

Consulta Pública 33 do MME: avanços e alertas (Parte 1 de 2)

SALES, Claudio; MONTEIRO, Eduardo; HOCHSTETLER, Richard. "Consulta Pública 33 do MME: avanços e alertas (Parte 1 de 2)". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 28 de agosto de 2017.

A Consulta Pública nº 33 (CP 33) do Ministério de Minas e Energia, disponibilizada para a sociedade brasileira no dia 5 de julho, encerrou seu período de recebimento de contribuições no dia 17 de agosto. Intitulada "Proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico", esse documento foi aguardado com ansiedade e seus objetivos coincidem com várias demandas prioritárias acolhidas pelas autoridades setoriais nos últimos meses por meio de interações com inúmeros agentes.

A promessa de diálogo e transparência feita pelo Sr. Ministro Fernando Coelho Filho tem sido cumprida: iniciada pelo balizamento dos princípios para a reorganização do setor (escopo da Consulta Pública nº 32), a Nota Técnica nº 5/2017 que orienta a CP 33 sinaliza uma mudança na forma de construir esse diálogo com a sociedade. A complexidade do setor elétrico brasileiro exige a contribuição da visão e da competência técnica dos geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e consumidores de energia elétrica, além dos milhares de profissionais que gravitam ao redor da cadeia de valor do setor, como universidades, consultorias e think tanks. Sai o intervencionismo e o voluntarismo improvisado e entra a valorização da inteligência coletiva e do planejamento realista com visão de longo prazo.

Há relativo consenso de que o marco legal e regulatório do setor requer diversos ajustes, alguns mais urgentes que outros. Dessa forma, os problemas emergenciais devem ser enfrentados – e suas soluções implementadas – o quanto antes, enquanto os demais tópicos exigem maior detalhamento e análises qualitativas e quantitativas dos impactos gerados pelas eventuais mudanças. No entanto, e em linha com o objetivo da Nota Técnica nº 5/2017, é crucial que mesmo os tópicos de implementação posterior já sejam discutidos conjuntamente com os tópicos urgentes para assegurar a coerência sistêmica e a viabilidade das medidas a serem implementadas.

A estrutura da Nota Técnica nº 5/2017 incorpora essa filosofia ao apresentar em seu preâmbulo as pressões das tendências – tecnológicas, socioambientais e do empoderamento do consumidor – que requerem alterações dos modelos de negócio atuais. Com base em vários fatores que exemplificam o esgotamento de alguns componentes dos modelos vigentes, é apresentada uma "Visão de Futuro" para o setor, passo fundamental para explicitar os vetores que direcionarão os comandos legais propostos.

Os princípios norteadores dessa visão não são novidade para alguns especialistas que tiveram o privilégio de trabalhar, nos últimos anos, com a equipe de autoridades que hoje lidera o setor: incentivos à eficiência empresarial, sinal econômico que alinha interesses individuais e sistêmicos, alocação adequada de risco, respeito a contratos e aos papéis de cada instituição.

A partir desses princípios foram desenvolvidas 18 propostas – organizadas em quatro grupos – que: (a) explicitam intenções de alteração de políticas públicas vigentes; (b) destravam aspectos saturados do modelo atual; (c) alteram alocações de riscos e custos entre agentes; e (d) promovem a desjudicialização do setor. Essas 18 propostas são comentadas a seguir:

1. Autoprodução: Apesar de o objetivo da proposta ser o de caracterizar o Autoprodutor (AP) como uma espécie de Consumidor Livre (CL), seria mais adequado buscar caracterizá-lo como um Produtor Independente de Energia (PIE). Já a busca de neutralidade em relação a encargos (evitar que a decisão de se tornar AP não seja interpretada como uma alternativa para não pagamento de custos setoriais) e a permissão de venda de excedentes (incentivo para venda) são pontos positivos. Como sugestão de aprimoramento, recomenda-se assegurar que o AP não tenha vantagem competitiva sobre PIEs na parcela excedente ao consumo próprio que seria vendida ao mercado.

