

Consulta Pública 33 do MME: avanços e alertas (Parte 2 de 2)

SALES, Claudio; MONTEIRO, Eduardo; HOCHSTETLER, Richard. "Consulta Pública 33 do MME: avanços e alertas (Parte 2 de 2)". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 29 de agosto de 2017.

Essa segunda parte do artigo retoma a análise das 9 nove propostas finais das 18 propostas contidas na Nota Técnica nº 5/2017 que embasou a Consulta Pública nº 33 (CP 33) do Ministério de Minas e Energia, cujo período de recebimento de contribuições foi encerrado no dia 17 de agosto. A primeira parte deste texto pode ser acessada [aqui](#).

10. Subsídios a fontes incentivadas: buscando valorar atributos, benefícios e externalidades das fontes de energia, a partir de 01/jan/2018 haveria o fim de subsídio a fontes incentivadas via desconto na TUST/TUSD, sendo que outorgas atuais mantêm incentivo até fim de seu prazo. Isso seria feito com a introdução de um "prêmio de incentivo", igual para todas as fontes, em função de cada unidade de energia produzida, com adesão voluntária para empreendimentos já outorgados e incentivo até 2030 para novas outorgas (entre 01/jan/2018 e 31/dez/2029). Entre as principais preocupações destacam-se: (a) como será calculado esse prêmio pago até 2030? ("O prêmio corresponderá ao valor médio, em R\$/Wh, pago em 2016"); (b) a eventual adoção massiva do prêmio gera risco de migração massiva e esvaziamento de energia incentivada para Consumidores Especiais. As principais recomendações para endereçar parte das ressalvas acima são: (a) Honrar contratos já assinados para manter estabilidade legal e regulatória; (b) Como o prazo para alteração é muito curto, para projetos cujo processo de obtenção de outorga já esteja em andamento e seja finalizado até dezembro de 2018, seria permitida a outorga de acordo com a metodologia atual; (c) Iniciar gradualmente a redução do prêmio até 2030, mas garantir esse direito durante período compatível com a outorga; (d) Incluir previsão legal de ressarcimento da perda do prêmio de incentivo, em caso de redução de geração causada por terceiros, de empreendimentos que estejam em operação comercial nessa modalidade; e (e) Considerar a concessão desse subsídio para novos empreendimentos por meio de leilões regionais e por fonte.

11. Racionalização de descontos na CDE: a fim de permitir a racionalização de subsídios e a comparabilidade entre políticas públicas que competem por recursos da União, os descontos tarifários custeados via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) deixariam de ser expressos em percentual da tarifa e passariam a ser função de R\$/MWh e os descontos exigiriam contrapartidas dos beneficiados e definição de critérios de acesso (condições sociais e econômicas), sendo que a soma de descontos não poderá ser maior do que o valor desembolsado em 2016, corrigido pelo reajuste médio das distribuidoras. Essa é uma das propostas mais bem-vindas e "pacificadas" em termos conceituais, mas surgiram duas ressalvas no campo operacional: (a) como implementar a exigência de contrapartidas e critérios de acesso?; (b) é necessário quantificar previamente o efeito da mudança para consumidores Baixa Renda e para a sustentabilidade do Programa Luz para Todos ainda por executar. Com relação ao subsídio destinado aos consumidores Baixa

Renda, como estão em dispositivo legal específico não contemplado nesta proposta, ressalte-se sua importância para as famílias de menor poder aquisitivo do país, seja nas regiões de renda média mais baixa (como Norte e Nordeste), seja naquelas com maior desigualdade e favelização (como Rio de Janeiro e São Paulo). Nesse contexto, a manutenção da Tarifa Social, bem como sua ampliação, é fundamental, até para evitar que estes consumidores recorram ao furto de energia. Portanto, recomenda-se manter o desconto da Tarifa Social expresso em percentual da tarifa, excluindo-o desta proposta. A mesma exclusão valeria para os compromissos já assumidos no âmbito do Programa Luz para Todos.

12. Riscos e racionalização de custos dos contratos no ACR: a proposta visa à redução de custos para consumidores e à redução de pressão sobre ativos legados (usinas caras “herdadas”) por meio: (a) da recuperação da separação entre quantidade (risco dos vendedores) e disponibilidade (risco dos compradores/consumidores), dando preferência à modalidade por “quantidade”; (b) do descomissionamento de térmicas caras (com CVU > PLDteto) com montante a ser definido pelo MME com prioridade para usinas com maior CVU; e (c) estabelecendo que a eventual exposição ao MCP teria repasse tarifário garantido se for comprovado o máximo esforço das distribuidoras na gestão de seus portfólios. Esta proposta gera algumas ressalvas: (a) como estimar o grau de impacto do custo de repasse tarifário em função da exposição ao MCP?; (b) como será explicitado – ou como evitar subjetividade – no critério para definição de “máximo esforço”?; e (c) diante da possibilidade de falta incentivo econômico para a materialização de alguns descomissionamentos, recomenda-se, por exemplo, a realização de estudos específicos para avaliar o custo-benefício de eventuais indenizações aos geradores a serem descomissionados.

