



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 39/2026/SAER/SE

PROCESSO Nº 48300.001516/2026-61

INTERESSADO: SUBSECRETARIA DE ASSUNTOS ECONÔMICOS E REGULATÓRIOS, SECRETARIA NACIONAL DE TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E PLANEJAMENTO, SECRETARIA-EXECUTIVA, SECRETARIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

1. ASSUNTO

1.1. Proposta de diretrizes para outorgas de geração de energia hidrelétrica.

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. Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025 - altera a Lei nº 12.783/2013 e outras.

2.3. Decreto nº 9.158, de 21 de setembro de 2017 - regulamenta a prorrogação das concessões e das autorizações de geração de energia hidrelétrica abrangidas pelo art. 2º da Lei nº 12.783/2013.

3. SUMÁRIO EXECUTIVO

3.1. Trata-se de Nota Técnica elaborada para submissão, à consulta pública, de diretrizes aplicáveis aos processos de licitação e prorrogação das outorgas de usinas hidrelétricas considerando o arcabouço de alterações promovidas pela Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

3.2. As seções iniciais — compostas pela **Introdução, Arranjos Possíveis e Abrangência das Outorgas Vincendas** — resgatam a evolução Legal, debate a discricionariedade do Poder Concedente entre licitação e prorrogação, ponderando os prós e contras para o segmento de geração, e mapeia o universo de usinas hidrelétricas com vencimento no horizonte até 2032.

3.3. No bloco seguinte o documento adentra o seu núcleo regulatório ao detalhar as **Condições para Licitação ou Prorrogação** e as diretrizes do regime de Produção Independente de Energia (PIE). São detalhados parâmetros de onerosidade, alocação do risco, recálculo da garantia física e prazo contratual. Trata-se também da metodologia do cálculo do valor da outorga e de ressarcimento de bens reversíveis pelo Valor Novo de Reposição (VNR), além de discutir obrigações para o novo prazo de outorga voltadas à segurança de barragens, modernizações, prestação de serviços e adequação ambiental e regulatória.

3.4. São propostas balizas para mitigar poder de mercado e diretrizes para leilões. A Nota Técnica aborda ainda **Soluções no Horizonte de Curtíssimo Prazo** para evitar a operação precária de usinas cujas outorgas vencem no período imediato de 2026 a 2028 e o **Rito Processual**, buscando conferir segurança jurídica e previsibilidade às decisões.

3.5. Por fim, a estrutura se encerra com a consolidação sintética das **Diretrizes para o Tratamento das Outorgas** e os **Questionamentos Orientados** para guiar as contribuições dos agentes setoriais.

4. ANÁLISE

INTRODUÇÃO

4.1. Anteriormente à edição da Medida Provisória (MP) nº 579, de 11 de setembro de 2012, as previsões para prorrogação de concessão de usina hidrelétrica de forma ampla se restringiam ao art. 19 da

Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e ao art. 4º, § 2º, da mesma Lei.

4.2. O art. 19 da Lei nº 9.074/1995 alcançava as concessões de serviço público outorgadas até 14 de fevereiro de 1995, data de publicação da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e o art. 4º, § 2º, da Lei nº 9.074/1995 previa a possibilidade de prorrogação das concessões não alcançadas pelo art. 19, desde que outorgadas até 11 de dezembro de 2003, tanto as no regime de uso de bem público (UBP), independente se autoprodução de energia (APE) ou produção independente de energia (PIE), quanto as de serviço público, para estas desde que outorgada entre 15 de fevereiro de 1995 e 11 de dezembro de 2003.

4.3. Em 12 de setembro de 2012, com a publicação da MP nº 579/2012, estabeleceu-se que as concessões poderiam ser prorrogadas por até trinta anos, com critérios diferentes para as concessões de serviço público, nos termos do art. 1º, e para as concessões de APE, nos termos do art. 2º.

4.4. Em resumo, nos termos do art. 1º da MP nº 579/2012, para as prorrogações das concessões de usina hidrelétrica alcançadas pelo art. 19 da Lei nº 9.074/1995 foi instituído o regime de alocação de cotas de garantia física de energia e de potência às concessionárias de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), com remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), e para as concessões destinadas a APE, com potência inferior a 50.000 kW, prorrogações onerosas, nos termos do art. 2º da MP nº 579/2012, com livre dispor da energia, não se aplicando o regime de alocação de cotas.

4.5. A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, conversão da MP nº 579/2012, manteve os referidos dispositivos. Entretanto, com a publicação da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, a redação do art. 2º da Lei nº 12.783/2013 foi alterada: (i) ampliando o escopo do artigo para as autorizações; (ii) explicitando que a prorrogação é para as outorgas ainda não prorrogadas; e (iii) eliminando a referência a APE, ou seja, o dispositivo alcança tanto as outorgas no regime de serviço público quanto as de uso de bem público.

4.6. Assim, com o advento da MP nº 579/2012 a previsão de prorrogação pelo art. 19 da Lei nº 9.074/1995 foi convertida em prorrogação em regime de cotas, nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783/2013. Ademais, o art. 2º da Lei nº 12.783/2013 estabeleceu critérios específicos para prorrogação de concessões e autorizações de usinas hidrelétricas com até 50.000 kW de potência, ainda não prorrogadas. As previsões para prorrogações da Lei nº 12.783/2013 não substituíram, mesmo que tacitamente, o art. 4º, § 2º, da Lei nº 9.074/1995 (exceto para as concessões com até 50.000 kW ainda não prorrogadas).

4.7. Com o advento da Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025, alterou-se sobremaneira a Lei nº 12.783/2013, com a inclusão dos arts. 1º-A e 1º-B e alterações nos arts. 2º, 8º e 13. Assim, tanto a licitação de que trata o art. 8 da Lei nº 12.783/2013, quanto a prorrogação de que trata o art. 1º-A da Lei nº 12.783/2013 (UHEs superiores a 50.000 kW), ocorrerão conforme art. 1º-B da Lei, com as seguintes condições:

- Adoção do regime de Produção Independente de Energia (PIE);
- Venda da energia nos ambientes de contratação regulada e de contratação livre garantida ao titular da outorga;
- Pagamento à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) correspondente a 50% do valor estimado da outorga;
- Pagamento pela outorga correspondente a 50% do valor estimado da outorga, sendo destinado à CDE no caso de prorrogação ou licitação de outorgas com vencimento até 31 de dezembro de 2032;
- Assunção do risco hidrológico pela outorgada, vedada a repactuação prevista pela Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015;
- Recálculo da garantia física, sem qualquer limite de variação em relação à garantia física anteriormente vigente; e
- Prazo de até trinta anos.

4.8. Assim, cabe ao Poder Executivo definir, em regulamento, as regras necessárias à aplicação das alterações promovidas pela Lei nº 15.269/2025 na Lei nº 12.783/2013. Nesse contexto, esta Nota

apresenta proposta de tratamento para as outorgas de geração hidrelétrica alcançadas pela Lei nº 12.783/2013, com foco na decisão sobre os arranjos possíveis envolvendo licitação e prorrogação, nas condições econômicas da nova outorga, na indenização dos bens reversíveis e no rito processual aplicável. Em síntese, busca-se:

- Garantir a eficiência da prestação do serviço de geração de energia hidrelétrica;
- Maximizar os benefícios aos consumidores, prezando pela modicidade tarifária e qualidade do atendimento;
- Estabelecer os critérios de onerosidade, verificação do serviço adequado e indenização dos bens;
- Permitir o adequado planejamento setorial e evitar descontinuidade nas outorgas; e
- Estabelecer critérios objetivos para o Ministério de Minas e Energia (MME), Aneel, Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e agentes geradores na avaliação dos processos e transparência a todos agentes interessados.

ARRANJOS POSSÍVEIS PARA AS OUTORGAS

4.9. Conforme a Constituição Federal, a prestação dos serviços públicos deve se dar, diretamente ou sob delegação, explicitando acerca da necessidade de se realizar licitação para a concessão ou permissão de serviços públicos, devendo a lei dispor, dentre outros aspectos, acerca de eventual prorrogação:

Art. 175. **Incumbe ao Poder Público, na forma da lei** diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, **sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.**

Parágrafo único. **A lei disporá sobre:**

I - o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, **o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação**, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II - os direitos dos usuários;

III - a política tarifária;

IV - a obrigação de manter o serviço adequado. **(grifamos)**

4.10. Dessa forma, em que pese a Constituição Federal exigir a licitação para a concessão de serviços públicos, autoriza que a lei estabeleça condições para a prorrogação dos respectivos contratos. Nesse sentido, a Lei nº 12.783/2013, recentemente alterada pela Lei nº 15.269/2025, ao incluir os arts. 1º-A e 1º-B e alterar o art. 2º do Lei nº 12.783/2013, trata sobre a possibilidade de prorrogação das concessões e das autorizações para geração de energia hidrelétrica.

4.11. Do ponto de vista da legislação, tanto a prorrogação quanto a licitação são caminhos à disposição do Poder Concedente, de modo que a opção por uma alternativa ou outra encontra-se no espaço da discricionariedade administrativa, a ser exercida a partir de um juízo de conveniência e oportunidade.

4.12. O arcabouço legal não assegura às atuais outorgadas que a prorrogação seja a única solução aplicável. Ainda que determinados contratos prevejam a possibilidade de prorrogação, essa hipótese permanece condicionada à decisão do Poder Concedente. Em suma, a prorrogação é faculdade administrativa, a ser apreciada sob a ótica do interesse público, e não direito subjetivo das atuais outorgas.

4.13. Para cada segmento do setor de energia elétrica, em decorrência de suas peculiaridades, há pesos distintos para aspectos de relevância para a decisão.

