estabeleça diretrizes para o reconhecimento dos investimentos, complementares aos do projeto básico, realizados por concessionárias de geração hidrelétrica, nos termos do art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012.

3.2. A AIR é parte do processo de elaboração da minuta de Portaria a ser submetida à consulta pública, conforme os princípios da boa governança regulatória e da transparência, nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020.

4. ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO**Sumário Executivo**

4.1. O presente Relatório de Análise de Impacto Regulatório trata do reconhecimento, pelo poder concedente, dos investimentos, complementares aos do projeto básico, realizados pelas concessionárias de geração de energia elétrica.

4.2. O objetivo é estabelecer diretrizes para o reconhecimento tarifário ou para a indenização desses investimentos, assegurando previsibilidade, segurança jurídica e isonomia.

4.3. A proposta será submetida a consulta pública para coleta de subsídios junto à sociedade e aos agentes do setor.

Identificação do Problema Regulatório

4.4. Com a licitação ou prorrogação de concessões para geração de energia elétrica há a necessidade de indenizar os investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados pelos concessionários com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

4.5. O art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012, estabelece que os investimentos vinculados a bens reversíveis dos empreendimentos de geração, complementares aos do projeto básico, ainda não amortizados ou não depreciados, serão indenizados ou reconhecidos na base tarifária, a critério do poder concedente. Ademais, estabelece que no reconhecimento dessa parcela dos investimentos será considerado o efeito econômico-financeiro a partir de 31 de dezembro de 2012, observado o critério de investimento prudente.

4.6. O problema regulatório consiste na ausência de diretrizes normativas para o reconhecimento dos investimentos realizados pelas concessionárias, que uniformizem a condução dos processos e estabeleçam previsibilidade na utilização dos recursos e no pagamento às concessionárias de geração.

Histórico

4.7. Em 2012, no âmbito do processo de prorrogação das Usinas Hidrelétricas (UHEs) no regime de cotas de garantia física de energia e de potência às distribuidoras de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), a Aneel emitiu a Nota Técnica nº 388/2012-SRE/ANEEL, posteriormente alterada pela Nota Técnica nº 411/2012-SRE/ANEEL, sobre os investimentos relacionados unicamente aos projetos básicos das usinas hidrelétricas.

4.8. Com base nos estudos realizados pela Aneel (estimativa da depreciação acumulada por usina) e da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (definição do Valor Novo de Reposição - VNR) foi publicada a Portaria Interministerial MME/MF nº 580, de 1º de novembro de 2012, alterada pela Portaria Interministerial MME/MF nº 602, de 29 de novembro de 2012, definindo os valores das indenizações para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da MP nº 579/ 2012.

4.9. Os processos que resultaram na publicação das Portarias Interministeriais MME/MF nº 580 e 602/2012 trataram de reconhecimento de indenização relacionada aos projetos básicos, nos termos dos arts. 9º e 10 do Decreto nº 7.805/ 2012, sem a consideração de novos investimentos.

4.10. Em 2013, as concessionárias de geração manifestaram à Aneel o interesse em receber o devido resarcimento relativo aos investimentos, complementares ao do projeto básico, realizados nas usinas até 31 de dezembro de 2012, nos termos do art. 2º do Decreto nº 7.850/2012.

4.11. O primeiro processo de fiscalização concluído pela Aneel, nos termos do art. 2º do Decreto nº 7.850/2012, foi o da Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (Emae), cujos valores apurados constaram do Despacho Aneel nº 5.103, de 21 de dezembro de 2023 ([link](#)), que definiu a Base de Remuneração Regulatória Bruta (BRR bruta) em R\$ 475.837.101,73 e a Base de Remuneração Líquida (BRR líquida) em R\$ 281.085.678,09, aferido a preços de 31 de dezembro de 2012. Os autos do Processo foram enviados ao Ministério de Minas e Energia (MME) para as providências relativas ao reconhecimento.

4.12. O valor da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, foi obtido com base no Valor Novo de Reposição (VNR), considerando 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).

4.13. Os bens reversíveis 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, nos termos do art. 18 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

4.14. Conforme informações da Aneel, além do processo da Emae, de que trata o Despacho Aneel nº 5.103/2023 ([link](#)), encontra-se em apuração no âmbito da Agência os investimentos pós projeto básico vinculados a hidrelétricas de seis concessionárias, conforme relação a seguir:

Tabela 1: Relação de usinas em processo de apuração de investimentos no âmbito da Aneel.

| Concessionária | Usina | Situação atual da outorga |
|----------------|-----------------------|---------------------------------|
| Demei | Passo do Ajuricaba | Prorrogada em Cotas. |
| Cesp | Paraibuna | Designada em Cotas para Cesp. |
| | Jupiá | Licitada em Cotas para CTG. |
| | Jaguari | Designada em Cotas para Furnas. |
| | Ilha Solteira | Licitada em Cotas para CTG. |
| DME | Antas I | Prorrogada em Cotas. |
| Copel | Pedro Viriato Parigot | Licitada em Cotas para Copel. |
| | Mourão I | Licitada em Cotas para Enel. |
| Celesc | Bracinho | Licitada em Cotas para Celesc. |
| | Cedro | Licitada em Cotas para Celesc. |
| | Garcia | Licitada em Cotas para Celesc. |
| | Palmeira | Licitada em Cotas para Celesc. |
| | Salto | Licitada em Cotas para Celesc. |
| | Pery | Prorrogada em Cotas. |
| Cemig | São Simão | Licitada em Cotas para SPIC. |
| | Jaguara | Licitada em Cotas para Engie. |
| | Três Marias | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Miranda | Licitada em Cotas para Engie. |
| | Volta Grande | Licitada em Cotas para Enel. |
| | Salto Grande | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Itutinga | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Camargos | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Piau | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Gafanhoto | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Peti | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Joasal | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Tronqueiras | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Martins | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Cajuru | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Paciência | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Marmelos | Licitada em Cotas para Cemig. |
| | Dona Rita | Licitada em Cotas para Cemig. |

Legenda:

- Amarelo - outorga prorrogada;
- Azul - outorga não prorrogada, cuja antiga concessionária está designada ou venceu a licitação para a usina em processo de apuração dos investimentos; e
- Verde - outorga não prorrogada, cuja antiga concessionária está designada ou venceu a licitação de usina em cotas.

