

MINISTÉRIO DA FAZENDA
Secretaria de Acompanhamento Econômico

Parecer Analítico sobre Regras Regulatórias nº 226 /COGEN/SEAE/MF

Brasília, 7 de agosto de 2017.

Assunto: Consulta Pública nº 33/2017, do Ministério de Minas e Energia (MME), que visa aprimoramento do marco legal do setor elétrico.

Acesso: Público.

1. Introdução

1. A Consulta Pública nº 33/2017, do MME, tem por objetivo permitir a modernização e a racionalização econômica no marco regulatório e comercial do setor elétrico. Para tanto, são propostas alterações em diversos dispositivos legais.
2. A Secretaria de Acompanhamento Econômico do Ministério da Fazenda (Seae/MF) apresenta, por meio deste parecer, considerações sobre a presente consulta, com a intenção de contribuir para o aprimoramento do marco legal do setor elétrico, nos termos de suas atribuições, definidas no art. 42, Anexo I do Decreto nº 9.003, de 13 de março de 2017.
3. A presente nota abordará a análise de três temas apresentados na consulta pública: “descotização e privatização”, “reserva global de reversão para transmissão” e “desjudicialização do risco hidrológico”.

2. Da Análise

2.1 Descotização e privatização

4. De uma forma geral, são expostas duas propostas relacionadas à venda de ativos sob controle direto ou indireto da União, concomitantemente a assinatura de um novo contrato de concessões com a União pelo prazo de 30 anos, são elas: o modelo de comercialização e os critérios de rateio do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato.
5. A primeira mudança proposta impacta diretamente o segmento de geração e foi denominada de “descotização”. Sugere-se que em caso de privatização de empresa detentora de concessão ou autorização de geração de energia elétrica, haja uma mudança na forma de comercialização da energia.

[Assinatura]

6. Embora a abrangência da proposição possa não se limitar estritamente as hidrelétricas que renovaram contratos de concessão sob a égide da lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a "descotização", prioritariamente, visa permitir a substituição do regime de exploração baseado em "cotas" para o regime de "produção independente".

7. Atualmente, as geradoras "cotistas" direcionam ao menos 70% da produção para as distribuidoras por um preço fixado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), que remunera os custos de operação e manutenção. Com a medida, as geradoras poderiam direcionar a venda da energia, parcial ou integralmente, para outros compradores, como comercializadoras ou grandes consumidores industriais a preços de mercado.

8. Do montante total arrecadado com a venda dos ativos, a parcela correspondente ao aumento de fluxo de caixa do novo contrato de concessão será denominada, nos termos da proposta, como o benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato. Essa receita será estimada tanto pelo benefício do prazo adicional do contrato como pelo potencial diferencial de preço entre o que se recebe hoje em regime de cotas (ou fora dele) e o que se receberá vendendo a energia a preços de mercado.

9. A "descotização" apresenta a vantagem de alocar o risco hidrológico dessas usinas, que hoje é assumido pelos consumidores do mercado cativo, para os geradores. Todavia, é possível que haja impacto tarifário. De acordo com o MME, caso o volume de cotas das usinas prorrogadas fosse descontratado de uma única vez e substituído por contratos com preço de R\$ 200/ MWh, o impacto nas tarifas dos consumidores regulados poderia alcançar até 7%, considerando-se os níveis atuais de receita das distribuidoras e excluindo-se desse efeito o benefício decorrente da menor exposição ao risco hidrológico e da redução do encargo de CDE.

10. A segunda alteração trata especificamente da repartição do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão nos setores de geração, de transmissão e de distribuição. São definidos os percentuais e os prazos para pagamento do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão.

11. Para o caso dos ativos de geração, os percentuais de repartição originalmente definidos são destinados à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), na proporção de um terço, e à União, por meio de bonificação de outorga, na proporção de dois terços. Para o caso de ativos de transmissão e distribuição, todo o benefício seria destinado à União. Todos os pagamentos ocorreriam anualmente, em duodécimos.