4.14. As concessões de distribuição, por exemplo, afetam grandes áreas geográficas contíguas, em regime de monopólio, e a inadequação na prestação de serviço por um novo concessionário, a ser escolhido mediante licitação, ou durante a transição entre concessionários, pode ter um impacto adverso concentrado sobre uma unidade da federação (ou sub-região dessa unidade), inclusive com reflexos adversos para o Pacto Federativo. Soma-se a isso, ainda, o fato de o segmento de distribuição requerer a realização de investimentos em sua área de concessão de maneira recorrente e suas tarifas são revistas para manutenção do reequilíbrio econômico-financeiro, de modo que ganhos estruturais de eficiência sejam revertidos para a modicidade tarifária, além de ser mais intensiva em mão de obra em relação aos outros

segmentos, fato que acarreta maior dificuldade em processos de transição.

4.15. Assim, sob esse prisma o Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, foi publicado com o princípio de que, do ponto de vista técnico, é recomendável facultar a prorrogação das concessões de distribuição que atendam requisitos mínimos de qualidade na prestação do serviço, bem como na sua gestão econômico-financeira. Para os casos em que as concessionárias não atendam aos requisitos citados anteriormente, a alternativa foi a de licitação, uma vez que os riscos de baixa qualidade na prestação do serviço já estão se materializando, afetando os usuários do serviço.

4.16. Para as concessões de transmissão de energia elétrica, por outro lado, o regulamento, nos termos do Decreto nº 11.314, de 28 de dezembro de 2022, estabeleceu como preferencial a licitação das outorgas, definindo que a prorrogação somente ocorrerá quando a licitação for inviável ou resultar em prejuízo ao interesse público. O entendimento para o segmento da transmissão foi que os impactos de uma eventual inadequação na prestação do serviço de energia elétrica podem ser mitigados, haja vista a integração elétrica promovida pela Rede Básica do SIN. Ademais, a possibilidade de adequação regulatória para o segmento de transmissão é notória, com transferência de ativos das concessões em fim de vigência para distribuidoras ou outras transmissoras, com benefícios para a operação das instalações, ou inclusão em novos processos licitatórios.

4.17. Para o segmento de geração hidrelétrica, nos últimos anos, houve a publicação dos Decretos nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, e nº 9.158, de 21 de setembro de 2017.

4.18. O Decreto nº 7.805/2012 estabeleceu as regras para prorrogação das concessões de que tratava o art. 1º da MP nº 579/2012, no âmbito das antecipações destinadas à inclusão de concessões de serviço público no regime de cotas, ocorridas em 2012, nos termos do art. 12 da Medida Provisória.

4.19. Já o Decreto nº 9.158/2017 definiu as regras para a prorrogação das concessões e autorizações de geração com capacidade instalada superior a 5.000 kW e inferior ou igual a 50.000 kW, de que trata o art. 2º da Lei nº 12.783/2013, com as seguintes obrigações cumulativas.

- Pagamento pelo Uso de Bem Público (UBP) calculado por metodologia definida pela Aneel;
- Recolhimento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH); e
- Reversão dos bens vinculados ao final da outorga sem indenização.

4.20. Apesar desses elementos, a consulta ora proposta não parte da defesa prévia de um caminho, há que se ponderar pela melhor solução para o segmento.

4.21. De início, observa-se que o segmento de geração possui características próprias, distintas das verificadas na distribuição e na transmissão. Na distribuição, a continuidade do serviço e o desempenho operacional assumem peso decisivo. Na transmissão, por sua vez, há maior possibilidade de adequação regulatória e redistribuição de instalações.

4.22. Destacam-se a seguir ponderações para o segmento de geração:

- Transição operacional: por manter o operador e mantenedor responsável pela usina, a prorrogação evita os custos, riscos e assimetrias de informação inerentes à transferência da operação. Por outro lado, na licitação é possível estabelecer período de transição entre os agentes. Ademais, a diretriz de cada leilão pode prever critérios para garantir o cadastramento de empresas com capacidade técnica e experiência para operar empreendimentos de acordo com a complexidade necessária.
- Continuidade: a prorrogação preserva a operação pelo atual titular, reduzindo riscos de descontinuidade e favorecendo a manutenção do histórico operacional da usina.
- Antecipação do pagamento: como o ativo está sob responsabilidade do atual titular, a prorrogação pode viabilizar a liquidação antecipada ou mais célere dos valores devidos pelo novo prazo de outorga.
- Excedente econômico: a licitação tende a revelar o valor econômico da outorga por meio da competição, permitindo a captura de eventual ágio ou excedente econômico.

- Adequação regulatória: ambos os casos, prorrogação ou licitação, permitem reestruturar o ato de outorga e atualizar obrigações desde a origem do novo vínculo;
- Atualização e inovação: a entrada de um novo operador tende a oferecer maior espaço para introdução de atualização e inovação. Também é possível exigir avanços em atualização e inovação como condicionantes de em caso de prorrogação, sendo que em ambos os casos é necessária a atuação da agência reguladora no acompanhamento dessas obrigações.
- Transparência: ao admitir a participação ampla de interessados, inclusive do atual titular, a licitação tende a ampliar a contestabilidade e acesso às informações. Ressalta-se que essa transparência é diretamente relacionada à qualidade de dados disponibilizados em data-room, que consiste no conjunto de dados entendidos como mínimos para o entendimento e valoração da outorga de geração.
- Investimentos não amortizados ou não depreciados: Em ambos os casos, prorrogação ou licitação, há estimativas para valorar o que foi investido (projeto básico e durante a outorga atual), de forma a identificar excedentes financeiros no fluxo de caixa da outorga.

4.23. A avaliação apresentada tem caráter preliminar e busca estimular a contribuição dos agentes, especialmente quanto à eventual inclusão de novos aspectos relevantes para a decisão do Poder Concedente.

ABRANGÊNCIA DAS OUTORGAS VINCENDAS

4.24. Visando demonstrar a abrangência de outorgas com vencimento no horizonte até 2032, foram levantados os quantitativos e capacidades instaladas de Usinas Hidrelétricas (UHE) e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) que enquadram nessa situação.

4.25. Existem 40 aproveitamentos hidrelétricos maiores 50.000 kW que totalizam cerca de 15,4 GW de capacidade instalada, sendo 20, que totalizam cerca de 5,9 GW, no horizonte até 2029 e 20, que totalizam cerca de 9,5 GW, no horizonte entre 2030 e 2032.

4.26. Com relação aos aproveitamentos menores que 50.000 kW, existem 40 aproveitamentos que totalizam cerca de 0,7 GW de capacidade instalada, sendo 37 no horizonte até 2029 e 3 entre 2030 e 2032.

CONDIÇÕES PARA LICITAÇÃO OU PRORROGAÇÃO

4.27. Conforme dito, a partir de 25 de novembro de 2025, data da publicação da Lei nº 15.269/2025, o regime popularmente conhecido como de cotas, de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783/2013, instituído pela MP nº 579/2012, com remuneração por tarifa calculada pela Aneel e alocação da garantia física da usina hidrelétrica às concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN não mais será aplicado às outorgas de geração de energia a serem licitadas ou prorrogadas no âmbito dos arts. 1º-A, 1º-B e 8º da Lei nº 12.783/2013.

4.28. A Lei nº 15.269/2025, ao incluir os arts. 1º-A e 1º-B e alterar os arts. 8º e 13 da Lei nº 12.783/2013, estabeleceu que as licitações ou prorrogações de outorgas de geração serão no regime de PIE, com a livre disponibilização da energia ao titular da outorga, tendo como contrapartida o pagamento pela outorga.

4.29. O enquadramento para prorrogação ocorre com base na capacidade instalada da hidrelétrica:

- Para os empreendimentos de maior porte, com capacidade instalada superior a 50.000 kW, que são objeto de concessão, nos termos do art. 5º da Lei nº 9.074/1995, há possibilidade de prorrogação, nos termos do art. 1º-B da Lei nº 12.783/2013, desde que outorgados antes de 11 de dezembro de 2003; e
- Para os empreendimentos de menor porte, com capacidade instalada superior a 5.000

kW e inferior ou igual a 50.000 kW, atualmente objeto de autorização, nos termos do art. 7º da Lei nº 9.074/1995, há possibilidade de prorrogação, nos termos do art. 2 da Lei nº 12.783/2013, ainda regulamentado pelo Decreto nº 9.158/2017.

4.30. Não foi alterado o comando de que as outorgas de geração de energia elétrica (concessões ou autorizações com capacidade instalada superior a 5.000 kW) que não forem prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, serão licitadas conforme determina o art. 8 desta Lei. Alterou-se, porém, o regime aplicável à nova outorga, que agora deve ser regime de PIE de que trata o art. 1º-B da referida Lei (antes da Lei nº 15.269, de 2025, seria em regime de cotas).

4.31. Assim, o objetivo desta seção é discutir e receber subsídios para regulamentação das diretrizes recém estabelecidas no âmbito dos arts. 1º-B e 8º da Lei nº 12.783/2013, bem como condições que podem decorrer destas diretrizes, estabelecidas para a prorrogação das hidrelétricas com mais de 50.000 kW ou licitação.

Novas condições estabelecidas na Lei nº 12.783/2013 - arts. 1º-A e 1º-B

4.32. Inicialmente, cabe transcrever o texto da Lei nº 12.783/2013, relacionado às condições para prorrogação das hidrelétricas com mais de 50.000 kW e licitações das hidrelétricas regidas pela referida lei, independente da potência:

Art. 1º-A. **A partir da entrada em vigor deste artigo, o poder concedente poderá prorrogar ou licitar** os empreendimentos de geração de energia elétrica de **usinas hidrelétricas com capacidade instalada superior a 50.000 kW** (cinquenta mil quilowatts), outorgados antes de 11 de dezembro de 2003.