Fonte: Correspondência Eletrônica Aneel, de 14/02/2025, modificado pela SAER/SE/MME.

Identificação dos Agentes Afetados

4.15. Os principais agentes afetados pelo problema regulatório identificado são:

- **Concessionárias de geração de energia elétrica:** aquelas cujas concessões de usinas hidrelétricas foram alcançadas no regime de cotas instituído pela Lei nº 12.783/2013, com investimentos, complementares aos do projeto básico, ainda não reconhecidos na tarifa ou ainda não indenizados.
- **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel):** responsável pela fiscalização dos valores apresentados pelas concessionárias e pelo reconhecimento desses valores na base tarifária.

- **Poder Concedente:** responsável pela definição da forma de reconhecimento dos investimentos e pelo risco fiscal e institucional decorrente de decisões judiciais não padronizadas em pleitos de indenização.
- **Distribuidoras de energia elétrica:** que recebem a energia gerada pelas usinas no regime de cotas e são impactadas pelo reconhecimento dos investimentos na base tarifária.
- **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):** gestora da Reserva Global de Reversão (RGR) e responsável por realizar os pagamentos de indenizações com recursos da Conta.
- **Consumidores cativos de energia elétrica:** afetados com a incorporação dos valores na base tarifária ou pela destinação de recursos da RGR ao pagamento de indenizações.
- **Consumidores livres de energia elétrica:** afetados com a destinação de recursos da RGR ao pagamento de indenizações.
- **Cidadãos contribuintes:** afetados com a destinação de recursos públicos ao pagamento de indenizações.

4.16. Ademais, conforme a situação atual das outorgas que constam da Tabela 1 é possível dividir as concessões entre:

a) Prorrogadas em Cotas - destacadas na cor amarela na Tabela 1;

b) Não prorrogadas, cuja antiga concessionária está:

b.1. Designada/licitada em Cotas para a usina em processo de apuração dos investimentos - destacadas na cor azul na Tabela 1; e

b.2. Designada/licitada em Cotas para outras usinas - destacadas na cor verde na Tabela 1.

4.17. Apesar de não existir exemplo na relação encaminhada pela Aneel, poderá haver caso de concessionária com direito a indenização que não opere usina hidrelétrica no regime de Cotas.

4.18. Assim, as **concessionárias de geração de energia elétrica** podem ser segregadas entre: (i) concessionárias de geração de energia elétrica que operem, por outorga ou designação, usinas hidrelétricas no regime de Cotas, de que trata da Lei nº 12.783/2013; e (ii) concessionárias que não operem usinas no regime de Cotas.

4.19. Essa segregação é importante na definição da estratégia para resarcimento, conforme cada caso.

Fundamentação Legal da Ação Reguladora

4.20. A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, estabelece que a critério do poder concedente a Reserva Global de Reversão (RGR) poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis, mas também que a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados serão considerados nas tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica:

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Lei deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo.

§ 1º O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para a finalidade de que trata o caput ou para fins de indenização, utilizará como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

[...]

§ 4º A critério do poder concedente e para fins de licitação ou prorrogação, a Reserva Global de Reversão - RGR poderá ser utilizada para indenização, total ou parcial, das parcelas de investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados.

§ 5º As tarifas das concessões de geração de energia hidrelétrica e as receitas das concessões de transmissão de energia elétrica, prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei, levarão em consideração, dentre outros, os custos de operação e manutenção, encargos, tributos e, quando couber, pagamento pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

§ 6º As informações necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, das concessões prorrogadas nos termos desta Lei, que não forem apresentadas pelos concessionários, não serão consideradas na tarifa ou receita inicial, ou para fins de indenização.

§ 7º As informações de que trata o § 6º, quando apresentadas, serão avaliadas e consideradas na tarifa do concessionário a partir da revisão periódica, não havendo recomposição tarifária quanto ao período em que não foram consideradas.

§ 8º O regulamento do poder concedente disporá sobre os prazos para envio das informações de que tratam os §§ 6º e 7º.

4.21. Nos regulamentos da Medida Provisória (MP) nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, constam comandos relacionados ao reconhecimento dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados:

a) do projeto básico das usinas hidrelétricas, nos termos dos arts. 9 e 10 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, cujo valor da indenização será estabelecido em ato do poder concedente, até a data da convocação para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão; e

b) da parcela que não tem relação com o projeto básico, nos termos do art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012, cuja indenização ou seu reconhecimento na base tarifária é a critério do poder concedente, conforme transrito a seguir:

Art. 2º Deverão ser submetidas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL até 31 de dezembro de 2013, na forma definida pela Agência, as informações complementares, excetuado o projeto básico do empreendimento, previsto no art. 10 do Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou não depreciados, dos empreendimentos de geração.

§ 1º A ANEEL fiscalizará os valores de que trata este artigo, com vistas, a critério do poder concedente, à indenização ou ao seu reconhecimento na base tarifária, neste caso incorporados quando dos processos tarifários.

§ 2º No reconhecimento dos valores de que trata o § 1º será considerado o efeito econômico-financeiro a partir de 31 de dezembro de 2012, observado o critério de investimento prudente.

4.22. Nesta AIR trataremos dos investimentos complementares aos do projeto básico, cujo regulamento consta no art. 2º do Decreto nº 7.850/2012, acima transscrito. Nesse caso, o regulamento estabelece que após a devida fiscalização dos valores pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), caberá ao poder concedente definir se os investimentos serão indenizados com os recursos da RGR ou reconhecidos na base tarifária da concessionária, incorporado quando do processo tarifário. Esse instrumento confere ao MME competência legal na condução do processo de definição normativa e estratégica sobre o reconhecimento dos investimentos analisados.