13. RGR para Transmissão: objetivando a redução de litígios e a redução de custos de transmissão para consumidores, propôs-se que a Reserva Global de Reversão (RGR) fosse usada para pagamento da indenização de ativos de transmissão não amortizados e não indenizados na prorrogação de concessões de 2012 (MP 579, Lei 12.783), com a condição de que os agentes abrissem mão de ações judiciais. A proposta gera uma preocupação em relação à quantificação do volume de recursos disponíveis via RGR. Além disso, recomenda-se explicitar no futuro comando legal que prevê a atualização financeira dos valores devidos.

14. Descotização e Privatização: a fim de valorar energia a preço de mercado e privatizar ativos com um certo “senso de urgência” (até 2019), as novas concessões (GTD) teriam 30 anos, sem reversão prévia de bens. No caso da privatização de ativos de geração, haveria alteração de regime de cotas para regime de produção independente (com exploração a preço de mercado). A repartição do benefício econômico seria da seguinte forma: (a) para ativos de geração, 1/3 do valor seria destinado para a CDE (beneficiando o consumidor), e 2/3 para bonificação de outorga anual (beneficiando a União); para ativos de transmissão e distribuição, 100% seria destinado para bonificação de outorga anual (beneficiando apenas a União). No caso de concessionárias estatais federais (regra válida só até 2019): (a) para ativos de geração, 1/3 do valor seria destinado para a CDE (consumidor), 1/3 para bonificação de outorga anual (União), e 1/3 para a estatal; para ativos de transmissão e distribuição, 2/3 do valor iria para bonificação de outorga anual (União) e 1/3 para a estatal. Além disso, os recursos da privatização de Usinas Hidrelétricas (UHEs) da Bacia do Rio São Francisco deverão ser usados para revitalização da própria Bacia. As principais ressalvas foram: (a) o impacto tarifário da descotização; e (b) o fato de ser questionável a bonificação de outorga no caso de transmissão e distribuição uma vez que as tarifas são reguladas (a cobrança da outorga teria o impacto de aumentar a própria tarifa). Entre as recomendações, destacam-se: (a) Aumentar o benefício ao consumidor via CDE (uma vez que a energia foi paga pelo consumidor e, portanto, deve retornar para o consumidor), até para reduzir o impacto tarifário desta e de outras propostas contidas na Nota Técnica nº 5; (b) Considerar a desmobilização gradual das cotas para amenizar impacto tarifário.

15. Antecipação da convergência da CDE: a proposta prevê novas fontes (bonificação de privatização) e usos (prêmio para fontes incentivadas) do encargo e antecipa a convergência (de 2030 para 2023) do critério de rateio da CDE, que passaria a ser em função: (a) do consumo, em MWh; e (b) da faixa de tensão. Como ressalvas e preocupações surgiram: (a) Qual o critério para definição do “1/3” e “2/3” no critério por faixas de tensão?; (b) o fato de que a equalização provocará redução de tarifa final (para Sul, Sudeste e Centro Oeste) e aumento de tarifa no Nordeste; (c) O aumento de encargo impactará a compensação por infringência de indicadores de qualidade. Além de buscar formas de tratar as preocupações acima, recomenda-se explicitar os critérios usados para definição de custo por faixa de tensão.

16. Prorrogação de hidrelétricas < 50 MW: seria permitida a prorrogação de 30 anos para hidrelétricas entre 3 MW e 50 MW de potência instalada, condicionada ao pagamento de Uso do Bem Público (UBP) e recolhimento da CFURH (Compensação Financeira pela utilização dos Recursos Hídricos). Esta proposta gera uma dúvida interpretativa: as CGHs (Centrais Geradoras Hidrelétricas de Capacidade Reduzida, com potência instalada menor ou igual a 5.000 kW) seriam enquadradas pela nova regra? Em função dessa dúvida, recomenda-se manter a regra atual para CGHs, conferindo assim segurança jurídica para empreendimentos implantados sob a regra atual.