Art. 1º-B. O poder concedente, **caso opte pela prorrogação das outorgas** dos empreendimentos de que trata o art. 1º-A, observará o disposto nesse artigo.

§ 1º **São condições obrigatórias** para a prorrogação das outorgas:

I - o **pagamento à** Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, **correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor estimado da concessão;**

II - o **pagamento pela outorga correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor estimado da concessão;**

III - a adoção da **produção independente como regime de exploração**, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, inclusive, quanto às condições de extinção das outorgas e de encampação das instalações e da indenização porventura devida;

IV - a **assunção do risco hidrológico** pelo concessionário, vedada, após a prorrogação de que trata o caput, a repactuação prevista pela Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015;

V - **recálculo da garantia física**, com validade a partir da data de início da prorrogação da outorga, sem qualquer limite de variação em relação à garantia física anteriormente vigente, bem como sujeição a revisões periódicas de garantia física; e

VI - **prazo de até 30 (trinta) anos.**

§ 2º A **venda de energia elétrica para os ambientes de contratação regulada e de contratação livre**, na forma da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, é garantida ao titular da outorga prorrogada nos termos deste artigo.

§ 3º O **Poder Executivo poderá exigir percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao ambiente de contratação regulada** para as concessões prorrogadas na forma deste artigo.

§ 4º O **valor da concessão** de que trata o § 1º deverá:

I - ser calculado a partir de **metodologia definida em ato do Poder Executivo;** e

II - **considerar o valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis**, ainda não amortizados ou não depreciados.

§ 5º O cálculo do valor dos investimentos de que trata o inciso II do § 4º utilizará **como base a metodologia de valor novo de reposição**, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

§ 6º O disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não se aplica às outorgas de concessão prorrogadas na forma deste artigo.

§ 7º O disposto neste artigo também se aplica às concessões de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o previsto no art. 2º.

§ 8º O valor referido no inciso II do § 1º será destinado à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE no caso de prorrogação ou licitação de outorgas com vencimento até 31 de dezembro de 2032.”

[...]

“Art. 8º As outorgas de geração e as concessões de transmissão e de distribuição de energia elétrica **que não forem prorrogadas**, nos termos desta Lei, **serão licitadas**, na modalidade leilão ou concorrência, **por até 30 (trinta) anos**.

[...]

§ 3º **Aplica-se o disposto nos §§ 1º a 6º e 8º do art. 1º-B às outorgas decorrentes de licitações** de empreendimentos de geração de que trata o caput, o disposto no parágrafo único do art. 6º, às concessões de transmissão, e o disposto no art. 7º, às concessões de distribuição.

[...]

§ 6º A licitação de que trata o caput poderá **utilizar os critérios estabelecidos nos incisos I e II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**, ou a combinação dos dois critérios, observado o disposto no § 3º deste artigo.

[...]

Art. 13. Na antecipação dos efeitos da prorrogação de que trata o art. 12, o poder concedente definirá, conforme regulamento:

[...]

II - os pagamentos de quota anual à CDE e pela outorga para os empreendimentos de geração. **(grifamos)**

4.33. Diferentemente de dispositivos anteriores, como os previstos na Lei nº 9.074/1995, a redação atual da Lei nº 12.783/2013 apresenta maior detalhamento das condições aplicáveis. A seguir, cada condição será examinada.

Onerosidade

4.34. A condição inicial estabelecida pela Lei nº 12.783/2013, nos termos dos incisos I e II do § 1º e § 8º do art. 1º-B, é o caráter oneroso para a outorga do novo prazo, independente se decorrente de licitação ou prorrogação, cujo pagamento do valor estimado para as outorgas com vencimento até 2032 será integralmente revertido à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e, a partir de então, terá 50% destinado à CDE e 50% ao Tesouro.

4.35. Um desdobramento dessa condição é a definição do prazo para a liquidação do valor da outorga e, caso seja estabelecido parcelamento, o índice que será utilizado para atualização do valor.

4.36. Com relação ao prazo para pagamento do valor da outorga, há paradigmas recentes do setor.

4.37. Um dos casos se refere aos empreendimentos licitados pelo maior pagamento pelo UBP, com pagamento diluído no decorrer dos 35 anos da outorga e, em alguns casos, com concentração dos valores a serem pagos nos anos finais da outorga.

4.38. Há também o caso da capitalização da Eletrobras, que envolveu montantes significativos para o setor, com pagamento inicial de maior valor e o saldo remanescente diluído em 25 anos.

4.39. Por fim, há o caso das privatizações de outorgas de concessionárias sob controle estadual, como Companhia Energética de São Paulo (Cesp), Companhia Estadual de Energia Elétrica (Ceee) e Companhia Paranaense de Energia (Copel), cujo pagamento deu-se em parcela única, em até vinte dias contados do ato da assinatura do novo contrato de concessão.

4.40. Na definição da melhor alternativa quanto à forma de pagamento do valor da outorga, há que se considerar os riscos da pulverização dos pagamentos no decorrer do prazo de outorga e do pagamento vista ou em prazos reduzidos.

4.41. Quanto à atualização do valor, pode-se considerar a aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) da data-base do cálculo do valor da outorga até o pagamento à vista, na formalização do novo prazo e, caso haja definição sobre parcelamento, o valor atualizado pelo IPCA, não pago à vista, será atualizado pela Selic até a liquidação integral, em linha com a lógica adotada em processos recentes de privatização.

4.42. Adicionalmente, deve ficar explícito que os recursos devem ser revertidos à CDE em benefício da modicidade tarifária, mediante redução das quotas anuais.

Regime de PIE

4.43. Outra condição que evidencia a alteração substancial do regime estabelecido pela Lei nº 15.269/2025, em oposição ao regime de cotas, é a adoção do regime de Produção Independente de Energia (PIE), com livre dispor da energia pelo titular da outorga, nos termos do inciso III do § 1º e do § 2º, ambos do art. 1º-B da Lei nº 12.783/2013.

4.44. Isso muda profundamente os incentivos: a outorgada deixa de ser remunerada por tarifa regulada para operação e manutenção da usina e passa a capturar receita de mercado, assumindo riscos de preço, lastro, hidrologia, disponibilidade e estratégia comercial.

4.45. As novas outorgas serão de uso de bem público (UBP), cujos investimentos deverão ser amortizados integralmente no prazo da outorga, por conta e risco das empresas.

4.46. Um dos desdobramentos será a consideração, na modelagem para a definição do valor da outorga, de investimentos em melhorias nas instalações de geração, eliminando a possibilidade de indenização no advento do termo contratual, inclusive dos investimentos realizados no decorrer do prazo de exploração do empreendimento.

4.47. Os empreendedores arcarão com os deveres associados à nova outorga, incluindo o pagamento por ela, indenizações eventualmente devidas às antigas titulares no caso de licitação, elaboração de estudos, aprimoramento do potencial, e implementação ou adequação de instalações que viabilizem a prestação dos serviços de flexibilidade operativa, incluindo serviços ancilares aplicáveis, pelo empreendimento (definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS com participação da ANEEL, para o empreendimento), além das demais obrigações previstas. Em contrapartida, terão direito à exploração econômica do potencial e dos equipamentos, nos limites legais, regulatórios e operativos.

Risco hidrológico

4.48. Nas prorrogações que ocorreram no regime de cotas o risco hidrológico foi assumido pelas concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, com direito de repasse à tarifa do consumidor final. Entretanto, os agentes de distribuição e os consumidores não possuem gestão sob o empreendimento para mitigar o risco hidrológico.

4.49. Assim, como é praxe no setor para as geradoras no regime de UBP e nos termos do inciso IV do § 1º do art. 1º-B da Lei nº 12.783/2013, o risco hidrológico será alocado ao gerador no caso de licitação e prorrogação. Ademais, o dispositivo vedou a repactuação prevista pela Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que prevê a extensão do prazo das outorgas.

4.50. Não se identifica necessidade de condição regulatória adicional decorrente dessa diretriz, sem prejuízo de contribuições específicas na consulta pública.

Garantia física

4.51. Há estabelecido no art. 21 do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, limites para a redução da energia assegurada alocada a cada usina hidrelétrica durante a vigência do contrato de concessão.

4.52. Ao estabelecer novo prazo, seja por meio de licitação ou mesmo de prorrogação, o inciso V do § 1º do art. 1º-B da Lei nº 12.783/2013 explicita que haverá o recálculo da garantia física sem qualquer limite de variação em relação à garantia física anteriormente vigente, bem como sujeição a revisões periódicas de garantia física.

4.53. Inicialmente, não há condição regulatória adicional decorrente dessa diretriz, sem prejuízo de contribuições específicas na consulta pública.

Prazo

- 4.54. A Lei nº 12.783/2013 estabelece o prazo máximo de trinta anos para a prorrogação (inciso VI do § 1º do art. 1º-B) e para a licitação (art. 8º) das outorgas de geração.
- 4.55. Importa registrar que o prazo de trinta anos para os novos contratos de concessão foi utilizado nos processos de privatização da Eletrobras e no âmbito do Decreto nº 9.271/2018, sob a justificativa de dar mais atratividade à operação de desestatização e diminuir o risco da União durante o prazo de vigência das concessões, capturando as expectativas do agente sobre o valor da renda hidráulica antes do início dos novos contratos, transferindo os riscos de mercado para o investidor.
- 4.56. Embora o prazo de trinta anos seja aderente aos casos analisados, a fixação rígida desse prazo em decreto pode não ser a alternativa mais adequada, considerando se tratar de empreendimentos construídos e em operação (brown field). Convém avaliar a possibilidade de estabelecer prazo inferior por padrão.
- 4.57. Nesse sentido, entende-se que a indicação do prazo de vinte anos para as novas outorgas pode ser adequado como referência geral, sem prejuízo de se admitir prazo inferior em casos específicos, desde que a decisão seja motivada.

