

São Paulo, 17 de agosto de 2017

Para: Ministério de Minas e Energia

Assunto: Contribuições para a Consulta Pública nº 33/2017

A Consulta Pública nº 33 (CP 33) do Ministério de Minas e Energia, disponibilizada para a sociedade brasileira no dia 5 de julho, encerra 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 serão comentadas brevemente nos próximos parágrafos.

- (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 Déficit) 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 MCS D, 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 locais, e portanto, seria importante a realização de consulta pública específica para o tema.
- (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:

Em relação ao prazo da Consulta Pública 33/2017:

- Organizar a consulta pública em 2 etapas: esta primeira etapa (para discutir conceitos e receber contribuições) e uma segunda etapa que já incorporará as contribuições da primeira etapa, para só então encaminhá-la ao Congresso;

Neutralidade para segmento da distribuição:

- Neutralidade para o segmento de distribuição de quaisquer riscos e ônus na mudança do modelo comercial;
- Reconhecimento dos investimentos intra-ciclo: reconhecer, nos reajustes tarifários anuais, investimentos feitos no último ano, assim como reconhecer custos de baixa de ativos (hoje não reconhecidos nem como OPEX nem como CAPEX) e o custo da baixa de ativos ainda não totalmente depreciados (tal como a troca de medidores para viabilização de tarifas binomial e horária);
- Critério de punição por violação de indicadores limitado à Parcela B: quaisquer punições devem ter a Parcela B como parâmetro;
- Alterar os limites para universalização: adotar consumo de 160 kWh/mês ao invés de carga de 50 kW;
- Micro e Mini geração: isenção de perda de receita e impactos para outros consumidores;
- Avaliar custo-benefício da introdução massiva de medidores eletrônicos, adotando uma visão estratégica da medição como alavanca para a modernização do setor, combinada com reconhecimento dos investimentos pela Aneel e com um pacote de financiamento do BNDES;

Mecanismos de aprimoramento do planejamento e operação (GTD) e de redução de risco setorial:

- Câmara de Arbitragem Setorial: introdução de mecanismos de arbitragem (vide “*painel de especialistas*” no Chile) ou uma vara especializada.
- GFOM: não é tratada de forma explícita pela NT5;
- Introduzir mecanismos de definição de critérios de racionamento e de gerenciamento do lado da demanda, com possibilidade de opção do consumidor de se declarar disponível para corte/redução com uma contrapartida econômica, e o corte remoto pela distribuidora (esta última possibilidade deve estar associada ao investimento em medição inteligente pelas distribuidoras);
- Futuro para usinas do Programa Prioritário Termoelétrico cujos contratos se encerram nos próximos anos;
- Aprimoramento do processo de licenciamento, com licenciamento acoplado ao planejamento;
- Revisão de cláusulas dos contratos de UHEs: excludente de responsabilidade do empreendedor (Lei de 13.360/16 estabelece que greves, invasões e outros devem ser excluídos do prazo: ANEEL deve reconhecer relação causal com o atraso);
- Incentivo à preparação de projetos hidrelétricos. Proposição de mecanismos para que os desenvolvedores dos projetos sejam remunerados antes do projeto ser implementado. EPE não tem recursos financeiros para fazê-lo;

- Modernização do Programa de P&D ANEEL visando a incentivar inovação.

De forma geral, recebemos a Consulta Pública nº 33 com entusiasmo, mas alguns de seus pontos precisam de maior amadurecimento em função de seus amplos impactos. Como vimos acima, 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 de todos que têm se concentrado para concluir suas análises nessas últimas semanas, é fundamental que, após o fim do prazo da consulta pública no dia 17 de agosto, todas as contribuições recebidas sejam transparentemente divulgadas e 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.

Atenciosamente,

Claudio J. D. Sales
Presidente
Instituto Acende Brasil

Eduardo Müller Monteiro
Diretor Executivo

Richard Lee Hochstetler
Assuntos Econômicos e Regulatórios