Definição dos Objetivos da Ação Reguladora

4.23. O objetivo principal da proposta é:

Estabelecer diretrizes claras e objetivas para o tratamento regulatório dos investimentos vinculados a bens reversíveis, complementares aos do projeto básico, de que trata o art. 2º do Decreto nº 7.850/2012, garantindo o devido reconhecimento desses valores, com segurança jurídica e equilíbrio.

4.24. Objetivos específicos incluem:

- Proporcionar isonomia no tratamento das concessionárias de geração hidrelétrica;
- Evitar judicialização por ausência de diretrizes sobre o resarcimento dos investimentos; e
- Preservar a sustentabilidade da RGR, evitando sua exaustão.

Alternativas Consideradas

4.25. A AIR considerou as seguintes alternativas para tratar o problema regulatório identificado:

Alternativa 0 – Não ação (manutenção do status quo)

4.26. Consiste em não editar ato normativo ou diretriz específica, mantendo o tratamento caso a caso, a depender de decisões individuais do MME, após fiscalização da Aneel.

Alternativa 1 – Indenização via RGR

4.27. Consiste em reconhecer os investimentos mediante indenização com recursos da RGR, cuja função originária é garantir recursos para reverter ao poder público os ativos das concessionárias de energia ao término dos contratos.

Alternativa 2 – Reconhecimento na base tarifária

4.28. Direciona o reconhecimento dos investimentos pela via tarifária, em processo a ser executado diretamente pela Aneel.

Alternativa 3 – Indenização pelo orçamento geral da união

4.29. O Orçamento Geral da União é, em última instância, fonte de recursos para indenização dos ativos. Entretanto, apesar da possibilidade, a alternativa não será explorada nesta AIR, considerando que a solução extrapola as competências deste Ministério devido à não previsão na Lei nº 12.783/2013 e no Decreto nº 7.850/2012.

Considerações sobre as fontes de recursos

4.30. Objetivando delimitar as alternativas consideradas, cabe registrar informações sobre as fontes de recursos considerados como alternativas para o reconhecimento dos investimentos.

4.31. Para indenizar as concessionárias por meio da RGR, primeiramente, tem-se que conhecer a situação da Conta, de maneira a analisar se existe condições para efetivar os pagamentos de que trata esta AIR por meio da Reserva.

4.32. A figura a seguir, constante da Planilha denominada “Orçamento 2025” disponibilizado pela Aneel no âmbito da Consulta Pública (CP) nº 38/2024 ([link](#)), que tratou da proposta de orçamento da CDE de 2025, apresenta o saldo final da RGR para os meses de 2025:

Tabela 2: Orçamento RGR 2025.

ORÇAMENTO RGR 2025

| RGR | JANEIRO | FEVEREIRO | MARÇO | ABRIL | MAIO | JUNHO |
|-------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| SALDO FINAL | 15.290.177,32 | 37.753.471,13 | 78.571.558,28 | 100.388.733 | 121.183.368,13 | 141.630.454,53 |
| | JULHO | AGOSTO | SETEMBRO | OUTUBRO | NOVEMBRO | DEZEMBRO |
| | 150.676.624,38 | 160.215.660,62 | 189.187.561,14 | 198.322.108,62 | 207.257.500,23 | 216.507.692,40 |

Fonte: Consulta Pública nº 38/2024/Aneel, acesso em 17/03/2025 ([link](#)).

4.33. Considerando os dados da CP da Aneel, a RGR termina 2025 com saldo em caixa de R\$ 216 milhões de reais.

4.34. Em um exercício simples, ao considerarmos apenas o efeito inflacionário no período nos R\$ 281 milhões homologados pela Aneel para a Emae, na data-base de 31 de dezembro de 2012, sem qualquer remuneração ao capital, o valor representará montante superior a R\$ 562 milhões quando atualizado pelo IPCA até fev/2025. Assim, caso o saldo da RGR para 2025, divulgado no âmbito da CP nº 38/2024/Aneel, seja utilizado exclusivamente para indenizar a Emae, considerando apenas o efeito inflacionário na Base de Remuneração

Líquida (BRR líquida) definida, seriam necessários mais de dois anos para quitar a indenização, isso projetando o saldo da RGR para 2026 em valor similar ao de 2025.

4.35. Ademais, além do processo de reconhecimento da Emae, homologado pela Aneel, está em processo de apuração na Agência os investimentos para as hidrelétricas de seis concessionárias, conforme citado na seção *Histórico* desta Nota Técnica e, complementarmente aos processos em fiscalização citados, outras indenizações decorrentes de reversões dos segmentos de geração, transmissão e distribuição também podem pressionar a Conta.

4.36. Outro fato que é de conhecimento é a redução estrutural da base de arrecadação da conta para as quotas da RGR (principal fonte de recursos da conta), considerando que o dispositivo do art. 21 da Lei nº 12.783/2013, desobrigou do recolhimento da quota anual da RGR as distribuidoras e também as transmissoras e geradoras licitadas ou prorrogadas, conforme transrito a seguir:

LEI Nº 12.783, DE 11 DE JANEIRO DE 2013.

Art. 21. Ficam desobrigadas, a partir de 1º de janeiro de 2013, do recolhimento da quota anual da RGR:

- I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;
- II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e
- III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos desta Lei.

4.37. Importante também registrar que não há previsão de transferência de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para a RGR para atender à finalidade de provisão de recursos e amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões, tendo em vista que a previsão anteriormente existente foi revogada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, e que a RGR será extinta ao final do exercício de 2035, conforme define o art. 8º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

4.38. Tanto a Lei nº 12.783/2013 quanto o Decreto nº 7.850/2012 estabelecem como alternativa à indenização a ser paga pela RGR o reconhecimento do valor apurado pela Aneel na base tarifária das concessionárias, quando do processo tarifário. Tal alternativa traz garantias aos concessionários, retirando-se o risco da RGR, haja vista que o fluxo de entradas na Reserva poderá não ser suficiente em alguns cenários.

4.39. Conforme a segregação tratada anteriormente, as empresas com direito ao resarcimento dos investimentos podem ser divididas entre: (i) concessionárias de geração de energia elétrica que operem, por outorga ou designação, usinas hidrelétricas no regime de Cotas, de que trata da Lei nº 12.783/2013; e (ii) concessionárias que não operem usinas no regime de Cotas.