2. Redução de limites de acesso ao Ambiente de Contratação Livre (ACL): Os objetivos principais desta proposta – ampliar o ACL via redução de limites de acesso, promover o fim gradual dos Consumidores Especiais (CEs) e evitar a proliferação de agentes na CCEE – são bem-vindos. No entanto, a implementação precisa ser feita de forma a: (a) garantir a neutralidade para as distribuidoras, incluindo menção explícita para o pagamento de encargos e assunção de perdas e tratamento para a sobrecontratação oriunda da migração de clientes para o ACL; e (b) ampliar o prazo (até o fim de 2018) que permite a agregação de demanda de CEs a fim de evitar a frustração de investimentos em projetos renováveis que foram concebidos – e que estão em fase avançada de desenvolvimento – com base nos dispositivos legais vigentes. Também é necessário, entre outras medidas: (a) explicitar que não haverá retorno do ACL para o ACR (Ambiente de Contratação Regulado) ou explicitar que as distribuidoras não serão obrigadas a aceitar retorno (se houver neutralidade o retorno passa a ser decisão das distribuidoras a fim de evitar impacto para as distribuidoras e seus consumidores); e (b) estabelecer em lei a previsão de corte para os casos de inadimplência, dado que a figura do comercializador varejista foi regulamentada há dois anos pela ANEEL e não trouxe os efeitos desejáveis, com a imposição de riscos de difícil mensuração (inadimplência, dificuldade de corte de carga e liminares judiciais); (c) concatenar esse comando com os sinais do prêmio (discutido na proposta 10, à frente); (d) respeitar os contratos atuais; e (e) apresentar as análises qualitativa e quantitativa com os critérios adotados para a definição dos degraus de migração e seus impactos.

3. Destramento da obrigação de contratação: O objetivo da proposta (prover mais flexibilidade na comercialização de energia) é louvável, mas como sua consecução depende da implantação de contratação centralizada de lastro, é fundamental concatenar a desobrigação com a efetiva contratação prévia de lastro e com o aprimoramento do mercado de curto prazo (formação de preço, sistema de garantia financeira e aumento de frequência de liquidação), além de permitir maior flexibilidade no gerenciamento do portfólio de contratos das distribuidoras, conforme descrito no item 6 adiante.

4. Redução de custos de transação na transmissão: A essência da proposta é a criação de liquidação centralizada de transmissão, desde que haja redução de custos sistêmicos, sendo que para ativos contratados a adesão é voluntária e para ativos novos a adesão será obrigatória. No entanto, essa proposta gera várias ressalvas e preocupações, entre as quais: (a) é necessário evitar a superposição de atividades e custos; (b) evitar dupla tributação (na eventualidade, por exemplo, de retorno da CPMF); (c) esclarecer como seriam realizadas retenções tributárias; (d) contemplar o eventual aumento de risco derivado de inadimplência e risco judicial decorrente da centralização (atualmente o risco está distribuído, já que hoje a transmissão independe de liquidação); (e) as transmissoras não consideraram nos seus planos de negócios pagar para um terceiro liquidar o recebimento da Receita

Anual Permitida (RAP); (f) considerar os custos para as transmissoras adequarem os sistemas de faturamento à modalidade proposta; e (g) apesar de a adesão ser voluntária, empreendedores que já têm ativos e que participarão da expansão precisarão ter dois sistemas diferentes. Com base nas ressalvas e preocupações acima, algumas recomendações já podem ser feitas: (a) explicitar, via memória de cálculo, critérios que evidenciem redução de custo antes de qualquer implementação, mesmo que voluntária; e (b) garantir o caráter voluntário de adesão para ativos contratados (não pode haver alteração desta voluntariedade durante a consulta pública).

