



PARECER SEI Nº 9/2018/COGEN/SUEST/SEFEL-MF

Assunto: Audiência Pública nº 09/2018, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que busca regulamentar a metodologia para o cálculo do valor de Uso de Bem Público (UBP), conforme Decreto nº 9.158/2017.

1. INTRODUÇÃO

1. A Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria (Sefel/MF), por meio deste parecer, faz considerações acerca da Audiência Pública nº 09/2018, da Aneel, com a intenção de contribuir para o aprimoramento do arcabouço regulatório do setor elétrico, nos termos de suas atribuições, definidas no art. 42 B, do Decreto nº 9.266, de 15 de janeiro de 2018.

2. A presente audiência pública trata da definição da metodologia para o cálculo do valor de Uso de Bem Público (UBP), conforme o Decreto nº 9.158/2017, que regulamenta a prorrogação da concessão e autorização de empreendimentos abarcados pelo art. 2º da Lei nº 12.783/2013, proveniente de geração hidrelétrica com potência instalada de 5 MW a 50 MW, ainda não prorrogadas, e de usinas autoprodutoras que não foram conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

2. METODOLOGIA PROPOSTA E MELHORES PRÁTICAS REGULATÓRIAS

3. A identificação do problema, a justificativa para a alteração que se pretende implementar e a menção aos normativos legais que fundamentam a proposta foram objeto dos documentos que embasam a audiência pública em comento.

2.1. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA, JUSTIFICATIVA PARA A REGULAÇÃO PROPOSTA E ANÁLISE DO IMPACTO REGULATÓRIO

4. A Audiência Pública da Aneel nº 09/2018 disponibilizou para o conhecimento dos interessados os seguintes documentos: (i) Nota Técnica nº 007/2018-SRG-SCG/ANEEL, de 25 janeiro de 2018; (ii) Minuta de Resolução Normativa; (iii) Análise de Impacto Regulatório e (iv) proposta de cálculo de UBP.

5. O §5º do art. 2º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, determina que o pagamento pelo UBP será revertido em favor da modicidade tarifária, conforme o regulamento do poder concedente.

6. Com a publicação do Decreto nº 9.158/2017 foi atribuída à Aneel a definição da metodologia para cálculo do UBP, sendo observados critérios de razoabilidade e viabilidade técnica, riscos atrelados ao negócio e custos com reinvestimentos.

7. Dessa forma, a agência instaurou Audiência Pública nº 09/2018 com o objetivo de propor metodologia para o cálculo do valor do UBP de que trata o art. 2º da Lei nº 12.783/2013 a ser destinada à modicidade tarifária (consumidores).

8. Para tanto, foram avaliadas as seguintes alternativas metodológicas:
- a. Verificação das metodologias existentes aplicável aos casos em que o UBP é cobrado: (i) mudança de regime de exploração de Serviço Público para Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE (Resolução Normativa nº 467/2011); (ii) Leilão de cobrança do maior valor de UBP e (iii) Leilão de menor preço de energia;
 - b. A Abiape propôs a utilização de valor-teto para o UBP de 20% da Tarifa Atualizada de Referência (TAR), aplicada à geração da usina, nos moldes do pagamento da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH);
 - c. Adoção do Preço de Liquidação das Diferenças mínimo (PLD_min) como referência para o cálculo a ser pago de UBP;
 - d. O valor do UBP seria correspondente à totalidade da renda hidráulica, baseada na diferença entre (i) o custo de oportunidade de comercialização da energia elétrica no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), conforme a resolução do CNPE nº12/2017 e (ii) o Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) das usinas hidrelétricas abrangidas pela Lei nº12.783/2013;
 - e. O valor do UBP seria correspondente ao maior valor entre a: (i) 50% da renda hidráulica definida no item “d” ou (ii) 2,5% do custo de oportunidade de comercialização da energia elétrica no ACL, aplicada à garantia física do empreendimento.