4.40. O primeiro grupo inclui as concessionárias de geração de energia elétrica que operem usinas hidrelétricas prorrogadas ou licitadas no regime de Cotas e as designadas para a prestação do serviço de geração de energia elétrica de que trata a Portaria GM/MME nº 117, de 5 de abril de 2013. Para esse grupo, há possibilidade de estabelecer, de forma ampla, que o reconhecimento dos valores se dará nas respectivas bases tarifárias das concessionárias de geração, em processo a ser conduzido diretamente pela Aneel, estabelecendo a retribuição aos investimentos por meio de adicional tarifário às distribuidoras que usufruem diretamente das usinas hidrelétricas, cujas cotas de energia são disponibilizadas aos seus mercados, se não integralmente, pelo menos em sua maioria.

4.41. Para o segundo grupo, apesar de ainda não haver caso em apuração no âmbito da Aneel, a alternativa seria a indenização com recursos da RGR. Nesse caso, mesmo considerando o mencionado risco de fluxo de caixa da RGR, tratar-se-ia de um conjunto bem menor de ativos a serem indenizados, podendo ser acomodados nos fluxos futuros da RGR.

4.42. Portanto, combinações entre as Alternativas 1 e 2 também são aventadas, conforme descrição a seguir.

Alternativa 4 – Reconhecimento na base tarifária com suplementação pela RGR

4.43. Esta alternativa considera o reconhecimento das indenizações na base tarifária das usinas submetidas ao regime de cotas. Adicionalmente, considera a destinação de saldos da RGR, apurados ao final de cada ano civil, ao pagamento dessas indenizações. Em termos operacionais, após o final de cada ano, considerando-se os saldos disponíveis na RGR, um pagamento adicional seria feito aos credores, promovendo-se concomitantemente um ajuste nas tarifas para o ano subsequente.

4.44. No entanto, o art. 25, §5º, do Decreto nº 9.022/2017 estabelece que os saldos positivos da RGR devem ser destinados à CDE ao final de cada ano civil. Dessa forma, a implementação desta alternativa demandaria prévia alteração do referido normativo.

4.45. Portanto, neste momento, tem-se que a alternativa se mostra não factível em decorrência de norma superior.

Alternativa 5 – Reconhecimento na base tarifária e indenização pela RGR

4.46. Estabelecimento de portaria normativa com diretrizes objetivas para reconhecimento dos investimentos na base tarifária das usinas submetidas ao regime de cotas e, nos casos específicos de concessionárias que não operem usina em cotas, indenização pela RGR.

Alternativa 6 – Projeção ex-ante dos saldos de RGR e reconhecimento na base tarifária do valor residual

4.47. Essa alternativa é similar à alternativa 4, com a diferença de que o valor de RGR a ser utilizado para pagamento das indenizações seria projetado anualmente para o ano seguinte, ao invés de utilizar o saldo ao final de cada ano civil. Assim, em termo operacionais, a cada ano, a Aneel destinaria o saldo disponível da RGR para o ano seguinte para o pagamento de indenizações e, caso não fosse suficiente, haveria o reconhecimento na base tarifária do valor residual para fazer frente aos pagamentos previstos no ano para as concessionárias.

4.48. Com isso, adequar-se-ia a proposta ao mencionado art. 25, §5º, do Decreto nº 9.022/2017, pois tal mecanismo não seria em torno do saldo da RGR, mas sim otimização anual do orçamento futuro.

4.49. Há que se reconhecer que tal alternativa introduz algumas complexidades e riscos. Primeiramente, cita-se a incerteza inerente à realização de projeções de arrecadação da RGR, que pode impactar a solvência da conta. Em segundo lugar, cita-se o risco de geração de saldos negativos ao final do ano e consequente dificuldade em se honrar os compromissos da conta.

Impactos das Alternativas Consideradas

4.50. Exceto para a Alternativa 6, as alternativas não apresentam significativa variação nos custos regulatórios/administrativos e esse custo é irrisório. Os custos regulatórios/administrativos são significativos no cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis. Entretanto, essa fase faz parte do processo de fiscalização e homologação dos valores no âmbito da Aneel, etapa anterior à decisão do poder concedente sobre a forma do reconhecimento, cujos critérios e procedimentos estão estabelecidos na [Resolução Normativa Aneel nº 1.027, de 19 de julho de 2022](#), e não fazem parte do escopo desta AIR.

4.51. Para as concessionárias de geração de energia elétrica as alternativas também não apresentam significativa variação, considerando que o valor homologado é estabelecido pela Aneel e a forma de reconhecimento, na medida do possível, seguirá um padrão com relação aos índices de correção monetária, remuneração do capital e de prazo. Entretanto, o conhecimento prévio com relação a qual será a fonte dos recursos pode ter impacto e alterar a avaliação de risco dos concessionários considerando, sobretudo, a sistemática de rateio em caso de falta de recursos da RGR.

4.52. Quanto ao financeiro, há impactos para os respectivos pagadores, que variam de acordo com as fontes definidas para cada Alternativa considerada viável:

Alternativa 0 – Não ação

Conforme dito, na Alternativa 0 haveria tratamento caso a caso. Assim, o reconhecimento ocorreria pela RGR ou na base tarifária a depender, sobretudo, do saldo da RGR, dificultando a estimativa de impacto entre as fontes.

Alternativa 1 – Indenização via RGR

A indenização ocorreria via RGR, cuja principal fonte de recursos são as cotas anuais pagas pelas concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica. Considerando que essas concessões atendem tanto ao mercado cativo quanto ao mercado livre, o impacto recai em ambos, na proporção das cotas de RGR, cuja função precípua da Reserva é garantir recursos para reverter os ativos das concessionárias de energia ao poder público.

Alternativa 2 – Reconhecimento na base tarifária

O reconhecimento ocorreria por meio de adicional tarifário às distribuidoras, na proporção das cotas de energia e potência das usinas. Portanto, haveria impacto tarifário somente para os consumidores cativos. Considerando o exercício feito na seção anterior, com os valores homologados pela Aneel para a Emae, quando atualizado pelo IPCA e remunerando pelo WACC histórico dos anos de 2013 a 2024, o impacto tarifário em 2025 é de 0,1% ao considerarmos a Receita Anual das Distribuidoras, para reconhecimento em sete anos.