5. Regras comerciais para acoplamento entre preço e operação: Guiada pelos objetivos de acoplamento entre operação e formação de preço (modelo de preço guiará a operação) e de transparência para regras e algoritmos, esta proposta: (a) abre a possibilidade de adoção de despacho centralizado (com regra explícita para minimização de custo) ou por ofertas de preço pelos agentes; (b) define que preços passarão a ter intervalo máximo horário até 2020; (c) introduz o conceito de “carga interruptível” via ofertas de preço; (d) promove a abertura de códigos e algoritmos de software de formação de preços, planejamento e operação; (e) introduz a oferta de preços para serviços ancilares e garantias financeiras com aporte diário para fechamento de posições; (f) passa a apresentar o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) como mecanismo “eventual”. Esta proposta também gera muitas ressalvas e preocupações porque nunca é demais lembrar que lastro não é garantia para expansão e porque esse tema será de difícil consenso em relação a conceitos como “valor percebido do despacho centralizado” e “vantagens do MRE” (desde que os incentivos atuais do MRE sejam corrigidos). Portanto, é crucial que a regulação de mecanismos como o de “ofertas de preço” e uma eventual transição para o fim do MRE sejam precedidas de Consultas Públicas específicas, Análises de Impacto Regulatório e análises econômicas que justifiquem tais alterações e que levem em consideração as particularidades do sistema elétrico brasileiro (em especial a concentração de reservatórios pertencentes a um pequeno grupo de empresas, o que torna imprescindível conhecer antecipadamente mecanismos de coibição de abuso de poder de mercado). Também é fundamental que haja incentivos para investimentos em redes inteligentes a fim de viabilizar tanto a implementação de cargas interruptíveis e dispersas quanto a medição binômica e horária prevista nas propostas 9 e 10 descritas adiante.

6. Redução de custos de transação na geração: a proposta visa a centralizar contratos regulados de energia (sendo que a centralizadora poderá ser a CCEE), com repasse ao preço médio ponderado para todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, incluindo: Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs); Cotas de Garantia Física (GF) de energia e potência, de acordo com a Lei 12.783 de 11/01/2013; Cotas da Eletronuclear, segundo o Art. 11 Lei 12.111 de 09/12/2009; e Cotas de Itaipu. As principais ressalvas se baseiam na constatação de que o rateio para todo o Sistema Interligado Nacional (SIN) e a imposição de um preço médio – somados a outras medidas, como a descotização e aceleração da convergência da CDE – afetarão negativamente os consumidores de algumas concessionárias cuja renda per capita é inferior à média nacional, o que requer cuidados no tratamento do impacto tarifário na transição implementada por esta proposta. Como recomendações: (a) é necessário que haja adequação entre tarifa e preço (alinhamento) para refletir a escassez/sobra de energia, sendo que as bandeiras tarifárias são bom exemplo desse alinhamento; (b) ampliar os mecanismos de ajustes nas carteiras das distribuidoras, permitindo a troca de contratos bilaterais entre agentes no ACR e ACL (além das trocas permitidas via MCSD, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits) e preservando, ao mesmo tempo, a isonomia entre os agentes de distribuição, garantindo a mesma oportunidade aos agentes que não fazem parte de grupos econômicos; (c) implementar a apuração centralizada de desvios entre custo real e o repasse tarifário (implementar uma “CVA – Conta de Variação da Parcela A – centralizada”); (d) manter os incentivos que assegurem a correta contratação de energia pelas distribuidoras para atendimento aos seus mercados (no sentido

regulatório).

7. Separação entre lastro e energia: a ideia é que o Poder Concedente passaria a ser responsável pela confiabilidade do sistema via homologação e contratação de lastro de empreendimentos, onde o pagamento do custo da contratação de lastro seria via encargo, com rateio feito pela centralizadora de contratos (como é feito para o Encargo de Energia de Reserva – EER). A proposta também define que seria vedada a contratação de energia de reserva e que, no caso de lastro para energia nuclear, a contratação seria feita com a Eletronuclear. Essa proposta é positiva ao alocar os custos da expansão de forma isonômica para todos os consumidores (ACL e ACR), mas sua complexidade gera preocupações e ressalvas, entre as quais: (a) a regra para definição de capacidade a ser contratada ainda será definida, o que gera insegurança; (b) a separação em si é uma boa opção, mas um fator crítico apontado é a financiabilidade vis-à-vis maturidade do mercado financeiro atual para fontes com alto custo de capital; (c) o êxito da separação depende de credibilidade do Mercado de Curto Prazo (MCP); (d) tratamento do lastro de usinas existentes descontratadas. Como recomendações: (a) prever, pelo menos numa fase de transição, a contratação simultânea de lastro e uma parcela da energia em modalidade de longo prazo para assegurar a financiabilidade dos novos empreendimentos); (b) Definir critérios para valoração de atributos das fontes geradoras, antecidos por visão de longo prazo sinalizada de forma indicativa via matriz-alvo olhando para bem comum (ponderar benefícios de produtos versus matriz indicativa); (c) Assegurar o fortalecimento (credibilidade/financiabilidade) do MCP antes da implementação da contratação de lastro; (d) Incluir como atributos a serem considerados nos leilões de energia a confiabilidade agregada ao sistema, a emissão de poluentes, a flexibilidade operacional (rampa de acionamento e despachabilidade sob demanda), a capacidade de armazenamento e atributos regionais (custos de transmissão, por exemplo); (e) Fortalecer o mercado de serviços ancilares, considerando, por exemplo, uma análise para a contratação dos atributos de serviços ancilares em leilões específicos; e (f) Alinhar financiabilidade do pacote “lastro+energia” com critérios do mercado financeiro nacional e internacional, incluindo o BNDES.

