

Contribuições da APINE/ABRAGEL à Consulta Pública MME n.º 21/2016

O presente documento apresenta as contribuições da APINE/ABRAGEL à Consulta Pública MME n.º 21/2016, que disponibilizou questionário sobre a discussão acerca da expansão do mercado livre de energia elétrica, seus benefícios e riscos envolvidos.

Ressalta-se que antes de qualquer alteração no modelo atual do mercado livre, faz-se necessária avaliação sistêmica de todos os impactos relacionados mediante Análise de Impacto Regulatório (AIR), promovendo a correta alocação de riscos entre os agentes, respeitando-se a segurança jurídica e equilíbrio dos contratos.

Neste aspecto há, em andamento no âmbito da ANEEL, a Chamada do Projeto de P&D Estratégico n.º 020/2016 (Aprimoramento do Ambiente de Negócios do Setor Elétrico Brasileiro), na qual se espera obter a análise completa e profunda dos questionamentos apresentados na presente Consulta Pública.

Informação

1. Qual o nível de conhecimento da sociedade sobre as alternativas de fornecimento de energia elétrica e sobre a liberdade de escolha do fornecedor de energia elétrica com o qual firmará contrato de compra?

APINE/ABRAGEL: Há pouquíssimo entendimento entre os consumidores, notoriamente aqueles de baixa tensão, sobre as alternativas de fornecimento. Estes consumidores desconhecem a possibilidade de existir um mercado para compra de energia em que ele possa escolher o seu fornecedor. Parte deste desconhecimento advém do entendimento de grande parte da população de que a concessionária de distribuição é a “produtora” e “entregadora” da energia. Há pouca clareza sobre os segmentos econômicos do setor (geração, transmissão, distribuição e comercialização). Adicionalmente, apesar das faturas já alguns anos, demonstrarem algum nível de abertura de custos (energia, fio e encargos), o consumidor não possui a consciência de que paga por dois serviços: pela compra do produto energia (que é produzido e pode ser comercializado por outra empresa) e pelo serviço de transporte desta energia, que é prestado pela concessionária que ele conhece. Esta falta de clareza dificulta o entendimento de que ele pode ter um serviço similar ao de telefonia para o produto energia (em que escolhe livremente o seu fornecedor), mas que, ainda assim, permanecerá como cliente da concessionária atual pelo serviço de transporte prestado.

Por outro lado, começa-se a se perceber o interesse por sistemas de geração própria de energia, como a solar, embora as iniciativas ainda se encontrem restritas a uma parcela reduzida da sociedade.

Destacamos que mesmo no caso de consumidores que hoje já estão no mercado livre, e que supostamente teriam maior entendimento do mercado, nota-se um enorme despreparo sobre a complexidade das regras de comercialização, cabendo muitas vezes o acionamento de apoio externo que nem sempre apresenta a eles os reais riscos envolvidos do mercado.

Entendemos ser necessário, em caso de, futuramente, vir a se optar por uma abertura maior do mercado, um programa de esclarecimento à população, apresentando não apenas os potenciais benefícios, mas principalmente os riscos envolvidos. Citamos, como exemplo, a implantação de um programa realizado no Texas, que teve quatro anos de duração, para capacitação de determinados consumidores para escolha de planos que atendessem adequadamente suas necessidades de energia¹.

O fortalecimento da figura do comercializador varejista é de suma importância para que contribua nesse papel de interface entre o mercado de energia desregulamentado e os consumidores de energia de pequeno porte. A atuação do comercializador varejista, além de possibilitar ganhos operacionais no âmbito da CCEE, pode possibilitar o melhor entendimento destes consumidores sobre o mercado de energia, facilitando a sua migração para o mercado livre.

2. Os consumidores têm clareza de que:

- a. Continuarão sendo atendidos no transporte de energia elétrica, em sua maioria, pelas empresas de distribuição?

APINE/ABRAGEL: Conforme comentado anteriormente, não há esta clareza. Os consumidores, principalmente aqueles conectados em baixa tensão, não tem ciência de que pagam por dois serviços: pelo produto energia (que é produzido e pode ser comercializado por outra empresa) e pelo serviço de transporte desta energia, que é prestado pela concessionária.