Alternativa 5 – Reconhecimento na base tarifária e indenização pela RGR

A Alternativa 5 é uma solução híbrida com as duas fontes de recursos. Entretanto, inicialmente o impacto deve se aproximar ao da Alternativa 2, já que atualmente, conforme Tabela 1, todas as concessionárias em processo de apuração de valores pela Aneel operam usinas em cotas.

Alternativa 6 – Projeção ex-ante dos saldos de RGR e reconhecimento na base tarifária do valor residual

O reconhecimento ocorreria pela RGR e residualmente na base tarifária a depender do saldo da RGR, dificultando a estimativa de impacto entre as fontes.

Impacto em microempresas e as empresas de pequeno porte

4.53. Concessionárias de geração de energia elétrica não são, em geral, classificadas como microempresas ou empresas de pequeno porte. Essas empresas atuam em obras de infraestrutura, com operação altamente regulamentada e, normalmente, possuem uma estrutura mais robusta devido ao alto nível de complexidade e capital envolvidos.

4.54. Dessa forma, nas alternativas consideradas na AIR não foram identificados impactos significativos sobre as microempresas e as empresas de pequeno porte.

Participação Social e Obtenção de Subsídios

4.55. O presente Relatório consolida elementos norteadores para a definição de diretrizes a serem editadas pelo Ministério de Minas e Energia, voltadas ao reconhecimento dos investimentos de que trata o art. 2º do Decreto nº 7.850/2012.

4.56. Até o momento da elaboração desta AIR as equipes técnicas deste Ministério realizaram reuniões com a Aneel e com algumas concessionárias cujos processos de reconhecimento dos investimentos estão em curso, por solicitação dos agentes para acompanhamento e sugestões sobre a forma de tratamento, o que permitiu a coleta de subsídios para a formação da proposta a ser submetida à consulta pública.

4.57. Em continuidade ao processo de participação social e obtenção de subsídios, recomenda-se abertura de consulta pública, pelo prazo de quarenta e cinco dias, nos termos da minuta de Portaria (SEI 1031678), de modo a:

- **assegurar ampla transparéncia** na formulação da norma;
- **permitir a manifestação das concessionárias de geração e demais agentes afetados**, especialmente quanto à adequação dos critérios de compensação propostas (via RGR ou base tarifária) e a consideração do efeito econômico-financeiro para a atualização e capitalização dos valores; e
- **obter subsídios técnicos e jurídicos relevantes** que contribuam para o aprimoramento da redação da Portaria.

4.58. A sistematização das contribuições que forem recebidas será realizada oportunamente e poderá subsidiar ajustes na redação final do ato normativo.

Mapeamento da Experiência Internacional

4.59. O reconhecimento de investimentos em bens reversíveis no setor de energia varia de acordo com o arcabouço regulatório de cada país. No entanto, as práticas observadas internacionalmente são em geral similares às definidas no Brasil, nos termos do art. 2º do

Decreto nº 7.850/2012, cujos investimentos são indenizados ou reconhecidos na base tarifária da concessionária. Também há casos em que as concessões são prorrogadas para recuperar o investimento. Aqui estão alguns exemplos de como diferentes países tratam esse tema:

Portugal

4.60. Para investimentos realizados durante o contrato, previamente autorizados e ainda não amortizados, o Estado pode indenizar o titular pelo valor residual ou prorrogar a concessão pelo prazo necessário para recuperar o investimento, por uma única vez, desde que não exceda 75 anos. Assegurando o equilíbrio da concessão, evitando prejuízo ao investidor sem onerar o poder concedente indevidamente ([FGV CERI](#), 2022).

Itália

4.61. Ao expirar a concessão o valor residual corresponde à indenização pelos bens reversíveis será paga pelo novo operador, garantindo que o antigo concessionário seja compensado. As leis regionais italianas estabelecem critérios para esse cálculo, que exige cooperação do concessionário na disponibilização de dados sobre os ativos ([Chambers and Partners](#), 2024).

Reino Unido

4.62. No modelo britânico de “RIO regulation” (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs) os investimentos realizados pelas distribuidoras e transmissoras são avaliados, sendo o reconhecimento tarifário uma das ferramentas para garantir a continuidade dos serviços e a manutenção da infraestrutura ([ofgem](#), 2010).

Estados Unidos

4.63. Nos aproveitamentos hidrelétricos sob licença federal (emitidas pela Federal Energy Regulatory Commission - FERC), ao não renovar ao atual operador, a lei prevê que, se o ativo for transferido a um novo operador ou à gestão pública, o dono original seja compensado pelo investimento não recuperado.

Lições aplicáveis ao Brasil

4.64. Essas experiências reforçam a aderência dos dispositivos do Decreto nº 7.850/2012 e das Alternativas analisadas neste Relatório.

Efeitos e Riscos da Edição do Ato Normativo

4.65. Efeitos esperados da edição da Portaria Normativa:

- segurança jurídica para as concessionárias de geração quanto ao reconhecimento de seus investimentos;
- padronização dos procedimentos de análise e decisão pelo MME e Aneel, reduzindo assimetria de tratamento;
- redução da judicialização, por estabelecer critérios objetivos e transparentes;
- melhor planejamento do uso da RGR, permitindo compatibilizar os fluxos da conta com as necessidades de resarcimento;
- estímulo à confiança no ambiente regulatório, essencial para novos investimentos no setor elétrico.

4.66. Riscos associados à edição do ato:

- reações contrárias de parte dos agentes regulados, caso entendam que os critérios sejam inadequados;
- desestímulo a novos investimentos nas usinas hidrelétricas.

4.67. Riscos da não edição:

- insegurança jurídica e regulatória permanente para os agentes.

Comparação das Alternativas e Escolha Fundamentada

4.68. Inicialmente, relacionamos as principais vantagens e desvantagens das alternativas consideradas para enfrentar o problema regulatório objetivando a definição da metodologia de comparação das alternativas.