8. Tratamento da sobrecontratação derivada de migração para o ACL: a proposta pretende aumentar a flexibilidade de gestão de portfólios para as distribuidoras em função de migração de seus consumidores para o ACL e garantir neutralidade para as mesmas distribuidoras frente a esta migração. Isso seria feito por meio da permissão de venda de excedentes de energia das distribuidoras para o ACL, em mecanismo centralizado, conforme regulação da Aneel, para Consumidores Livres, Comercializadores, Geradores e Autoprodutores. O resultado da venda, positivo ou negativo, seria alocado a todos os consumidores (ACR e ACL) via encargo embutido na TUST/TUSD com base no consumo de energia. A seguinte ressalva foi feita na forma de questionamento: foi medido o impacto da alteração de regra atual para os comercializadores? Como recomendações, destacam-se: (a) Reforçar a possibilidade de trocas bilaterais entre distribuidoras (conforme descrito na proposta 6); (b) Explicitar rapidamente a prioridade entre os mecanismos de ajuste de portfólios das distribuidoras, especialmente no ambiente infra-legal (regulatório), na seguinte ordem: privilegiar trocas bilaterais, depois aplicar MCSD, e só então recorrer à venda no ACL; (c) Respeitar contratos existentes; (d) Eliminar a faculdade de redução de contratação em 4% dos CCEARs, já que está sendo aumentada a flexibilidade de gestão dos portfólios; e (e) esse mecanismo centralizado para venda de excedentes de energia das distribuidoras poderia ser adotado para acomodar impactos como o crescimento da geração distribuída, que também pode gerar sobrecontratação.

9. Diretrizes e compromissos para fixação de tarifas: os objetivos da proposta são valorizar/incentivar eventuais benefícios da geração próxima à carga, evitar subsídios cruzados entre consumidores (consumidores “com” e consumidores “sem” micro e mini Geração Distribuída) e dar transparência para os componentes da tarifa. Isso seria alcançado por meio: (a) do aumento do sinal locacional na TUST e TUSD; (b) da proibição de cobrança volumétrica de transporte por consumo (Wh), exceto

para perdas e encargos setoriais; (c) da introdução de tarifas diferenciadas por horário e de tarifas binômias, com prazo para implantação até 2021; (d) da abertura dos componentes da tarifa na fatura (energia, TUST, TUSD, perdas e encargos). As principais ressalvas e recomendações são: (a) para novas instalações de geração distribuída, a tarifa binômica e horária deve ser implementada imediatamente; (b) para os demais consumidores, a implementação da tarifa binômica e horária deve ser precedida de estudos e de um plano de modernização (com foco em medição e telecomunicação) que contraponham seus benefícios e os investimentos requeridos, sendo que os investimentos em modernização devem ter reconhecimento tempestivo pelo regulador nos reajustes tarifários; (c) não há estudos disponíveis para definição de tarifas com sinais locacionais, e portanto, seria importante a realização de consulta pública específica para o tema.

Para ler a segunda parte deste artigo, clique [aqui](#).

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