- b. Há riscos econômicos e financeiros envolvidos no mercado livre?

APINE/ABRAGEL: O consumidor, principalmente de baixa tensão, desconhece categoricamente todos os riscos e responsabilidades decorrentes de migração para o mercado livre (risco de elevação de preço, risco de falência de empresas, risco da gestão de seu contrato e risco de penalidades severas por descumprimento de regras comerciais). Citamos como o exemplo, o desconhecimento do risco associado à própria precificação dos contratos no mercado livre que normalmente apresentam forte correlação com as condições de abastecimento do setor (hidrologia, vento, armazenamento dos reservatórios,). Em janeiro de 2014, um contrato de energia convencional era comercializado em torno de 180 R\$/MWh. Doze meses depois este mesmo contrato passou a ser precificado por 350 R\$/MWh (fonte: Dcide), um aumento de quase 95%. Enquanto as tarifas de fornecimento tendem a ter reajustes mais estáveis, no mercado livre os aumentos podem ser abruptos e numa magnitude muito maior que a do mercado regulado. O consumidor precisa estar ciente desta dinâmica de preços.

- c. Escolher o fornecedor da energia elétrica não gera, por si só, reduções nos preços da energia elétrica e alterações na qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica?

APINE/ABRAGEL: O consumidor não tem esta clareza justamente por não ter o entendimento de que o preço no mercado livre, ao contrário da tarifa praticada pela distribuidora, é fortemente correlacionado com os preços do

¹ Kiesling, L., Kleit, A.N., 2009. Electricity Restructuring: The Texas Story. American Enterprise Institute, Washington, DC (November). https://www.aei.org/wp-content/uploads/2014/07/electricity-restructuring_102315910190.pdf

mercado de curto prazo (que por sua vez, refletem as condições vigentes de suprimento do país). Estes preços como mencionado, podem subir abruptamente. O consumidor precisa estar ciente da dinâmica de formação dos preços no mercado livre e que estes podem apresentar maior instabilidade quando comparados ao mercado regulado, a depender da duração dos contratos a qual estará disposto a contratar e do momento da renovação dos mesmos.

As campanhas de divulgação precisam informar que questões referentes à interrupção de energia ou à qualidade de fornecimento continuariam sob responsabilidade da concessionária de distribuição independentemente da migração do consumidor para o mercado livre, estando estas sujeitas à fiscalização do Poder Concedente.

Tarifação

3. A tarifa binômia é requisito para a expansão do mercado livre?

APINE/ABRAGEL: Entendemos ser requisito inicial para a expansão do mercado livre a abertura da tarifa de fornecimento nas componentes de custo “energia” e “fio”, podendo a forma de cobrança permanecer, em um primeiro momento, proporcional a energia consumida (em R\$/MWh). Este modelo possibilita a manutenção e uso do atual medidor (tipo tradicional, somente energia) já instalado nos consumidores de baixa tensão.

No entanto, com a liberalização do mercado, torna-se mais acentuado o risco de a distribuidora não recuperar o volume de receita suficiente para cobrir seus custos operacionais aumentando a propensão de um desequilíbrio econômico financeiro. Com a caracterização das distribuidoras como empresas de “fio”, elas devem ter a sua remuneração associada à utilização máxima de seus ativos e não em função da energia demandada por seus consumidores. Neste sentido, entende-se que a abertura completa do mercado depende da alteração da modalidade tarifária para binômia. Por outro lado, a aplicação de tarifa binômia pode inviabilizar alguns investimentos em Geração Distribuída baseados no esquema de net metering. Nesse sentido, é essencial preservar a estabilidade regulatória para que os investimentos realizados em geração distribuída na vigência de uma determinada regra preservem o fluxo de receitas usado para viabilização do negócio.

4. É possível expandir o mercado livre com a manutenção da tarifa monômia? Ou isso aprofundará as distorções existentes na tarifa monômia?