Destinação da energia

- 4.58. Apesar de toda lógica aplicada à Lei nº 12.783/2013 pela Lei nº 15.269/2025 ser de PIE, garantida ao titular da outorga a venda da energia nos ambientes de contratação regulada e de contratação livre, o legislador delegou prerrogativa ao Poder Executivo para exigir percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) de forma compulsória.
- 4.59. Diferente de uma alocação de cotas a todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica do SIN, a contratação desse percentual mínimo de energia ocorreria diretamente em licitação no ACR, destinada apenas às distribuidoras que declarassem necessidade no certame.
- 4.60. Apesar do caráter positivo da alternativa, a contratação das necessidades declaradas pelas distribuidoras nos leilões regulares do ACR por meio da livre disponibilização da energia pelo agente gerador parece ser a opção mais alinhada com o modelo atual do setor elétrico, inclusive com a possibilidade da empresa outorgada oferecer a energia após a prorrogação ou licitação da outorga. Ademais, com a abertura de mercado, a expectativa é de redução do mercado das distribuidoras.
- 4.61. Assim, convém submeter à discussão pública se há hipóteses em que a destinação compulsória de percentual mínimo ao ACR poderia gerar benefício setorial, ainda que em condições específicas e devidamente motivadas.

Critério de seleção na licitação

- 4.62. Conforme estabelece o art. 8º, § 6º, da Lei nº 12.783/2013, as outorgas de geração de energia elétrica serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, utilizando os seguintes critérios ou combinação deles:
- menor valor da tarifa do serviço público a ser prestado; e
 - maior oferta de pagamento pela outorga.
- 4.63. O primeiro critério, que faz referência a “tarifa do serviço público a ser prestado”, pode ser entendido como preço caso o Poder Executivo exija percentual mínimo de energia elétrica ao ACR e, conforme proposto na seção anterior, pode ser utilizado caso haja vantagens específicas na opção de contratação compulsória para o ACR.
- 4.64. Entretanto, no segmento de geração, a utilização isolada do critério de maior oferta de pagamento pela outorga parece ser a alternativa mais aderente ao novo regime. Ainda assim, recomenda-se submeter o tema à consulta pública, especialmente quanto a eventual combinação de critérios nos casos em que houver destinação compulsória de energia ao ACR.

Licitação sem reversão prévia

- 4.65. Outro aspecto definido no art. 8º, § 1º, da Lei nº 12.783/2013 é que a licitação poderá ser realizada sem a reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço.
- 4.66. A possibilidade de que os bens vinculados às outorgas de geração hidrelétrica não necessitem transitar para o patrimônio público para serem novamente confiados a um particular é medida que representa simplicidade e eficiência ao processo licitatório.
- 4.67. Não se identifica, em princípio, necessidade de ingresso prévio dos bens no patrimônio do Poder Concedente. Por razões de eficiência administrativa, a licitação sem reversão prévia dos bens vinculados à prestação do serviço deve ser adotada como regra, ressalvadas situações específicas que justifiquem solução diversa.

Reconhecimento de investimentos

- 4.68. O reconhecimento de investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, deve observar regras claras sobre procedimentos, prazos, documentos e responsabilidades da atual outorgada e dos órgãos envolvidos. A padronização desses requisitos reduz disputas, atrasos e insegurança na prorrogação ou licitação.
- 4.69. A Lei nº 12.783/2013 (§ 5º do art. 1º-B) estabelece que o valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base a metodologia de Valor Novo de Reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente. Adicionalmente, conforme estabelece o art. 1º-B, § 4º, inciso II, da Lei nº 12.783/2013, para o cálculo do valor da outorga deverá ser considerado o valor dos referidos investimentos.
- 4.70. A lógica da Lei é que, tanto na prorrogação quanto na licitação, os valores eventualmente devidos sejam considerados no cálculo do valor da outorga e resolvidos com a formalização do novo vínculo contratual, conforme o caso:

- prorrogação: os investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, serão considerados no fluxo financeiro, liquidando a obrigação de ressarcimento por meio da redução do valor a ser pago pelo novo prazo de outorga; e
- licitação: o montante que, no caso de prorrogação, seria abatido do valor da outorga, deve ser apartado e pago diretamente pela empresa vencedora no certame à antiga outorgada, atualizado pela Selic até a data de seu efetivo pagamento, como condição de eficácia da outorga, nos termos do edital de licitação.

- 4.71. A atribuição de responsabilidade financeira ao vencedor da licitação pelo pagamento dos bens reversíveis, não depreciados ou não amortizados, preserva os direitos da atual empresa outorgada, que receberá exatamente o que receberia caso fosse adotada a solução de reversão dos bens com indenização pelo Poder Concedente.

- 4.72. Como paradigma para os critérios a serem estabelecidos pelo Poder Concedente temos os regulamentos estabelecidos no âmbito da Medida Provisória (MP) nº 579, de 11 de setembro de 2012, para a antecipação das prorrogações ocorridas em 2012, relacionados ao reconhecimento dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados:

- 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, a partir dos estudos para a definição do VNR pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), considerando a depreciação e a amortização acumuladas em conformidade com os critérios do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE):

Art. 9º A indenização do valor dos investimentos dos bens reversíveis ainda não amortizados ou não depreciados será calculada 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.

Parágrafo único. O valor da indenização será atualizado até a data de seu efetivo pagamento à concessionária.

Art. 10. Os estudos para a definição do VNR dos empreendimentos de geração de energia elétrica serão realizados pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, a partir das informações do Projeto Básico do Empreendimento a ser fornecido à ANEEL pela concessionária de geração.

§ 1º Os custos unitários utilizados nos estudos de que trata o caput serão obtidos a partir de banco de preços da EPE.

§ 2º Os projetos básicos dos empreendimentos de geração deverão ser protocolizados junto à ANEEL até 15 de outubro de 2012, observado o disposto no [§ 5º do art. 15 da Medida Provisória nº 579, de 2012](#).

§ 3º No projeto básico do empreendimento devem constar os quantitativos de materiais, equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, e serviços.

- 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, as informações devem ser submetidas à Aneel, que fiscalizará os valores, conforme transcrito 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.

4.73. Em resumo, a EPE estima o VNR a partir das informações do projeto básico e a Aneel, no âmbito de suas atribuições relacionadas ao MCSE, informa a depreciação acumulada, permitindo a apuração do valor indenizável dos ativos ainda não depreciados ou amortizados.

4.74. Quanto aos requisitos e procedimentos necessários ao cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis que não têm relação com o projeto básico as regras foram definidas pela Agência no âmbito da Resolução Normativa nº 1.027, de 19 de julho de 2022.

4.75. Inicialmente, não se identificam alterações estruturais que devem ser propostas em relação à sistemática utilizada para apuração das indenizações no âmbito das prorrogações da MP nº 579/2012.

4.76. Além da estimativa relativa ao projeto básico, feita pela EPE para cada uma das usinas, entende-se que o principal desafio reside no prazo necessário para definir a parcela não relacionada ao projeto básico para os empreendimentos que serão licitados, uma vez que investimentos podem e devem ser realizados até o último dia da outorga.

4.77. Uma proposta é estabelecer corte temporal para apuração dos investimentos realizados, permitindo que o montante indenizável seja incluído no cálculo da outorga e liquidado pela nova empresa como condição de eficácia do contrato ou ato de outorga. Para investimentos posteriores ao corte temporal, cujos valores tendem a ser menores, pode-se prever a elaboração de Laudo complementar, cuja indenização será paga, após a aprovação dos valores pela fiscalização da Aneel, pela nova outorgada, abatendo-se os valores do valor da outorga, ou procedimento específico de liquidação.

4.78. Importante registrar que, a apuração da parcela dos investimentos realizados vinculados a bens reversíveis não relacionada ao projeto básico somente ocorrerá nos processos de licitação pois, nos casos de prorrogação, a modelagem deverá considerar no cálculo do valor da outorga montante destinado a investimentos em melhorias nas instalações de geração.

4.79. Os custos de capital associados aos investimentos em melhorias compreenderão, entre outros aspectos, a troca de equipamentos hidro e eletromecânicos e custos de natureza contábil de investimentos relativos a dispêndios socioambientais e de demandas da Administração, até o final da outorga.

4.80. Ademais, o direito à indenização decorre da legislação e de cada outorga, podendo variar

inclusive no mesmo regime jurídico. Portanto, sua existência e extensão devem ser avaliadas caso a caso.

4.81. Por fim, nos termos do art. 18 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Aneel somente aceitará como bens reversíveis aqueles utilizados, exclusiva e permanentemente, para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica. Assim, pode ser conveniente estabelecer previamente à licitação uma relação dos tipos de bens reversíveis, para minimizar discussão sobre quais ativos devem ser transferidos e quais não, inclusive com segregação de ativos vinculados a outros serviços públicos.

Antecipação da prorrogação

4.82. Embora não faça parte das alterações efetuadas pela Lei nº 15.269/2025 (houve modificação no art. 13 da Lei nº 12.783/2013), o texto original dos arts. 12 e 14 da Lei nº 12.783/2013 admite a antecipação dos efeitos da prorrogação em até sessenta meses antes do advento do termo da outorga.

4.83. Ocorre que, ao considerar a antecipação do início do prazo da prorrogação, com redução do prazo da outorga original, o término precoce do prazo vigente deve ser precificado e deduzido do valor da outorga. Portanto, assim como no paradigma do segmento de distribuição, no âmbito do Decreto nº 12.068/2024, a antecipação ficaria restrita à emissão do ato de formalização do novo prazo, com atualização de determinados compromissos, podendo inclusive estabelecer o imediato início dos pagamentos pelo novo período de prorrogação.