12. Adicionalmente, a proposta cria um incentivo para privatizações de estatais federais até 2019. Neste caso, os percentuais de repartição originalmente definidos são modificados. Para os ativos de geração, são destinados à CDE, à União e à estatal, na proporção de um terço para cada. Para o caso de ativos de transmissão e distribuição, dois terços do benefício seria destinado à União e um terço à estatal. De acordo com o MME, a repartição do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão com empresa estatal privatizada é possível em função de a União acumular os papéis de acionista e de concedente do novo contrato.

13. Diante da evidente importância das mudanças apresentadas na consulta pública e visando contribuir para aperfeiçoamento da proposta, a Seae/MF apresenta a seguir para esse tema quatro contribuições.

2.1.1. CDE

14. Primeiramente, aborda-se a questão da destinação dos recursos da “descotização” dos ativos de geração. A proposta destina um terço do benefício econômico decorrente do novo contrato de concessão para a CDE.

15. A destinação de recursos para a CDE tem por objetivo abater encargos e baixar o valor da energia, mitigando possíveis efeitos inflacionários da “descotização”. Considerando apenas as usinas que renovaram seus contratos sob o regime de cotas, haverá uma migração de um regime que remunera o gerador apenas pela operação e manutenção para um regime voltados para prática de preços de mercado.

16. Contudo, a alteração em epígrafe poderá abranger outras usinas não “cotistas” como, por exemplo, a usina hidrelétrica de Tucuruí. Atualmente, essa usina já tem a liberdade para definir sua estratégia de comercialização dos contratos de venda de energia. Com a proposta, caso haja interesse na privatização de sua controladora até 2019, poderá ser outorgado novo contrato de concessão de 30 anos ao novo controlador.

17. Como as usinas hidrelétricas não “cotista” já praticam preços de mercado na comercialização de sua energia, a destinação de um terço do benefício econômico oriundo do novo contrato de concessão para CDE pode não ser atingir os benéficos pretendidos, haja vista que os direitos sobre a concessão pertencem à União. Neste caso, o impacto inflacionário decorrente da alteração de contratos será neutro, haja vista que não haverá mudança de regime.

18. Isto posto, sugere-se que, no caso do segmento de geração, seja analisada a efetividade e conveniência da destinação dos recursos obtidos com o novo contrato de concessão das usinas não “cotistas” para a CDE.

2.1.2. Destinação de recursos para Eletrobras

19. Esta seção trata da destinação dos recursos obtidos no caso de privatização de pessoas jurídicas controladas direta ou indiretamente pela União cuja transferência seja realizada até 31 de dezembro de 2019. Pela proposta, a privatização será acompanhada da outorga de um novo contrato de concessão de 30 anos.

20. Conforme descrito na minuta, um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato será capturada pelos controladores da empresa privatizada. Segundo o MME, trata-se de um incentivo para estimular a empresa a ser célere na busca de soluções para seus desafios.

21. Em termos práticos, a medida tem por objetivo direcionar parte do benefício econômico financeiro decorrente do novo contrato de concessão que pertencente a União para a empresa pública de capital aberto majoritariamente sob o controle da União (Eletrobras).

22. A priori, por se tratar de um direito da União, cumpre destacar que o benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão das geradoras deveria ser apropriado por meio da outorga. Desse modo, no tocante à destinação de um terço do benefício à Eletrobrás, o entendimento é que esse direcionamento pode configurar uma transferência de riqueza para acionistas privados, haja vista que a empresa é de capital misto.

23. Sob este aspecto, caso a intenção seja de transferir recursos para a Eletrobras, a maneira apropriada é por meio de capitalização pela União. Inclusive, esta opção poderá angariar mais capital para a empresa, haja vista que os demais acionistas terão a opção de aportar mais capital para manter sua participação acionária.