APINE/ABRAGEL: No entendimento dessa associação, a tarifa binômia seria a forma preferencial para garantir a correta remuneração das concessionárias de distribuição. Entretanto, como já mencionado, mudanças nas regras devem preservar a estabilidade regulatória para investimentos já realizados.

5. Quais os requisitos técnicos de medição para implantar a tarifa binômia? Se necessária para viabilizar a expansão do mercado livre, quando poderá ser implantada?

APINE/ABRAGEL: Para a adequada medição da tarifa binômia, entende-se que o modelo mais eficiente é o medidor de demanda e energia. A troca de medidores para àqueles que decidirem migrar ao mercado livre deve ser feita gradativamente e de acordo com a possibilidade dos fabricantes e das distribuidoras efetuarem as

substituições dos equipamentos, sendo os custos suportados pelo consumidor que solicitar a migração.

6. É necessária a revisão da atual estrutura tarifária?

APINE/ABRAGEL: Sim. As tarifas de fornecimento do Grupo B necessitam ser divididas em duas tarifas: energia e transporte.

7. Qual deve ser o intervalo de formação de preços e tarifas a serem percebidos pelos consumidores nos mercados atacadistas e varejista de energia elétrica? Diário? Horário? Outro intervalo?

APINE/ABRAGEL: Quanto menor for o intervalo temporal na formação de preços no mercado de curto prazo maior tenderá a ser a adequada representação dos custos de produção de energia. A cadeia de modelos de planejamento prevista à época do RE-SEB, e mantida no marco regulatório de 2004, previa a conexão de três modelos distintos, Newave (mensal), Decomp (semanal) e Dessem (diário), de modo a considerar em cada etapa as incertezas e especificidades de cada horizonte de planejamento. Foram desenvolvidos e se encontram em uso no sistema, os modelos Newave e Decomp. O modelo Dessem ainda segue em desenvolvimento.

Entendemos que ainda temos aprimoramentos importantes a serem realizados antes de reduzir o intervalo de tempo para formação do preço. Destacamos que após quase 15 anos da criação e implementação do primeiro mecanismo de aversão ao risco², até hoje não se conseguiu capturar adequadamente a real aversão do operador, vide o elevado nível de despacho fora da ordem de mérito observado nos últimos anos, cujos custos não foram corretamente sinalizados no preço. Portanto, acreditamos que seja necessário, primeiramente, realizar os aprimoramentos necessários nos modelos atuais para que seus resultados possam ser adequadamente capturados em um modelo diário/horário. Existe uma interligação entre os modelos com acoplamento da Função de Custo Futuro calculada pelo Newave nas políticas de operação definidas pelos modelos Decomp e, futuramente, Dessem.

No tocante às tarifas, acreditamos que o consumidor cativo não deve ser exposto diretamente a flutuações e volatilidades dos preços do mercado de curto prazo em intervalos de tempo horário. Ademais a estrutura tarifária atual já permite a adesão à modalidade de Tarifa Branca, que proporciona tarifas diferenciadas ao longo do dia, além da aplicação do esquema de Bandeiras Tarifárias, que proporcionam a sinalização mensal da condição do suprimento do sistema.

Usinas Cotistas

8. A expansão do mercado livre exige mudança na forma de contratação dessas usinas? Há obstáculos para essa alteração? Quais? É possível expandir o mercado livre diante de uma oferta compulsória de energia elétrica para o mercado regulado? O atual modelo de renovação das concessões e das autorizações de geração de energia elétrica é aderente à expansão do mercado livre?

² Curva de Aversão ao Risco (CAR) criada pela Resolução nº 109 de 24 de janeiro de 2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

APINE/ABRAGEL: Atualmente, o sistema elétrico brasileiro detém cerca de 30 GW médios de usinas com energia cotizada, que atendem a quase 60% do consumo total do país. Este volume de cotas é composto por 6,8 GW médios da usina de Itaipu, 1,3 GW médios do Programa de Fontes Alternativas (PROINFA) criado pela Lei 10.438/2002; 1,6 GW médios das usinas nucleares Angra I e II (transformada em cotas pela Lei 12.111/2009), e 12,6 GW médios de concessões prorrogadas/relicitadas (conforme estabelecido na Lei 12.738/2013). Hoje, apenas a energia do Proinfa é rateada entre todos os consumidores (proporcionalmente às suas cargas), incluindo aqueles já inseridos no mercado livre.