9. De acordo com a Nota Técnica nº 007/2018 da Aneel, a alternativa “a”, item (i), não seria adequada em virtude da REN nº 467/2011 apresentar como referência empreendimentos com diferentes prazos remanescentes de concessão. Da mesma forma, o item (ii) também não seria apropriado, pois contém grande variabilidade de resultados, desde de R\$ 0,50/MWh até 130,00/MWh, o que necessitaria de uma avaliação para cada caso. E em relação ao item (iii), no qual seria definido um valor de UBP para cada empreendimento licitado poderia impactar a viabilidade da implantação de novas usinas.

10. Além disso, a alternativa “b” poderia colaborar com valores variáveis ao longo do tempo, pois dependeria do valor da geração e da tarifa, fatores que sofrem alterações conforme a produção de energia mensal e a revisão tarifária. Assim, não estaria em conformidade com o inciso I do art. 1º Decreto nº 9.158/2017, que prevê definição de um valor anual a ser pago em duodécimos.

11. Já a alternativa “c” traria uma particularidade em relação duplicação da cobrança do custo de operação ao empreendedor, além do PLD não possuir um valor fixo, o que poderia comprometer a previsibilidade.

12. E a alternativa “d” poderia tornar o agente indiferente à prorrogação da outorga não atendendo aos princípios do Decreto nº 9.158/2017, e à atratividade do negócio, devido ao não recebimento da renda hidráulica por parte do titular da outorga.

13. Desse modo, a agência optou pela alternativa “e” sob a argumentação de atender o Decreto nº 9.158/2017, além de apresentar isonomia em relação aos geradores, ser mais atraente aos investidores, possuir maior equilíbrio entre os devedores e os credores e garantir a manutenção da prestação de serviço.

3. AVALIAÇÃO DA SEFEL

14. Preliminarmente, a Sefel/MF congratula a Aneel pela iniciativa de incentivar o uso de mecanismos que ampliem a participação da sociedade na discussão das normas do setor. A participação da sociedade como parâmetro para a tomada de decisão do órgão regulador tem o potencial de permitir o aperfeiçoamento dos processos decisórios, por meio da reunião de informações e de opiniões que ofereçam visão mais completa dos

fatos, agregando maior eficiência, transparência e legitimidade ao arcabouço regulatório. Contribui, dessa forma, para a potencial redução de falhas regulatórias, cujos efeitos nocivos não são prontamente captados pela agência reguladora.

15. Em relação à análise da audiência, cabe destacar que, como o objeto de prorrogação contratual são concessões vencidas, ou a vencer, cuja amortização do investimento já ocorreu, a titularidade da concessão, e conseqüentemente dos ativos, passa a ser da União após o seu termo final, a quem cabe definir a adequada alocação de renda hidráulica, seja para os consumidores de energia elétrica, por meio de repasses à CDE, seja para os contribuintes, por meio de arrecadação de bonificação de outorga. Nesse sentido, haja vista que a prorrogação contratual se apresenta na legislação como uma faculdade da União, um aspecto que também deve ser levado em conta para a definição de metodologia para cálculo de UBP é que o custo de oportunidade para a União quando do termo final da concessão. Entende-se que esse custo de oportunidade é representado pelo valor de outorga arrecadado ou da redução tarifária resultante de uma licitação dessas usinas.

16. Cabe destacar que, nos últimos anos, houve uma alocação de 100% da renda hidráulica para os consumidores ou contribuintes. No caso das concessões prorrogadas a partir de 2013, no âmbito das regras estabelecidas pela Lei 12.783/2013, houve uma alocação de 100% da renda hidráulica para os consumidores finais, haja vista que as tarifas do modelo de cotas se aproximaram bastante do custo de operação daquelas usinas. Já no caso das usinas licitadas em 2015 e 2017, nos termos do art. 8º da mesma Lei, a quase totalidade da renda hidráulica foi alocada ao contribuinte por meio de arrecadação de bonificação de outorga.