4.84. Assim, havendo o interesse do Poder Concedente e da atual outorgada em antecipar a decisão sobre a prorrogação, a empresa apresenta o requerimento, destacando sua opção pela prorrogação nas condições definidas. Nesse caso, o ato de prorrogação conterá as novas diretrizes e compromissos a serem cumpridos a partir de então, mas a contagem do novo prazo ocorreria a partir do vencimento da outorga atual.

Demais definições da Lei nº 12.783/2013

4.85. Também está entre as condições estabelecidas na Lei nº 12.783/2013, após a alteração pela Lei nº 15.269/2025, que o Poder Executivo definirá a metodologia de cálculo do valor da outorga, assunto que será discutido em detalhes a seguir, e que em caso de alteração do regime de gerador hídrico, de serviço público para PIE, não se aplica o pagamento pelo UBP pelo prazo de cinco anos, no valor correspondente a até 2,5% da receita anual que auferir, de que trata o art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, objetivando não imputar o ônus apenas às concessões cujo regime atual é de serviço público.

4.86. Por fim, nos termos do § 7º fica evidente que a prorrogação de que trata o art. 1º-B da Lei nº 12.783/2013 se aplica às outorgas de geração de energia hidrelétrica destinadas à produção independente ou à autoprodução, observado o previsto no art. 2º da referida lei, ou seja, que independe do regime, mas que o modelo de prorrogação estabelecido no art. 1º-B da Lei nº 12.783/2013 não se aplica às concessões e autorizações para aproveitamento de potencial hidráulico maior que 5.000 kW e inferior ou igual a 50.000 kW, cujo tratamento específico da prorrogação é nos termos do art. 2º da Lei nº 12.783/2013.

Metodologia de cálculo da outorga

4.87. A Lei nº 12.783/2013 estabelece que o Poder Executivo definirá a metodologia de cálculo do valor da outorga, determinando que o valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, devem ser considerados no cálculo, com base na metodologia de Valor Novo de Reposição (VNR).

4.88. No setor elétrico a definição de valor de outorga ocorreu de forma sistemática nos últimos anos nos processos de privatização das concessionárias de serviço público estaduais, de que trata o Decreto nº 9.271/2018, e das Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobras).

4.89. Em que pese o Decreto nº 9.271/2018 não estabelecer maiores detalhes para o cálculo do valor de outorga, definindo que o valor mínimo da outorga “será calculado com base no benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão de geração de energia elétrica,

representado pelo Valor Presente Líquido (VPL) adicional do novo contrato”, metodologia para o referido cálculo vem sendo utilizada e aprimorada no decorrer dos processos, inclusive com participação ativa e validação do Tribunal de Contas da União (TCU).

4.90. Assim, considerando o paradigma existente no setor, a modelagem utilizada nos processos das privatizações é referência para a definição da metodologia de cálculo da outorga para as licitações e prorrogações de que trata a regulamentação discutida no âmbito desta consulta.

4.91. Para a projeção do valor de bonificação pelas outorgas, ou seja, para a definição do benefício econômico-financeiro das novas outorgas, empregou-se a metodologia do fluxo de caixa descontado dos projetos para fins de obtenção do VPL. O valor de outorga é definido pela diferença entre o VPL do novo contrato e do contrato existente.

4.92. No cálculo são utilizados parâmetros relacionados a:

- a. custos de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização;
- b. custos de transporte;
- c. taxas e encargos setoriais;
- d. depreciação acumulada;
- e. VNR;
- f. garantia física;
- g. preço de energia projetado para o período do novo contrato;
- h. perdas elétricas;
- i. risco hidrológico; e
- j. taxa de desconto.

4.93. Determinados parâmetros, bem como a competência para sua definição, podem ser disciplinados de forma específica. Para outros, contudo, a definição exaustiva em decreto pode ser inadequada, diante da rigidez do instrumento e da necessidade e conveniência de atualização de premissas.

4.94. Inicialmente, considerando que a Lei nº 12.783/2013 estabeleceu que o valor dos investimentos utilizará como base o VNR, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a partir do seu banco de preços, deverá realizar os estudos para estimar o VNR e a indenização pelos ativos não depreciados e não amortizados dos projetos básicos, utilizando os dados de depreciação acumulada informados pela Aneel.

4.95. A Aneel também deverá prestar as informações relacionadas diretamente com suas atribuições e suas atividades operacionais corriqueiras, sobretudo com relação aos custos geração, transporte, encargos e taxas.

4.96. Para a taxa de desconto poderá ser considerada a Taxa Regulatória de Remuneração fixada pela Aneel para o segmento de geração.

4.97. Conforme estabelecido na Lei nº 12.783/2013, será considerado, quando cabível nos termos da legislação e da outorga, o valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis.

4.98. Para os casos de prorrogação, o modelo considerará os investimentos do projeto básico, bem como os em melhorias no fluxo de caixa, tendo em vista que, ao final da nova outorga, os bens vinculados serão revertidos ou transferidos sem indenização.

4.99. Somente para o caso de licitação, deverão ser submetidas à Aneel, na forma definida pela Agência, as informações complementares, excetuado o projeto básico, necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis. A Aneel fiscalizará os valores para definição da indenização, quando cabível nos termos da legislação e da outorga.

4.100. Por fim, no caso de licitação, o valor calculado de outorga corresponderá ao valor mínimo para o critério de maior oferta de pagamento pelo empreendimento hidrelétrico, conforme o disposto no inciso II do caput do art. 15 da Lei nº 8.987/1995 ou o valor base para a prorrogação, podendo ser avaliada a adoção de ágio sobre o valor definido.

Diretrizes para o novo contrato

4.101. As usinas hidrelétricas elegíveis à licitação ou à prorrogação foram, em grande parte, concebidas sob premissas técnicas, ambientais, hidrológicas, tecnológicas e regulatórias de décadas anteriores - algumas há mais de 50 anos. Nesse contexto, o novo ciclo contratual não deve se limitar à continuidade da exploração econômica do ativo existente, devendo ser utilizado como oportunidade para atualizar obrigações contratuais, reavaliar o aproveitamento energético e induzir ganhos de segurança e eficiência.

4.102. A própria lógica do regime de concessões autoriza essa abordagem. A Lei nº 8.987/1995 estabelece que toda concessão pressupõe a prestação de serviço adequado, entendido como aquele que satisfaz, entre outras condições, regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade e modicidade tarifária.

4.103. No caso das hidrelétricas, esses atributos não se restringem à disponibilidade das unidades geradoras. Abrangem também a adequada conservação dos ativos civis, especialmente barragem e estruturas extravasoras, e equipamentos eletromecânicos e de controle, essenciais ao melhor aproveitamento dos recursos hídricos, do potencial e à segurança da operação.

4.104. Nesse sentido, a licitação ou prorrogação das outorgas de geração, nos termos da Lei nº 12.783/2013, deve ser compreendida como momento regulatório adequado para a inclusão de cláusulas mais robustas relacionadas à adequação do serviço, à modernização e ao aproveitamento do potencial, e às novas necessidades do sistema elétrico.

Serviço adequado

4.105. A Lei nº 12.334, de 20 de setembro de 2010, que institui a Política Nacional de Segurança de Barragens, reforça a centralidade da segurança dessas estruturas e do respectivo acompanhamento técnico de obrigações relacionadas a diagnóstico periódico, monitoramento instrumental, atualização de planos de segurança, tratamento de assoreamento, conservação das margens, operação de vertedouros e gestão de riscos hidrológicos.

4.106. Assim, o atendimento às normas aplicáveis à segurança da barragem e à eficiência operacional e de gestão desses ativos, incluindo o aumento da resiliência das instalações de geração e dos sistemas de transmissão associados frente a eventos climáticos extremos, a implementação ou adequação de instalações que viabilizem a prestação dos serviços de flexibilidade operativa, incluindo serviços ancilares aplicáveis, os relacionados a pesquisa, desenvolvimento e inovação, dentre outros, devem ser verificados pelas instituições do setor elétrico, como previsão e/ou condicionantes da prorrogação e em obrigações estabelecidas nos novos contratos decorrentes de licitação.

Elaboração de EVTEs

4.107. Além disso, o novo vínculo contratual justifica a exigência de Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTEs), destinados a: reavaliar o potencial do aproveitamento à luz das condições atuais, considerando as estruturas civis existentes, os requisitos sistêmicos e os demais equipamentos elétricos e mecânicos; bem como avaliar outras possibilidades de melhorias e benefícios ao sistema a partir do empreendimento.

4.108. A obrigação para que os concessionários realizem estudos quanto ao aproveitamento ótimo das UHEs decorre do disposto no art. 5º, § 2º, da Lei nº 9.074/1995, e para outros potenciais benefícios sistêmicos ao SIN, considerando principalmente as avaliações realizadas pela EPE, como na Nota Técnica nº EPE-DEE-088/2019-r0, de 31 de outubro de 2019, quanto aos ganhos de energia, de capacidade instalada e de flexibilidade operativa, advindos da implantação de projetos de ampliação, de repotenciação, de modernização, de melhorias e aumento da resiliência do parque hidrelétrico brasileiro.

4.109. Conforme registrado na Nota Técnica nº EPE-DEE-088/2019-r0, os estudos sobre repotenciação e modernização do parque hidrelétrico brasileiro, buscaram, dentre outros, promover e

estimular:

- uso do potencial incremental da geração hidrelétrica para o SIN;
- expansão da geração hidrelétrica utilizando os sítios existentes;
- otimização operativa do suprimento;
- renovação dos equipamentos;
- incremento de geração por ganhos de eficiência na energia e de capacidade instalada;
- aumento da produtividade hidrelétrica;
- elevação dos índices de disponibilidade das unidades geradoras.
- discussão regulatória para realização da repotenciação de hidrelétricas.