Em uma abertura maior do mercado livre, entendemos ser inevitável que o consumidor hoje cativo, ao migrar, leve uma parte das cotas que hoje são apenas direcionadas ao mercado regulado. No extremo, se todos os consumidores migrarem, esta energia deveria atender integralmente os consumidores no mercado livre não fazendo mais sentido a distribuidora deter esta energia e se responsabilizar pelo seu pagamento. Questionamos a eficiência da propositura de uma “revenda” desta energia pelas distribuidoras através de leilões para o mercado livre que, a princípio, poderia elevar o preço da energia para o próprio consumidor que está migrando (o preço de venda necessariamente precisará ser maior ou igual àquele pago nas tarifas de energia das distribuidoras, caso contrário ou haverá desequilíbrio econômico das concessionárias ou os demais consumidores arcarão injustamente por um custo de energia que deveria ser arcado por todos até o término contratual). Portanto, o enorme volume de energia em cotas parece sim comprometer a abertura do mercado livre.

Neste sentido, aproveitamos esta contribuição para provocar uma discussão acerca da razoabilidade de se manter a atual legislação que transforma o segmento de geração em um mero operador de ativos ao término das concessões. Há que se refletir se este modelo, criado em sua origem com o propósito de reduzir a tarifa do consumidor cativo, efetivamente cumpriu os benefícios almejados ou se, o consumidor já não estaria arcando com um custo elevado, sendo-lhe atribuídos ainda, em acréscimo, os riscos de produção de energia.

Cabe refletir que esta legislação (advinda com a Lei 12.738/2013) na prática estabeleceu dois modelos distintos para venda de energia no segmento em geração: (i) aquele baseado na livre comercialização do produto energia em que o gerador opera e investe por sua conta e risco, e o preço é fruto das condições de oferta e demanda do mercado, e (ii) aquele em que o gerador é um mero operador recebendo por esta atividade uma tarifa regulada calculada com base no custo do serviço prestado, cabendo ao regulador avaliar e aprovar os investimentos a serem remunerados, e repassando todo o risco hidrológico para o consumidor. Considerando que para os próximos anos é esperada uma conversão adicional de contratos (que são hoje livremente negociados no mercado) em cotas, estamos retomando na prática ao regime de custo do serviço que havíamos abolido há quase 20 anos. Colocando em números, para exemplificar, o custo médio da energia oriunda da licitação de concessões revertidas em 2015 já atinge 120 R\$/MWh, ainda não adicionados os custos relativos à compra no mercado de curto prazo (ocorre toda vez que a geração é menor que volume comprometido em cota) nem demais custos fixados na fatura final (pagamento do encargo setorial CFUHR e dos tributos PIS e CONFINS).

Entendemos ser necessário reavaliar o modelo adotado de cotas para as concessões em vencimento. O livre mercado deve ser estabelecido para todos os geradores que tem conhecimento e a expertise para operar e comercializar por sua conta e risco as concessões hidrelétricas, administrando o risco hidrológico que entendemos ser de difícil gestão tanto pelo consumidor livre quanto pelos comercializadores.

Por fim, é importante citar que, há questões de ordem jurídica e econômica, visto que os contratos das usinas cotistas foram celebrados à luz da legislação, são instrumentos jurídicos perfeitos e suas revogações implicariam em insegurança para todo o setor e possível judicialização da matéria.

Comercialização de Energia Elétrica

9. A expansão do mercado livre aumenta as responsabilidades dos agentes na gestão da comercialização?

APINE/ABRAGEL: A responsabilidade de todos os agentes do setor é ampliada em variados aspectos. No caso do segmento de distribuição, haverá uma responsabilidade ainda maior pelo corte de energia em caso de inadimplência no pagamento da compra de energia, mesmo não sendo a concessionária a fornecedora do produto. A atividade de combate às perdas de energia passa a ter maior relevância e há se que avaliar se a compra desta perda deveria permanecer a cargo da distribuidora em um cenário em que todos os consumidores migrem.