4.69. Pelos motivos expostos anteriormente, as Alternativas 3 e 4 foram descartadas e não serão exploradas nesta AIR.

Alternativa 0 – Não ação (manutenção do status quo)

4.70. Vantagens:

- maior previsibilidade para RGR ao tratar caso a caso após a homologação dos valores pela Aneel;
- evita a complexidade de normatização.

4.71. Desvantagens:

- incerteza para os concessionários quanto à forma do resarcimento.

Alternativa 1 – Indenização via RGR

4.72. Vantagens:

- função precípua da Reserva;
- possibilidade de liquidação financeira imediata.

4.73. Desvantagens:

- limitação orçamentária da RGR;
- impacto sobre outras obrigações da Conta.

Alternativa 2 – Reconhecimento na base tarifária

4.74. Vantagens:

- preserva a RGR para outras obrigações da Conta;
- previsibilidade para a concessionária de geração.

4.75. Desvantagens:

- insegurança jurídica para o reconhecimento de concessionárias não cotistas;
- impacto financeiro somente aos consumidores cativos.

Alternativa 5 – Reconhecimento na base tarifária e indenização pela RGR

4.76. Vantagens:

- preserva a RGR para outras obrigações da Conta;
- previsibilidade para a concessionária de geração;
- não há insegurança jurídica para o reconhecimento de concessionárias não cotistas.

4.77. Desvantagens:

- impacto financeiro concentrado nos consumidores cativos.

Alternativa 6 – Projeção ex-ante dos saldos de RGR e reconhecimento na base tarifário do valor residual

4.78. Vantagens:

- maior previsibilidade para RGR ao tratar, anualmente, caso a caso após a homologação dos valores pela Aneel.

4.79. Desvantagens:

- incerteza para os concessionários quanto à fonte dos recursos do ressarcimento;
- complexidade de normatização e operacionalização.

Metodologia de Análise

4.80. Conforme dito, na seção que tratou dos impactos, exceto para a Alternativa 6, as alternativas não apresentam significativa variação nos custos regulatórios/administrativos, esses custos são irrisórios na etapa de reconhecimento, e para as concessionárias de geração de energia elétrica, na medida do possível, as alternativas terão índices de atualização e capitalização e prazos similares, apesar da possibilidade de diferentes avaliações de risco dos concessionários com relação as fontes dos recursos. Ademais, o impacto financeiro é o mesmo, considerando que a Aneel homologa os valores a serem reconhecidos, cabendo uma comparação das alternativas sobretudo com relação ao risco de fluxo de caixa da RGR e ao impacto para as classes de usuários que financiam cada fonte de recurso.

4.81. Assim, a escolha foi orientada por uma análise multicritério, permitindo definir de forma objetiva e transparente os critérios que serão aplicados para comparar as alternativas, mesmo que estes critérios sejam qualitativos:

- equidade de ônus ao pagador - relacionado à distribuição do ônus aos agentes que usufruíram ou usufruem dos benefícios;
- garantia de recursos - relacionado à previsibilidade dos recursos definidos para fazer frente aos pagamentos;
- otimização dos recursos da RGR - relacionado à utilização racional dos recursos da reserva, evitando inclusive impacto sobre outras obrigações da conta;
- previsibilidade ao recebedor - relacionado à previsibilidade para a concessionária de geração com a definição da fonte dos recursos;
- simplicidade - relacionada à simplicidade normativa e de operacionalização.

4.82. Para cada alternativa foram definidos cinco critérios, sendo feita a análise para cada combinação de alternativa versus critério. O peso de cada critério foi definido tendo como base a sua relevância para a política pública, com valores entre 1, para baixo impacto, e 3, para alto impacto. O critério de garantia de recursos foi considerado de alto impacto já que a função principal da norma é trazer previsibilidade às concessionárias de geração hidrelétrica no reconhecimento dos investimentos. Do mesmo modo, também foi atribuído alto impacto ao critério de equidade de ônus ao pagador para evitar que a norma amplie distorções no mercado. Apesar da otimização dos recursos da RGR ser um critério desejável, este foi definido como de baixo impacto pela complexidade de previsão dos recursos e gastos da

conta para os próximos 10 anos, não sendo objetivo primordial da norma proposta. Os demais critérios foram definidos como de relevância intermediária.

4.83. Para as notas, foram definidos valores entre 1 e 4, a depender da aderência da alternativa regulatória ao critério.

Comparativo e Resultado

| Critério | Alternativa | Peso | Nota | Resultado parcial |
|--------------------------------|--|------|------|-------------------|
| Equidade de ônus ao pagador | 0. Não ação | 3 | 3 | 9 |
| | 1. Indenização pela RGR | | 4 | 12 |
| | 2. Reconhecimento na base tarifária | | 1 | 3 |
| | 5. Base tarifária + RGR | | 2 | 6 |
| | 6. Projeção ex-ante RGR + base tarifária | | 3 | 9 |
| Garantia de recursos | 0. Não ação | 3 | 2 | 6 |
| | 1. Indenização pela RGR | | 1 | 3 |
| | 2. Reconhecimento na base tarifária | | 4 | 12 |
| | 5. Base tarifária + RGR | | 3 | 9 |
| | 6. Projeção ex-ante RGR + base tarifária | | 3 | 9 |
| Otimização dos recursos da RGR | 0. Não ação | 1 | 4 | 4 |
| | 1. Indenização pela RGR | | 1 | 1 |
| | 2. Reconhecimento na base tarifária | | 2 | 2 |
| | 5. Base tarifária + RGR | | 3 | 3 |
| | 6. Projeção ex-ante RGR + base tarifária | | 4 | 4 |
| Previsibilidade ao recebedor | 0. Não ação | 2 | 3 | 6 |
| | 1. Indenização pela RGR | | 4 | 8 |
| | 2. Reconhecimento na base tarifária | | 4 | 8 |
| | 5. Base tarifária + RGR | | 4 | 8 |
| | 6. Projeção ex-ante RGR + base tarifária | | 2 | 4 |
| Simplicidade | 0. Não ação | 2 | 2 | 4 |
| | 1. Indenização pela RGR | | 4 | 8 |
| | 2. Reconhecimento na base tarifária | | 4 | 8 |
| | 5. Base tarifária + RGR | | 4 | 8 |
| | 6. Projeção ex-ante RGR + base tarifária | | 1 | 2 |

| Resultado Final | |
|--|----|
| 0. Não ação | 29 |
| 1. Indenização pela RGR | 32 |
| 2. Reconhecimento na base tarifária | 33 |
| 5. Base tarifária + RGR | 34 |
| 6. Projeção ex-ante RGR + base tarifária | 28 |