17. Desjudicialização do GSF: A fim de promover a desjudicialização, o fim da inadimplência e a normalização da liquidação no ACL sem gerar custos para os consumidores, propõe-se retroagir a 2013, com compensação mediante extensão do prazo de outorga (limitado a 15 anos), a compensação pelo deslocamento hidrelétrico causado pela Geração Termelétrica Fora da Ordem de Mérito (GFOM), desde que não haja ação judicial em curso. Apesar de apontar na correta direção, há ressalvas importantes: (a) o trecho “É vedada a repactuação do risco hidrológico após a definição da Aneel dos parâmetros de que trata o caput” introduz insegurança jurídica uma vez que gera dependência em relação à definição futura por parte do regulador; (b) na mesma linha de insegurança em relação aos cálculos futuros do regulador, a renúncia a qualquer ação futura dificilmente passará nos Conselhos de Administração das empresas; (c) Usinas novas que “nasceram” com pelo menos 70% de sua energia alocada ao ACR não teriam direito de repactuar 2013/14, gerando assim falta de isonomia competitiva? As recomendações são: (a) Explicitar direito de repactuação para 2013/2014 para agentes que já repactuaram no ACR; (b) MME deve definir cálculo previamente porque agentes não abririam mão das ações judiciais enquanto isso não for feito; e (c) o GSF apresenta outras questões relevantes que transcendem a GFOM e que não estão associados ao risco hidrológico, merecendo tratamento específico para viabilizar o acordo desejado.

18. Parcelamento de débitos de ações pendentes: também buscando reduzir a judicialização setorial, foi proposto o parcelamento de débitos pendentes de cotas de CDE e ESS (Encargo de Segurança Energética), sem pagamento de multa, mediante desistência de ações judiciais. O prazo para o pagamento seria de até 120 meses, com parcelas fixas, corrigidas pela Selic. Esta iniciativa foi acolhida sem ressalvas.

Além da análise das 18 propostas objetivas contidas na CP 33, alguns temas correlatos suscitaram contribuições adicionais que merecem atenção do MME, entre os quais: (a) organizar a consulta pública em duas etapas, onde esta primeira etapa seria para discutir conceitos e receber contribuições e uma segunda etapa que consolidaria as contribuições da primeira etapa, para só então encaminhá-la ao Congresso; (b) considerar iniciativas para garantir a neutralidade para segmento da distribuição em relação a riscos e ônus na mudança do modelo comercial e para aproveitar este momento de transição a fim de ajustar fragilidades deste elo da cadeia de valor; e (c) adotar mecanismos de aprimoramento do planejamento e operação (nos elos GTD) e de redução de risco setorial. Estas contribuições adicionais estão detalhadas na contribuição encaminhada por este Instituto ao MME (contribuição também disponível em www.acendebrasil.com.br/eventos).

De forma geral, recebemos a Consulta Pública nº 33 com entusiasmo mas, como demonstra a análise acima, alguns de seus pontos precisam de maior amadurecimento em função de seus amplos impactos. Algumas das 18 propostas encerram “pontos pacíficos” em termos conceituais mas dependem de maior detalhamento, enquanto outras exigem discussão mais cuidadosa (e, portanto, requerem análises de impacto regulatório e tarifário) ou novas rodadas de negociação (como a desjudicialização do GSF).

Embora haja necessidade de aprofundar algumas discussões – e até incluir algumas novas, especialmente no que se refere aos impactos para o setor de distribuição, elo que recebeu menos atenção nesta consulta pública –, é preciso elogiar o formato e a abordagem da CP 33 por valorizarem a participação dos agentes.

Em respeito ao investimento em tempo e energia das dezenas de grupos – e centenas de profissionais – que se concentraram para concluir suas análises nessas últimas semanas, é fundamental que, em termos de prazos – salvo algumas exceções que demandam total urgência, como o fim da judicialização derivada do imbróglio do GSF (Generation Scaling Factor) e o pagamento das indenizações às transmissoras via RGR –, não haja atropelo nas decisões finais para a implementação das medidas.

Essa consulta pública deixou claro que os tempos da Medida Provisória 579 (que por absoluta falta de transparência e total desprezo pelo valor das contribuições dos agentes gerou grande parte dos problemas atuais) felizmente passaram. O setor elétrico precisa reconhecer as mudanças trazidas pelo futuro que já bate à nossa porta mas, antes de qualquer implementação que implique alteração do modelo vigente, os passos precisam ser dados com segurança e ponderação, sempre acompanhados de Análises de Impacto Regulatório e análises econômicas bem sólidas.

Claudio J. D. Sales, Eduardo Müller Monteiro e Richard Hochstetler são do Instituto Acende Brasil