Por conseguinte, os agentes de geração e os comercializadores passam a assumir funções de atendimento a varejo e para isso precisarão desenvolver multiprodutos, ampliar as instalações de call-center, administrar risco de crédito cada vez maior (mercado pulverizado) e consequentemente assumir riscos maiores na gestão de energia e na tecnologia para atendimentos de grande quantidade de clientes (faturamento, reajuste de preços, etc).

Já a CCEE precisará consolidar a figura do comercializador varejista, pois não há sentido econômico/financeiro de termos consumidores de pequeno porte a nível residencial com representação de sua pessoa física na CCEE. Todavia, para isso, é necessário contornar o tema de desligamento do cliente na CCEE em caso de inadimplência, principalmente no âmbito judiciário. A CCEE deverá ser preparada para processar rapidamente as alterações de modelagem de cargas e os desligamentos que forem requisitados pelo comercializador varejista.

No âmbito da ANEEL, aumentará a responsabilidade na implantação de novas regras comerciais para estes micros consumidores, na fiscalização regulatória dos diversos agentes, além de ampliar sua atuação nos serviços de atendimento e esclarecimento ao consumidor, ao judiciário e também às secretarias de fazenda dos estados (ICMS).

10. É necessário reforçar os requisitos para autorizar agentes habilitados a vender energia elétrica diretamente aos consumidores?

APINE/ABRAGEL: Certamente. Os riscos financeiros envolvidos são de magnitude muito maior para os novos vendedores e, conseqüentemente, são refletidos em todo o mercado. Entendemos ser necessária exigência de patrimônio líquido elevado para os novos vendedores e de punições rígidas para as pessoas físicas e jurídicas envolvidas nestas empresas. Acreditamos que, para um melhor controle de risco do mercado, seja necessária a criação de limites para vendas/exposições diárias e que haja um monitoramento em tempo real a partir de indicadores (sugere-se o desenvolvimento de uma *clearing house*, em que a CCEE possa monitorar as exposições em intervalos menores e prover estas informações ao mercado). Entendemos que, para uma maior segurança de todo o mercado, haverá necessidade de se desenhar um sistema de garantias cujo montante aportado por um vendedor seja tão maior quanto maior for o risco de crédito da carteira de seus clientes.

11. Como lidar com eventuais saídas repentinas e falências de vendedores do mercado?

APINE/ABRAGEL: Entendemos que a legislação/regulamentação deverá prover em seus atos os mecanismos necessários para o correto monitoramento de mercado, de forma a evitar que situações indesejáveis como as colocadas se instalem comprometendo a operacionalização do mercado (algumas medidas sugeridas no item anterior). Em último caso, entendemos que as conseqüências oriundas de eventuais falências de vendedores deverão ser de responsabilidade do consumidor que poderá requerer seus direitos indenizatórios no âmbito judicial.

A regulamentação poderá estabelecer algum tipo de fornecimento de energia temporária, que permita este consumidor ter uma quantidade mínima de energia por um determinado tempo (por exemplo, de 15 dias ou um mês), até que ele consiga reestabelecer seu contrato de fornecimento com outro vendedor.

Na expansão do mercado livre, a gestão de crédito, as garantias financeiras e a inadimplência da energia passam a ser itens de grande relevância para o mercado. Assim, introduz-se no mercado de energia um risco atualmente ausente que é o risco sistêmico, aumentando-se em muito a responsabilidade das comercializadoras. O risco de extinção de comercializadora de grande porte pode gerar uma quebra em cascata dos demais elos da cadeia, em especial o segmento de geração.

Consideramos ser necessário o desenvolvimento de regras que evitem a proteção demasiada do comprador como forma de coibir (i) conluíus entre vendedor e consumidor e (ii) o afastamento do desligamento do comprador no caso de falência do vendedor e não substituição deste.