4.110. Assim, os estudos a serem realizados pelos concessionários devem avaliar os custos e benefícios de intervenções estruturais, incluindo ampliação, repotenciação, recapacitação e substituição de equipamentos ou instalações, inclusive do sistema de transmissão de interesse restrito, objetivando benefícios de energia, de potência, redução de custos operativos, aumento da flexibilidade operativa, dentre outros. Deverá ser definido no novo contrato um prazo para apresentação desses estudos à ANEEL, sob pena de revogação da outorga em caso de descumprimento.

4.111. Os novos contratos deverão prever a obrigação de a outorgada implantar as obras de EVTE aprovados pela Aneel, caso seja economicamente viável, diante de necessidade identificada no planejamento setorial, com prazos compatíveis com o porte do empreendimento.

4.112. Nos casos em que já existem estudos concluídos para repotenciação de máquinas ou ampliação, dentre outros estudos considerados importantes pelo poder concedente, como, por exemplo, casos de implantação de usinas reversíveis, o cálculo do valor da nova outorga poderá incluir tais ampliações nos investimentos a serem realizados ao longo da nova outorga, ficando como obrigação contratual a implantação das respectivas obras e serviços. Neste caso, os estudos precisarão ser apresentados no momento da solicitação de prorrogação da outorga ou em momento anterior a licitação, para avaliação das instituições competentes.

Modernização

4.113. Também é recomendável que os novos contratos contenham cláusulas específicas de modernização dos equipamentos e sistemas associados à geração. Usinas concebidas há décadas podem apresentar turbinas, geradores, transformadores, sistemas de proteção, supervisão, controle, automação, telecomunicações, estruturas extravasoras e equipamentos hidromecânicos defasados em relação ao estado atual da técnica.

4.114. A modernização pode elevar rendimento, disponibilidade, confiabilidade, segurança e flexibilidade operativa, sem necessariamente exigir intervenções de grande porte. Essa diretriz é compatível com o conceito legal de atualidade do serviço, que compreende a modernidade das técnicas, dos equipamentos e das instalações, bem como sua conservação.

Serviços de flexibilidade operativa, incluindo serviços ancilares aplicáveis

4.115. A oportunidade de novo contrato é ainda relevante quando se considera que as hidrelétricas não prestam apenas o serviço de produção de energia elétrica em sentido estrito. Estes empreendimentos também desempenham papel essencial na segurança operativa do SIN, por meio da prestação atual ou potencial de serviços de flexibilidade operativa, incluindo serviços ancilares aplicáveis, como controle de frequência, suporte de potência reativa, controle de tensão, autorrestabelecimento integral (black start), reserva operativa, flexibilidade de despacho, acompanhamento de carga, estabilização eletromecânica do sistema, entre outros.

4.116. Esse ponto ganha importância diante da transformação da matriz elétrica. A expansão de fontes renováveis variáveis, como eólica e solar fotovoltaica, aumenta a necessidade de recursos capazes de prover inércia síncrona, resposta rápida, regulação de frequência, controle de tensão e capacidade de

recomposição do sistema. Nesse cenário, hidrelétricas com reservatório, máquinas síncronas, capacidade de modulação e infraestrutura de controle adequada possuem valor sistêmico relevante.

4.117. A avaliação desses requisitos é especialmente importante porque a modernização de uma hidrelétrica pode alterar positivamente sua contribuição sistêmica. Por isso, os novos contratos e editais podem, ao menos, reconhecer a necessidade de identificação, mensuração e tratamento regulatório desses serviços, de forma coordenada com a regulamentação da Aneel.

4.118. Em que pese a abertura da discussão a respeito de compromissos de serviços de flexibilidade operativa, incluindo serviços ancilares aplicáveis, e modernizações, vale mencionar que nessa proposta de regulamento não se pretende estabelecer formas de remuneração para os serviços mencionados, o que é mais apropriado para ser endereçado em regulação ou política pública específica.

Adequação regulatória

4.119. As usinas atualmente em fim de outorga foram concebidas em contexto normativo significativamente distinto do vigente, anterior à criação da Aneel, do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Política Nacional de Recursos Hídricos, da legislação moderna de licenciamento ambiental e dos atuais Procedimentos de Rede. Nesse sentido, o processo licitatório ou de prorrogação deve prever a implementação de medidas, mesmo que futuras, para assegurar a conformidade das outorgas ao atual marco regulatório do setor elétrico. Essa adequação abrange, entre outros aspectos, a regularidade do uso dos recursos hídricos, consolidando obrigações relacionadas à operação dos reservatórios, ao atendimento às exigências de licenciamento ambiental e de segurança de barragens, à regularização fundiária das áreas vinculadas à outorga, à aderência aos Procedimentos de Rede do ONS e às normas da Aneel, bem como à conexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

4.120. Nesse contexto, o Poder Concedente tem a oportunidade de estabelecer diretrizes aderentes à nova realidade do setor, com desenho contratual suficientemente objetivo para as novas necessidades e suficientemente flexível para acomodar desafios futuros. As diretrizes devem incentivar investimentos, respeitando a divisão institucional de competências: ao MME, como Poder Concedente, cabe estabelecer a política pública e as diretrizes gerais, sem que as diretrizes sejam tão minuciosas a ponto de limitar a atuação da Agência, nem tão genéricas a ponto de perder aplicabilidade; à Aneel cabe detalhar os instrumentos contratuais e os aspectos regulatórios correspondentes.

4.121. Por fim, registra-se que, embora esta seção trate dos novos contratos de concessão, as diretrizes discutidas também devem ser adaptadas às hidrelétricas sujeitas a outorga de autorização, observado o porte e as peculiaridades do segmento.

Definições adicionais

4.122. Adicionalmente às diretrizes definidas na Lei nº 12.783/2013 e às diretrizes dos novos contratos de concessão de geração, convém discutir balizas complementares para os processos de licitação e prorrogação das usinas hidrelétricas em fim de vigência. Essas balizas buscam conferir maior previsibilidade decisória, disciplinar a transição operacional, preservar a concorrência, mitigar poder de mercado e reduzir assimetrias de informação.

4.123. Cabe observar que tais balizas não precisam ser iguais para ambos os processos, podendo ser estabelecidas obrigações adicionais ao concessionário específicas para a prorrogação ou licitação, em termos de realização de obras e serviços associados ao aproveitamento, definidas pelo poder concedente, ouvido o ONS e a EPE.

Horizonte rolante para decisão

4.124. Recomenda-se avaliar a adoção de horizonte rolante de decisão, pelo qual a manifestação do Poder Concedente sobre prorrogação ou licitação seja emitida após o marco de solicitação de prorrogação pelos agentes geradores, 36 meses antes do vencimento das outorgas, com decisões anuais organizadas em blocos de empreendimentos.

4.125. Essa sistemática confere maior racionalidade administrativa ao tratamento das outorgas. De um lado evita decisões excessivamente antecipadas, baseadas em informações ainda imaturas; de outro, previne deliberações tardias que possam comprometer a preparação dos estudos, a definição de indenizações, a eventual estruturação de certames e a transição operacional.

4.126. A análise em blocos anuais também tende a favorecer a padronização de critérios, melhor planejamento institucional e maior previsibilidade para agentes, financiadores, órgãos de controle e regulador.

Operação assistida

4.127. Nos casos de licitação, o edital poderá prever período de operação assistida, após a emissão da nova outorga e a critério da vencedora do certame, destinado à transferência dos ativos e à assunção do serviço outorgado. A medida é especialmente relevante para evitar que a transferência abrupta da operação gere riscos à continuidade e à segurança de barragens.

4.128. A operação assistida permitiria que a nova outorgada acompanhasse rotinas operativas e de manutenção, reduzindo a assimetria de informação, permitindo melhor compreensão do estado real dos equipamentos e estruturas civis e assegurar que a assunção da usina não comprometa a prestação do serviço.

Medidas concorrenciais

4.129. As questões concorrenciais podem ser abordadas em duas dimensões. A primeira se refere à concorrência no mercado após o leilão, em que preocupa o nível de concentração de ativos de geração e eventual elevado poder de mercado, que possa conferir a determinados agentes capacidade relevante de influência sobre o preço da energia, possibilitando que um agente ou grupo detenha portfólio capaz de afetar a formação de preços no mercado de energia.

4.130. A segunda dimensão é a concorrência pelo mercado no âmbito do próprio leilão, em que se buscam mecanismos para maximizar a concorrência do certame e valorizar os ativos de geração, de modo a também maximizar a renda para os consumidores e a União decorrente do valor da outorga.

4.131. No primeiro caso, cogita-se o estabelecimento de travas ou limites máximo de aquisição dos ativos no leilão, calibrados pelo market share resultante após os lances. A calibragem dessas medidas deve evitar dois efeitos indesejados: de um lado, a formação de portfólios capazes de exercer poder relevante sobre o preço da energia; de outro, a imposição de restrições excessivas que reduzam a competição nos certames ou diminuam a atratividade econômica das outorgas. Assim, a diretriz deve buscar equilíbrio entre concorrência e eficiência alocativa, preservando a pluralidade de agentes e reduzindo riscos de concentração com efeitos adversos sobre os consumidores.

4.132. No segundo, há mecanismos de desenho de leilão que podem atingir ao objetivo proposto. A ideia não seria detalhar em decreto tais mecanismos, mas sim citar a possibilidade de sua utilização, para que, nos casos concretos de licitação, as portarias de diretrizes do MME tragam esse detalhamento. Exemplos desses mecanismos são a utilização de leilão de lance único com envelope fechado ou o estabelecimento de leilão combinatório.