24. Portanto, sugere-se que seja reavaliada a proposta de destinação de um terço do benefício econômico financeiro decorrente do novo contrato de concessão para pessoa jurídica controlada direta ou indiretamente pela União, caso a transferência do controle decorrente da privatização seja realizada até 31 de dezembro de 2019.

2.1.3. Prazo de pagamento da privatização

25. A proposta sugere que o prazo de pagamento da bonificação de outorga decorrente do novo contrato de concessão e do pagamento das quotas à CDE ocorram anualmente, em duodécimos.

26. Observa-se que ao fixar a forma de pagamento em lei, acrescenta-se uma rigidez desnecessária ao processo de decisão. Neste sentido, a possibilidade de recolhimento à vista, a prazo, ou mesmo uma combinação de ambos, em um momento posterior irá conferir maior flexibilidade ao poder concedente.

27. Isto posto, entende-se que deixar a redação da minuta sem detalhar a forma de pagamento dará a flexibilidade necessária ao poder concedente para decidir, no momento oportuno, a maneira mais conveniente para receber os recursos.

2.1.4. Destinação para projetos de revitalização da bacia do São Francisco

28. A minuta prevê que a União deverá destinar parte da parcela a que tem direito (um terço do benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão) a projetos de revitalização na Bacia do Rio São Francisco.

29. Conforme já abordado previamente, o benefício econômico-financeiro adicionado pelo novo contrato de concessão das geradoras, em princípio, deveria ser apropriado integralmente por meio da outorga. Contudo, pela proposta em consulta pública, há previsão que dois terços desse valor seja destinada à CDE e à Eletrobrás, respectivamente. Além disso, caberia à parcela da União a parte destinada à revitalização.

30. Neste sentido, independente do modelo de repartição do benefício a ser considerado na proposta, sugere-se que seja avaliada a possibilidade de que a parcela da revitalização da Bacia do São Francisco seja previamente separada do total do benefício econômico-financeiro para que, somente em seguida, seja dada a destinação final dos recursos.

31. Outrossim, entende-se pertinente que apenas os recursos oriundos do benefício econômico-financeiro das usinas localizadas na Bacia do São Francisco devam contribuir para os projetos de revitalização.

A Q Dan

2.2 Reserva Global de Reversão para Transmissão

32. Com o propósito de mitigar litígios judiciais, o MME propõe destinar recursos da Reserva Global de Reversão (RGR) para pagamento do componente tarifário¹ dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação das concessões ocorrida de 2012.

33. Dessa forma, a critério do poder concedente e desde que condicionada à inexistência de litígios de ações judiciais, os recursos depositados na RGR poderiam ter uma nova destinação. Segundo o MME, o dispositivo desoneraria o consumidor. Além disso, como há previsão de pagamento de RGR por concessões antigas e de devolução à conta de recursos emprestados ao setor, em nenhuma hipótese, o encargo seria aumentado.

34. O montante disponível no fundo RGR alcançavam R\$ 923 milhões em abril de 2017. Há entradas mensais de recursos ao fundo, principalmente, decorrente das quotas das geradoras e transmissoras e de reposição de financiamento concedidos. Em 2016, esses valores alcançam cerca de R\$ 1,9 bilhão. Até abril de 2017, os valores atingiram R\$ 600 milhões. Desde 2016, são utilizados recursos do fundo na concessão de empréstimos às distribuidoras, no montante de R\$ 1,8 bilhão até abril de 2017.

35. Embora haja um saldo a receber e um fluxo de entrada mensal de recursos no fundo RGR, diante do montante em litígio, entende-se pertinente que o MME comprove numericamente a existência de recursos suficientes para garantir a solvência do fundo com o pagamento de componente tarifário dos ativos de transmissão não amortizados e não indenizados sem um possível aumento de encargos.