17. Portanto, considerando o custo de oportunidade da União, a prerrogativa legal que faculta ao Poder Concedente a prorrogação dessas concessões, bem como a aderência com o que foi realizado no passado recente, defende-se que se aloque 100% da renda hidráulica para o consumidor. Procura-se, com esta proposta, manter a coerência com o que foi realizado em etapas anteriores em que o Poder Concedente alocou 100% da renda hidráulica para os consumidores ou para os contribuintes, além de considerar o custo de oportunidade em que a União pode realizar uma licitação desses ativos e conhecer o seu real preço mediante o mecanismo de concorrência dos leilões.

18. Faz-se importante salientar que, ao mencionar o custo de oportunidade de a União licitar as concessões, não se trata de defender a arrecadação de recursos para o Tesouro em detrimento do setor elétrico, até mesmo porque se entende que o leilão de usinas previsto no art. 8º da Lei 12.783/2013 não possui o condão de alocar toda a renda hidráulica para o Tesouro, vide o seu §6º, que prevê que o referido leilão pode ser realizado pelo critério de menor tarifa, maior outorga, ou uma combinação de ambos. Ou seja, é possível alocar até 100% da renda hidráulica para o consumidor de energia elétrica mediante a licitação no modelo citado.

19. Entende-se, ainda, que a proposta da Aneel de alocar 50% da renda para os consumidores e 50% para os geradores carece de um embasamento que justifique a alocação do benefício de ativos que já foram completamente amortizados para os empreendedores, haja vista que essa postura não foi adotada pelo Poder Concedente nas ocasiões supracitadas. Esta Secretaria entende que é preferível adotar uma modelagem conservadora, considerando-se no cálculo todos os riscos pertinentes, bem como a adoção de parâmetros que possam incentivar a busca de eficiência pelos geradores a alocar 50% da renda hidráulica de forma *ad hoc* aos geradores.

20. Assim, para que haja uma manutenção das práticas utilizadas anteriormente e, ainda, permaneça a previsibilidade regulatória, esta secretaria defende a adoção da alternativa "d".

21. Não obstante, entende-se que em casos específicos, como usinas de pequeno porte ou que não estejam interligados ao Sistema Interligado Nacional - SIN, possa ser considerado o custo transação de se realizar um leilão e a viabilidade de retorno do investimento. Desta forma, sugere-se que, em alguns casos, uma parcela da renda hidráulica possa ser aportada para o gerador a fim de considerar a especificidade dos ativos em questão. Contudo, ressalta-se que é recomendado garantir parcela preponderante ao consumidor.

22. Ademais, sugere-se, como parâmetro para o preço de referência um parâmetro mais estável como o Custo Marginal de Expansão (CME), fator este calculado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para estimar o custo futuro de expansão da geração. Já em relação ao custo total de referência (custo com Operação e Manutenção, melhorias e encargos de conexão), entende-se que devam ser abarcados os demais encargos do setor (p. ex. Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica – TFSEE, CFURH e etc), não

somente o de conexão e de uso do sistema de distribuição e transmissão. Além disso, defende-se que seja considerado no âmbito das premissas da modelagem uma previsão sobre o fator de ajuste do MRE (GSF) como medida de risco hidrológico, além de indicadores para mensurar outros fatores de risco.

23. Portanto, a fim de manter a coerência com o Poder Concedente procedeu na renovação das concessões em 2013 e das licitações ocorridas em 2015 e 2017, bem como a consideração do custo de oportunidade da União relativo a esses ativos, defende-se que 100% da renda hidráulica seja alocada aos consumidores, conforme a alternativa “d”.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

24. Ante ao exposto, a Sefel recomenda à Aneel a captura de 100% da renda hidráulica para o consumidor, além de realizar alterações no preço de referência, com base no CME, no custo total de referência, englobando todos os encargos do setor, bem como outros parâmetros de risco.

Brasília, 02 de março de 2018.



Documento assinado eletronicamente por **Karoline Martins Cabral, Chefe de Divisão**, em 02/03/2018, às 17:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Gonçalves Manfrim, Coordenador(a)-Geral de Energia, Petróleo e Gás**, em 02/03/2018, às 17:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Pedro Calhman de Miranda, Subsecretário(a) de Energia e Estudos Quantitativos**, em 02/03/2018, às 18:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.fazenda.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0400941** e o código CRC **6E98DBB7**.