4.133. Por fim, é recomendável que as balizas sejam submetidas à discussão com os agentes do setor, órgãos de controle, regulador, operador, planejador, potenciais investidores, bem como os órgãos participantes do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC). A previsibilidade das regras e a transparência dos critérios são fundamentais para evitar judicialização, ampliar competição, melhorar a qualidade dos estudos e assegurar que a decisão entre licitar ou prorrogar seja tecnicamente fundamentada.

RITO PROCESSUAL

4.134. Em razão da necessidade de conferir previsibilidade ao Poder Concedente, à agência reguladora e às empresas de geração com outorgas, é necessário definir rito processual para as definições sobre as outorgas.

4.135. Alguns prazos estão definidos na legislação: a Lei nº 12.783/2013 estabelece que, caso tenha interesse na prorrogação, a atual outorgada deverá apresentar requerimento ao Poder Concedente com antecedência mínima de 36 meses do respectivo termo (art. 11). Este deve ser também o momento oportuno para as outorgadas apresentarem os documentos necessários ao cálculo da indenização.

4.136. A primeira avaliação sobre licitação ou prorrogação poderá ser realizada pelo Poder Concedente considerando as outorgas com vencimento nos três anos subsequentes. Essa avaliação ocorreria anualmente, em horizonte rolante, e permitiria organizar os processos em blocos.

4.137. Na sequência, a Aneel procederá à verificação dos requisitos, devendo se manifestar conforme o caso, licitação ou prorrogação, encaminhando ao MME os parâmetros técnicos para cálculo do valor da outorga em até 26 meses antes do vencimento.

4.138. Ainda nos termos da Lei nº 12.783/2013, a manifestação do Poder Concedente acerca do requerimento deverá ser emitida em até:

- 24 meses antes do termo da outorga, para aproveitamento de potencial hidráulico entre 5.000 kW e 50.000 kW, cumprindo o prazo estabelecido pelo art. 2º, § 1º-B da referida Lei; e

- 18 meses antes do termo da outorga para os aproveitamentos de potencial hidráulico maiores que 50.000 kW considerando que não há definição do prazo na Lei, em função da maior complexidade e relevância sistêmica.

4.139. Caso haja manifestação favorável do Poder Concedente quanto ao requerimento de prorrogação, a empresa outorgada deverá manifestar-se, no caso de autorização, ou assinar o termo aditivo, no caso de concessão, em até:

- 360 dias após a comunicação do valor pelo UBP, para aproveitamento de potencial hidráulico entre 5.000 kW e 50.000 kW (art. 2º, § 1º-A); e

- 210 dias após a convocação, para aproveitamento de potencial hidráulico maior que 50.000 kW (art. 11, § 2º).

4.140. Considerando que existem outorgas vincendas nos próximos anos que poderão se enquadrar no novo regime estabelecido pela Lei nº 15.269/2025, poderá haver necessidade de se estabelecer regras diferenciadas do rito processual descrito, envolvendo, por exemplo, prazos diferenciados e situações que podem se enquadrar dentro da citada transição.

4.141. Por fim, é conveniente estabelecer que a Aneel definirá, após consulta pública, a minuta do termo aditivo de prorrogação/contrato para as concessões licitadas ou ato de outorga ou de prorrogação para as autorizações.

PROPOSTA DE SOLUÇÃO NO HORIZONTE DE CURTÍSSIMO PRAZO

4.142. A seção anterior propõe que a regulamentação contemple rito de avaliação de outorgas vincendas, de modo a organizar e dar previsibilidade às discussões.

4.143. Entretanto, dentro do horizonte antecipado de 3 anos proposto (2026, 2027 e 2028) já há outorgas vincendas para as quais a indicação entre prorrogação ou licitação precisa ser tomada.

4.144. Diante do que foi apresentado na presente Nota, após a Lei nº 15.269, de 2025, há os seguintes caminhos possíveis para as usinas com potência instalada maior que 50MW:

Prorrogação:

- nos termos do art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013 – em regime de cotas de garantia física; e

- nos termos do art. 1º-A e 1º-B da Lei nº 12.783, de 2013 – em regime de PIE, mediante condições, pendente de regulamentação.

Licitação:

- nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013 – em regime de PIE, mediante condições, pendente de regulamentação.

4.145. Independente da decisão a ser tomada, há prazos envolvidos para o andamento dos dois processos.

4.146. Em especial no caso de licitação, a avaliação de processos, editais e documentos de certames anteriores (Leilão 2/2014-ANEEL - Leilão de concessão da UHE Três Irmãos, Leilão 12/2015-ANEEL - Leilão das concessões não prorrogadas e Leilão 1/2017-ANEEL - Leilão de concessões não prorrogadas) mostra que entre o início de planejamento desse tipo de leilão leva entre 8 e 18 meses, dado que enfrenta riscos administrativos e jurídicos diferenciados por se tratar de ativos existentes, e de potencial troca de concessionário. Há ainda a condição de acompanhamento do Tribunal de Contas da União (TCU) no âmbito da Instrução Normativa TCU nº 81, de 2018, e os prazos demandados pela corte de contas para análise, que se somam aos informados anteriormente.

4.147. Não obstante os esforços, os prazos de vencimento das outorgas continuarão a ser alcançados, e uma não decisão prévia ao vencimento levará à precariedade da operação desses empreendimentos, além de eventual impossibilidade jurídica da prorrogação, mesmo aquela prevista no art. 1º-A da Lei nº 12.783, de 2013.

4.148. Na hipótese de definição da licitação como alternativa principal para as outorgas vincendas, pretende-se obter nessa consulta pública contribuições sobre a necessidade de regra de transição temporal, tendo em vista que já há pedidos de prorrogação interpostos antes da Lei nº 15.269/2025 e com instrução do processo em diferentes fases e com recomendações diversas. Neste caso, também cabe uma avaliação sobre os prazos necessários para operacionalizar cada situação, seja licitação ou prorrogação, de forma a evitar que as outorgas cheguem a termo sem que haja uma definição.

4.149. Nesse ponto, questiona-se quais poderiam ser eventuais elementos do regulamento que mitiguem o risco de as outorgas entrarem em regime precário, considerando os prazos de regulamento e de eventual planejamento de licitação.

4.150. Ressalte-se que não há aqui qualquer reconhecimento de direito à prorrogação ou de qualquer expectativa existente, uma vez que a decisão continua a ser discricionária do Poder Concedente. O objetivo de tratar casos imediatos é trazer maior previsibilidade aos agentes, ao mesmo tempo em que preserva a discricionariedade do Poder Concedente, que será positivada no regulamento a ser publicado.

DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DAS OUTORGAS

4.151. De todo o exposto, propõe-se o conjunto de diretrizes quanto às licitações e prorrogações de outorgas de geração hidrelétrica conforme detalhamento apresentado nos itens seguintes.

Licitação

- 1) Será utilizado de forma isolada o **critério de maior oferta de pagamento pela outorga**.
- 2) A licitação será realizada **sem reversão prévia dos bens**.
- 3) **A Aneel estabelecerá previamente à licitação uma relação dos tipos de bens reversíveis** utilizados, exclusiva e permanentemente, para geração de energia elétrica, segregando ativos vinculados a outros serviços públicos.
- 4) **A indenização pelos ativos ainda não depreciados ou amortizados a serem transferidos para a nova outorgada será paga pelo vencedor** do certame à antiga outorgada.

Prorrogação

- 1) **Não haverá antecipação do fim do prazo da outorga atual**. A antecipação ficará restrita à formalização do ato de prorrogação, com atualização de determinados compromissos, inclusive o imediato início dos pagamentos pelo novo período.
- 2) **Não se aplica o pagamento pelo UBP, de que trata o art. 7º da Lei nº 9.648/1998, para prorrogações de concessões de serviço público**.
- 3) **Os investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, serão considerados diretamente no fluxo de caixa no âmbito da modelagem** para definição do valor da outorga.

4) A **prorrogação das outorgas de geração fica condicionada à demonstração da prestação do serviço adequado**, bem como de expressa aceitação das condições estabelecidas no ato de prorrogação.

a. Entende-se por serviço adequado o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade e cortesia na sua prestação.

b. A verificação da prestação do serviço adequado será realizada, no mínimo, a partir do **atendimento às normas aplicáveis à segurança da barragem e à eficiência operacional** por cada outorgada.

c. **Caberá à Aneel apurar** e dar publicidade quanto ao cumprimento dos critérios.

Licitação e prorrogação

1) **O pagamento pelo valor da outorga ocorrerá 50% à vista**, na concretização do novo prazo, e o restante poderá ser pago em até 5 parcelas anuais, diretamente na CDE, para fins de modicidade tarifária, mediante redução das quotas anuais.

2) O valor calculado da outorga será **atualizado pelo IPCA** da data-base até o pagamento à vista, na formalização do novo prazo e, **caso haja definição sobre parcelamento**, o valor atualizado pelo IPCA remanescente, não pago à vista, **será atualizado pela Selic** até a liquidação integral.

3) As novas **outorgas serão de uso de bem público, no regime de PIE**, cujos investimentos deverão ser amortizados integralmente no prazo da outorga, por conta e risco das empresas.

4) **O risco hidrológico será alocado ao gerador.**

5) Haverá o **recálculo da garantia física sem qualquer limite** de variação em relação à garantia física anteriormente vigente.

6) As novas **outorgas serão pelo prazo de vinte anos, podendo o prazo ser reduzido**, de acordo com conveniência e oportunidade do poder concedente.

7) **Não haverá destinação compulsória de energia** elétrica ao ACR.