2.3 Desjudicialização do risco hidrológico

36. O MME propõe que os agentes recebam compensação, retroativa até 2013, pela geração fora da ordem de mérito (GFOM). Esta compensação se daria em forma de extensão do prazo das concessões vigentes. Como contrapartida, pede que os agentes desistam de quaisquer ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos associados ao mecanismo de realocação de energia (MRE). Também exige que os agentes renunciem à repactuação do risco hidrológico, preservando-se os efeitos já ocorridos.

37. Ressalta-se que a Lei nº 13.203, de 08 de dezembro de 2015, que trata da repactuação do risco hidrológico, estabeleceu um marco temporal, a partir do qual o risco da GFOM passa a ser tratado separadamente:

“Art. 2º A Aneel deverá estabelecer, para aplicação a partir de 2017, a valoração, o montante elegível e as condições de pagamento para os

¹ Conforme definida na Portaria MME nº 120, de 20 de abril de 2016, os valores homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL relativos aos ativos previstos no art. 15, § 2o, da Lei no 12.783, de 11 de janeiro de 2013, passaram a compor a Base de Remuneração Regulatória das concessionárias de transmissão de energia elétrica.

participantes do MRE do custo do deslocamento da geração hidroelétrica decorrente de: (Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016)

I - geração termelétrica que exceder aquela por ordem de mérito; (...)" [originalmente sem grifos]

38. A proposta do MME de retroação do tratamento até 2013 representa renúncia de receitas pela União, em favor de uma solução célere para as ações judiciais no mercado de curto prazo de energia elétrica.

39. Embora o fim da judicialização do mercado de curto prazo seja de interesse para a sociedade, a medida representa custos para o poder público, dado que este postergará o recebimento de receitas de outorgas de concessão. No entanto, não há, nos documentos que integram a proposta, análise quantitativa destes custos, e tampouco da conveniência da medida para a União.

40. Recomenda-se, portanto, a realização de análise quantitativa dos custos a serem incorridos pela União, acompanhada de avaliação da conveniência da medida em termos dos custos e benefícios esperados.

3. Considerações Finais

41. Do exposto, podem-se identificar aspectos críticos da proposta que merecem atenção e maiores esclarecimentos.

42. Em relação à temática de “descotização e privatização”, sugere-se:

(i) analisar a efetividade e conveniência da destinação dos recursos obtidos com o novo contrato de concessão das usinas não “cotistas” para a CDE;

(ii) reavaliar a proposta de destinação de um terço do benefício econômico financeiro decorrente do novo contrato de concessão para pessoa jurídica controlada direta ou indiretamente pela União, caso a transferência do controle decorrente da privatização seja realizada até 31 de dezembro de 2019;

(iii) deixar a redação da minuta sem detalhar a forma de pagamento; e

(iv) considerar um novo critério de destinação dos recursos para revitalização da Bacia do São Francisco. Ademais, entende-se pertinente que apenas os recursos oriundos do benefício econômico-financeiro das usinas localizadas na Bacia do São Francisco devam contribuir para os projetos de revitalização.

43. No tocante à proposta de destinar recursos da RGR para pagamento do componente tarifário dos ativos do sistema de transmissão não amortizados e não indenizados, entende-se apropriado que seja demonstrado numericamente a existência de recursos suficientes para garantir a solvência do fundo com o pagamento de indenizações sem um possível aumento de encargos.


44. A respeito da desjudicialização do risco hidrológico, recomenda-se a análise quantitativa da medida, de modo que se possam avaliar melhor os custos para a União e a efetividade e conveniência da proposta.

p
D


45. Visando contribuir para o aperfeiçoamento da proposta, encaminhamos esta nota como subsídio às discussões no âmbito da consulta pública.

À consideração superior.


DANIEL DE SOUZA RAMOS
Chefe de Serviço


ALEXANDRE DE OLIVEIRA LIMA LOYO
Coordenador-Geral de Energia, Petróleo e Gás Natural, substituto

De acordo.


ANGELO JOSÉ MONT'ALVERNE DUARTE
Subsecretário de Análise Econômica e Advocacia da Concorrência