Alternativa Recomendada

4.84. Considerando a função precípua da RGR, a alternativa de estabelecer diretrizes claras, objetivas e uniformes para o tratamento regulatório dos investimentos vinculados a bens reversíveis por meio de indenização a ser paga com recursos da Reserva seria a recomendada. Entretanto, a destinação anual dos saldos positivos da RGR para a CDE, nos termos do art. 25, §5º, do Decreto nº 9.022/2017, e redução estrutural da sua principal fonte de recursos, com a publicação do art. 21 da Lei nº 12.783/2013, imputaria risco às concessionárias de geração e a outros agentes com recursos a receber da conta, considerando a incerteza no fluxo de caixa da Reserva.

4.85. Por outro lado, o reconhecimento na base tarifária traria grande previsibilidade às concessionárias de geração com recursos a receber, mas sua desvantagem está na insegurança jurídica para o reconhecimento de concessionárias que não operam usinas em cotas e em repassar o ônus totalmente aos consumidores cativos.

4.86. Assim, a alternativa considerada mais adequada para alcançar os objetivos pretendidos é uma solução híbrida entre as Alternativas 1 e 2, por meio da Alternativa 5: solução normativa com reconhecimento na base tarifária das usinas submetidas ao regime de cotas e, nos casos específicos de concessionárias que não operem usina em cotas, indenização pela RGR.

4.87. Ela reúne os seguintes pontos fortes:

- garante segurança jurídica e isonomia na aplicação das regras;
- permite uma relativa previsibilidade orçamentária, ao priorizar o reconhecimento tarifário e condicionar o uso da RGR a casos específicos;
- diminui distorções tarifárias e pressões sobre contas públicas ao estabelecer a utilização das duas fontes de recursos;
- viabiliza o planejamento por parte dos agentes públicos e privados.

Conteúdo da Minuta de Portaria Normativa Proposta

4.88. Considerando a Alternativa 5 como recomendada, foi elaborada minuta de portaria normativa dispendo sobre o pagamento dos valores homologados pela Aneel relativos à parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados, de que trata o art. 2º do Decreto nº 7.850/2012.

4.89. De forma geral, a proposta estabelece no art. 2º que para as pessoas jurídicas que sejam concessionárias ou designadas para a operação de usinas hidrelétricas sob o regime de cotas o pagamento dos valores homologados pela Aneel deverá ocorrer por meio de reconhecimento na base tarifária.

4.90. No art. 3º são tratados os casos das pessoas jurídicas que não sejam concessionárias nem designadas no regime de cotas, cujo pagamento será realizado com recursos da RGR.

Índice de atualização e capitalização

4.91. Com relação à consideração do efeito econômico-financeiro, diretriz estabelecida no art. 2º, § 2º, do Decreto nº 7.850/2012, a proposta desta área técnica é atualizar os valores homologados pela Aneel pelo IPCA e remunerar pela Taxa Regulatória de Remuneração do Capital, desde a data-base do relatório de avaliação dos ativos até o mês anterior ao mês de início de pagamento, para o caso de reconhecimento na base tarifária.

4.92. Para o caso de indenização pela RGR a atualização e remuneração ocorreriam por meio dos mesmos parâmetros. Entretanto, o período é da data-base do relatório de avaliação dos ativos até a autorização específica estabelecida em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia (MME), de que trata o art. 25, § 1º, do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017.

4.93. No setor elétrico, a taxa de retorno das concessionárias, denominada Taxa Regulatória de Remuneração do Capital, é usualmente definida pela metodologia do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). Nos casos tratados nesta Nota Técnica, o uso dessa Taxa visa garantir que a remuneração seja coerente com os critérios regulatórios adotados no setor, incorporando suas particularidades e ajustando a remuneração ao nível de risco assumido pelas concessionárias.

4.94. Após a publicação do ato do MME, para o caso de indenização pela RGR, o pagamento torna-se uma obrigação financeira do governo, que possui um risco significativamente menor do que o de uma empresa privada, o que justifica, portanto, a utilização da taxa Selic. Continuar remunerando pela Taxa Regulatória de Remuneração do Capital poderia gerar uma transferência indevida de risco e custos adicionais para o setor elétrico.

4.95. Por fim, registra-se que a opção pela data-base do relatório de avaliação dos ativos como data de início para consideração do efeito econômico-financeiro tem como referência a Resolução Normativa Aneel nº 1.027, de 19 de julho de 2022, que estabeleceu os critérios e procedimentos para cálculo dos investimentos de aproveitamentos hidrelétricos, e define no Anexo III que data-base do relatório de avaliação para as concessões que foram prorrogadas é definida em 31 de dezembro de 2012 e 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.

Prazo

4.96. O reconhecimento dos valores na base tarifária ocorrerá a partir da revisão periódica após a homologação dos valores pela Aneel, conforme estabelece o art. 15, § 7º, da Lei nº 12.783/2013, com pagamento por prazo não superior a sete anos, prazo utilizado em outros processos relacionados a investimentos vinculados a bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados de projetos básicos das usinas hidrelétricas.

4.97. Para o caso específico de indenização com recursos da RGR o prazo será definido no ato do Ministro de Minas e Energia ao reconhecer a indenização, quando será possível fazer uma melhor estimativa do fluxo de caixa da Reserva, considerando inclusive que a RGR será extinta ao final do exercício de 2035, conforme define o art. 8º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

4.98. Para garantir a execução dos procedimentos necessários para a indenização, sobretudo por parte da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), gestora da RGR, será definido o prazo mínimo de 45 dias para pagamento da primeira parcela, contado da publicação do ato de reconhecimento, e que as parcelas mensais serão pagas até os dias 20 de cada mês.