8) A **Aneel definirá a minuta do ato para o novo prazo contendo cláusulas que assegurem**, no mínimo:

a. **Serviço adequado**, com verificação do atendimento às normas aplicáveis à segurança da barragem e à eficiência operacional da usina;

b. **Obrigação de elaboração de EVTEs** para reavaliar o potencial do aproveitamento à luz das condições atuais, considerando as estruturas civis existentes, os requisitos sistêmicos e os demais equipamentos elétricos e mecânicos, bem como avaliar outras possibilidades de melhorias e benefícios ao sistema a partir do empreendimento;

c. **Obrigação de modernização dos equipamentos e sistemas** para manter a regularidade, continuidade, segurança, atualidade e adequada prestação do serviço;

d. **Obrigação para avaliação do atendimento de requisitos** relacionados à prestação de serviços de flexibilidade operativa, incluindo serviços ancilares aplicáveis, a serem definidos pelo ONS, com participação da ANEEL, para prestação pelo empreendimento.

e. **Obrigação de conexão ao SIN**; e

f. **Adequação regulatória** abrangendo, entre outros aspectos, o uso dos recursos hídricos, licenciamento ambiental, regularização fundiária e a aderência aos Procedimentos de Rede.

Metodologia de cálculo da outorga

1) **O cálculo da outorga será com base no benefício econômico-financeiro** adicionado pelo novo prazo de outorga, representado pelo VPL, obtido por meio da metodologia do fluxo de caixa descontado.

2) Os investimentos em bens reversíveis, ainda não depreciados ou amortizados, será calculada com base na metodologia do VNR:

- a. A partir do projeto básico a ser fornecido à Aneel pela outorgada, **a EPE realizará os estudos para definição do VNR.**
- b. Somente no caso de licitação, **as informações complementares, excetuado o projeto básico do empreendimento, necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis deverão ser submetidas à Aneel, que fiscalizará os valores.**

3) Haverá na modelagem para a definição do valor da outorga a consideração de parcela regulatória de investimentos em melhorias nas instalações de geração, eliminando a possibilidade de indenização no advento do termo contratual, inclusive dos investimentos realizados em melhorias no decorrer do prazo de exploração do empreendimento.

4) A Aneel deverá prestar as informações cuja definição está relacionada às suas atribuições, sobretudo os custos operacionais, investimentos em melhorias, gestão de ativos, transporte, além das taxas e encargos aplicáveis.

5) Para a definição da taxa de desconto será considerada a Taxa Regulatória de Remuneração fixada pela Aneel para o segmento de geração.

6) O valor calculado de outorga corresponderá ao valor mínimo, no caso de licitação, ou o valor base para a prorrogação, podendo haver a adoção ágio sobre o valor definido.

Rito processual

1) O requerimento de prorrogação do prazo da outorga será dirigido, pelo empreendedor, à Aneel, com a antecedência mínima de 36 meses do advento do termo da outorga, acompanhado dos documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial e das qualificações jurídica, econômico-financeira e técnica da empresa, bem como dos documentos necessários ao cálculo da indenização.

2) Anualmente, em horizonte rolante, o Poder Concedente realizará avaliação sobre a licitação ou prorrogação considerando as outorgas com vencimento nos três anos subsequentes.

3) A Aneel procederá à verificação dos requisitos, se manifestando conforme o caso, licitação ou prorrogação, encaminhando ao MME os parâmetros técnicos para cálculo do valor da outorga **em até 26 meses antes do vencimento.**

4) O Poder Concedente se manifestará acerca do requerimento em até dezoito meses antes do termo da outorga, exceto para os casos de prorrogações no âmbito do Decreto nº 9.158/2017, cuja manifestação ocorre com antecedência mínima de 24 meses.

5) Caso haja manifestação favorável quanto ao requerimento de prorrogação, a empresa deverá manifestar-se ou assinar o termo aditivo em até:

- 360 dias após a comunicação do valor do UBP, para aproveitamento de potencial hidráulico entre 5.000 kW e 50.000 kW; e
- 210 dias após a convocação, para aproveitamento de potencial hidráulico maior que 50.000 kW.

6) Os prazos estabelecidos no regulamento serão flexibilizados para as outorgas vincendas nos anos próximos anos.

QUESTIONAMENTOS ORIENTADOS

4.152. Adicionalmente às diretrizes propostas, alguns questionamentos podem ser respondidos pelos agentes:

1) Quais argumentos podem ser considerados para não aplicar a alternativa de licitar as outorgas das hidrelétricas?

2) **Quais argumentos podem ser considerados para não aplicar a alternativa de prorrogar as outorgas das hidrelétricas?**

3) **Em quais situações há justificativa para antecipar o prazo final da outorga**, nos termos do art. 12 da Lei nº 12.783/2013?

4) **A outorga por prazo diferente de vinte anos faz sentido em condições específicas? Quais?**

5) **A destinação compulsória de parcela da garantia física ao ACR se justifica em alguma situação? Qual?**

6) Para os casos de licitação, **quais alternativas podem ser adotadas para possibilitar a apuração dos investimentos complementares ao do projeto básico**, além da adoção de um corte em anos antes do termo da outorga?

7) **Existem temas referentes às alterações da Lei nº 12.783/2013 promovidas pela Lei 15.269/2025 não contemplados na Nota Técnica que precisariam ser tratados no âmbito do novo regulamento?** Caso haja, informar quais e justificar a necessidade de tratar no âmbito do novo regulamento.

5. CONSULTA PÚBLICA, AIR E MANIFESTAÇÃO JURÍDICA

5.1. A presente Nota Técnica consolida elementos norteadores para a definição de regulamento, a ser editado pelo Poder Concedente, voltados ao tratamento das outorgas de geração de energia hidrelétrica no âmbito da Lei nº 12.783/2013. Busca-se assegurar continuidade, eficiência, modicidade tarifária, transparência decisória e atualização das condições técnicas e econômicas das novas outorgas.

5.2. Assim, recomenda-se a abertura de consulta pública, pelo prazo de trinta dias, nos termos da minuta de portaria SEI 1313250, a fim de permitir que consumidores, geradores, órgãos setoriais, investidores e demais interessados conheçam a proposta do MME e apresentem contribuições para seu aperfeiçoamento.

5.3. Importa mencionar acerca da inaplicabilidade de Análise de Impacto Regulatório (AIR), ao caso em avaliação, uma vez que a proposta de portaria não se configura como ato normativo de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados pelo MME, haja vista tratar-se de declaração de ocorrência de consulta pública de estudo, consubstanciado em Nota Técnica, que, portanto, não se configura em ato normativo.

5.4. Nesse sentido, não se aplicam os regramentos trazidos pelo Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020. Logo, não há que se falar em elaboração de AIR.

5.5. Por fim, a referida minuta de portaria segue o rito processual recomendado pela Consultoria Jurídica conforme o Parecer Referencial nº 1/2025/CONJUR-MME/CGU/AGU, de 8 de maio de 2025 (SEI 1054333), motivo pelo qual entende-se prescindir de apreciação jurídica nesta etapa.

6. CONCLUSÃO

6.1. Esta Nota Técnica apresenta o arcabouço técnico e jurídico que fundamenta a proposta de diretrizes para o tratamento das outorgas de geração de energia hidrelétrica. Nesse sentido, recomenda-se a instauração de consulta pública para ampla discussão, com a sociedade e os agentes setoriais, do conteúdo desta Nota Técnica. Espera-se que os agentes interessados contribuam para o aperfeiçoamento diretrizes propostas.



Documento assinado eletronicamente por **Rogério Souza Tavares, Gerente de Projeto**, em 18/09/2026, às 18:05, 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 **Cássio Giuliani Carvalho, Assessor(a) Especial**, em 18/09/2026, às 18:06, 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 **Marília D'Orazio de Matos, Gerente de Projeto**, em 18/09/2026, às 18:07, 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 **Gustavo Goncalves Manfrim, Subsecretário de Assuntos Econômicos e Regulatórios**, em 18/09/2026, às 18:09, 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 **André Grobério Lopes Perim, Diretor(a) do Departamento de Planejamento e Outorgas de Geração de Energia Elétrica**, em 18/09/2026, às 18:12, 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 **Gabriel Henrique Ferreira Da Costa, Assessor(a)**, em 18/09/2026, às 18:15, 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 **Lorena Melo Silva Perim, Diretor(a) de Programa**, em 18/09/2026, às 18:16, 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 **Andre Jose da Silva, Analista de Infraestrutura**, em 18/09/2026, às 18:16, 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 **Renato Lima Figueiredo Sampaio, Coordenador(a) de Acompanhamento de Processos**, em 18/09/2026, às 18:18, 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 **Victor Protazio da Silva, Diretor(a) do Departamento de Desempenho da Operação do Sistema Elétrico**, em 18/09/2026, às 18:20, 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 **Weibson Gustavo de Souza Gomes, Coordenador(a)-Geral de Desempenho da Operação Elétrica**, em 18/09/2026, às 18:23, 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 **João Daniel de Andrade Cascalho, Secretário Nacional de Energia Elétrica**, em 18/09/2026, às 18:23, 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 **Daniel Bruno da Silva, Coordenador(a) de Desempenho da Operação Elétrica**, em 18/09/2026, às 18:23, 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 **Henrique de Britto, Coordenador(a)-Geral de Outorgas de Geração de Energia Elétrica**, em 18/09/2026, às 18:30, 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 **Wilson Rodrigues de Melo Junior, Coordenador(a)-Geral de Recursos Hídricos**, em 18/09/2026, às 18:52, 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 **Mariana de Assis Especie**, **Secretária Nacional de Transição Energética e Planejamento**, em 18/09/2026, às 19:11, 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 **Leandro Pereira de Andrade**, **Assessor(a) Especial**, em 18/09/2026, às 19:12, 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 **1313248** e o código CRC **B7877509**.

Referência: Processo nº 48300.001516/2026-61

SEI nº 1313248