Outras disposições

4.99. Para as concessionárias detentoras de direito de indenização que não estejam mais com a concessão, mas ainda possuam outras usinas operadas no regime de cotas, propõe-se que a indenização ocorra por meio do reconhecimento na base tarifária da usina que esteja no regime de cotas. Essas outorgas estão sinalizadas com a cor verde na Tabela 1. Justifica-se essa medida principalmente em relação ao citado risco de falta de recursos futuros na RGR.

4.100. Por fim, a proposta de portaria de diretrizes estabelece para as concessionárias que operam usinas em cotas que, caso a usina seja licitada, o valor residual deverá ser pago pelo vencedor do certame, nos termos do edital do leilão.

Estratégia de Implementação, Monitoramento e Avaliação

Implementação

4.101. A implementação ocorrerá por meio da edição da portaria proposta, com base na minuta SEI 1031678, e seguirá os seguintes passos:

- **abertura de Consulta Pública por 45 dias**, com ampla divulgação aos agentes setoriais e à sociedade civil;
- **sistematização das contribuições recebidas** pelo MME;
- **revisão da minuta e edição final da portaria**;
- **orientação institucional** aos agentes envolvidos (Aneel, CCEE e concessionárias);
- **análise dos pedidos** cujo reconhecimento será por meio de indenização a ser paga pela RGR.

Monitoramento

4.102. O monitoramento será conduzido em articulação com a Aneel, por meio de:

- avaliação periódica dos efeitos tarifários da incorporação dos investimentos reconhecidos;
- acompanhamento das indenizações a serem pagas pela RGR; e
- acompanhamento de eventual judicialização ou contestação administrativa da aplicação das diretrizes.

Avaliação

4.103. As diretrizes serão revistas caso haja:

- pressões significativas sobre a tarifa de energia ou exaurimento da RGR;
- dificuldades operacionais recorrentes na aplicação da metodologia;
- decisões judiciais relevantes que impactem o entendimento sobre os direitos das concessionárias;

4.104. A eventual necessidade de alteração ou revogação da norma será avaliada com base nos resultados do monitoramento e de consultas aos agentes regulados.

Vigência do Ato

4.105. Por último, com relação a vigência da portaria, fazemos menção ao Decreto nº 12.002, de 22 de abril de 2024, que estabelece normas para elaboração, redação, alteração e consolidação de atos normativos:

Vigência e *vacatio legis*

[...]

Art. 17. A *vacatio legis* ou a postergação da produção de efeitos será prevista nos atos normativos:

- I - de maior repercussão;
- II - que demandem tempo para esclarecimento de seu conteúdo aos destinatários;
- III - que exijam medidas de adaptação pela população;
- IV - que exijam medidas administrativas prévias para sua aplicação de modo ordenado; ou
- V - em que não convenha a produção de efeitos antes da edição de ato normativo inferior ainda não publicado.

[...]

Art. 18. A cláusula de vigência indicará a data de entrada em vigor do ato normativo da seguinte forma:

- I - “[número cardinal por extenso] dias após a data de sua publicação”;
- II - “no [número ordinal por extenso] dia do [número ordinal por extenso] mês subsequente ao de sua publicação”;
- III - “em [data por extenso]”; ou
- IV - “na data de sua publicação”, quando não houver previsão de *vacatio legis*.

Parágrafo único. Alternativamente ao disposto no *caput*, a cláusula de vigência poderá ser estabelecida em dias úteis, semanas, meses ou anos, contados da data de publicação do ato normativo.

4.106. A edição da Portaria de que trata esta Nota Técnica não se enquadra nos casos de *vacatio legis* ou postergação da produção de efeitos, pois não se trata de ato: (i) de maior repercussão; (ii) que demande tempo para esclarecimento; (iii) que exija medidas de adaptação pela população; (iv) que exija medidas administrativas prévias; ou (v) que não convenha a produção de efeitos antes da edição de ato normativo inferior ainda não publicado, nos termos do art. 17 do Decreto nº 12.002, de 2024.

4.107. Assim, entende-se que a Portaria (SEI 1031678) deva entrar em vigor e produzir efeitos na data de sua publicação, ou seja, que a vigência do ato seja imediata, nos termos do art. 18, inciso IV, do referido Decreto.

4.108. Diante desses fatos, o objetivo deste Relatório é propor portaria do MME, com vigência imediata, com o intuito de submeter à consulta pública diretrizes a serem observadas na condução do processo para reconhecimento dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, dos empreendimentos de geração.

5. DOCUMENTOS RELACIONADOS

5.1. Minuta de Portaria (SEI 1031678).

6. CONCLUSÃO

6.1. Este Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) atende integralmente ao disposto no Decreto nº 10.411/2020, com o arcabouço técnico para justificar a proposta de diretrizes para o tratamento a ser observado na condução dos processos para reconhecimento dos investimentos, complementares aos do projeto básico, de que trata o art. 2º do Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012.

6.2. A alternativa recomendada combina segurança jurídica, equilíbrio financeiro e eficiência regulatória, contribuindo para a melhoria do ambiente institucional do setor elétrico.

6.3. Nesse sentido, recomenda-se a instauração de consulta pública pelo prazo de 45 dias para ampla discussão com a sociedade do conteúdo desta Nota Técnica. Espera-se que os agentes interessados contribuam para aprimoramentos das diretrizes propostas.



Documento assinado eletronicamente por **Cássio Giuliani Carvalho, Subsecretário de Assuntos Econômicos e Regulatórios Substituto(a)**, em 01/07/2025, às 14:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Rogério Souza Tavares, Gerente de Projeto**, em 01/07/2025, às 14:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Bianca Maria Matos de Alencar Braga, Diretor(a) de Programa**, em 01/07/2025, às 15:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



Documento assinado eletronicamente por **Alexandra Lucio Sales de Carvalho, Assessor(a)**, em 01/07/2025, às 15:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1031644** e o código CRC **CFAA5BBB**.