12. Há risco de “seleção adversa” na venda? Ou seja, os vendedores de energia elétrica atenderão a todos os consumidores, sem exclusão?

APINE/ABRAGEL: Entendemos haver o risco “seleção adversa”. Devido a fatores como avaliação de crédito e inadimplência, os agentes vendedores no mercado livre selecionam atualmente os clientes para a composição de suas carteiras, visando mitigação de riscos. Assim, os agentes vendedores não teriam condições de atender à totalidade dos consumidores.

13. A migração para o mercado livre deve ser opcional ou compulsória? Ou seja, deve ser mantida a possibilidade de o consumidor optar pelo mercado regulado? É necessário definir um “fornecedor de última instância”, ou seja, um agente que tem obrigação de fornecer energia elétrica aos consumidores?

APINE/ABRAGEL: Uma vez resolvida a financiabilidade da expansão e dos contratos legados, e após atingida a maturidade da comercialização de energia no ambiente livre, a migração deveria ser compulsória, caso contrário corre-se o risco de restar apenas consumidores de alto risco, sem haver possibilidade de diluição desse risco. Um caminho para realizar esta migração compulsória pode ser a cisão das atividades das empresas de distribuidora em duas empresas: a concessionária de distribuição (com os ativos de rede de distribuição) e a autorizada de comercialização (com a carteira de contratos sobre os quais ela passaria a poder comercializar com margem). As empresas que não quisessem atuar na comercialização, poderiam se desfazer da empresa autorizada.

Entendemos que não deve ser criada a figura do “fornecedor de última instância”. Cada consumidor precisa ser responsável financeiramente e juridicamente pelo seu contrato de compra de energia. Acreditamos não ser possível gerenciar o elevado risco que seria atribuído a este “fornecedor de última instância”. Alguns segmentos especiais de consumo como os de baixa renda, hospitais, concessionárias de fornecimento de água, etc., deveriam ser submetidos garantias de pagamento também especiais, efetuadas por meio de instrumentos específicos como, por exemplo, fundos governamentais (a ser discutido pela sociedade).

Uma alternativa menos intervencionista ao “fornecedor de última instância” para atendimento a consumidores com histórico de inadimplência, que poderiam ter seu atendimento negado pelas comercializadoras, seria o estabelecimento de modalidades especiais de faturamento, como a de pré-pagamento. Tal alternativa mantém a competição e liberdade de escolha tanto dos consumidores quanto dos comercializadores. A melhor forma de estimular a adimplência num ambiente de mercado é a possibilidade de negociação de diferentes preços em acordo com perfil de risco de crédito do consumidor.

14. Deveria ser estabelecida uma franquia de fornecimento de energia elétrica que seja um direito de cada consumidor no mercado regulado, sendo estes livres no consumo que ultrapassar essa franquia?

APINE/ABRAGEL: Não dever haver franquia mínima, pois esta modalidade tornaria a medição e o faturamento ainda mais complexo, além de expor as distribuidoras a riscos comerciais na contratação de energia de difícil controle.

15. Como tratar o retorno de consumidores para o mercado regulado, no caso de esse ambiente de contratação não ser extinto? É preciso aprimorar as formas atuais de registro e monitoramento dos contratos do mercado livre? É necessário aprimorar o atual sistema de medição e faturamento?

APINE/ABRAGEL: O retorno deve ser condicionado a um período mínimo de antecedência para que a distribuidora possa realizar a compra de energia necessária para o seu atendimento. No entanto, o retorno de consumidores livres para o

mercado cativo deveria ser desincentivado, uma vez que se busca a dissociação entre as atividades de transporte e comercialização de energia no âmbito das distribuidoras.

Quanto aos aprimoramentos, sempre há espaço para se realizar melhorias: os relatórios de monitoramento do mercado poderiam ser diários, o atual sistema de medição e faturamento poderiam apresentar dados consolidados a cada hora (requer substituição dos atuais medidores da baixa tensão para se sejam compatíveis com este novo cenário).

16. As distribuidoras de energia elétrica poderão comercializar energia elétrica e outros serviços para os consumidores? Ou a comercialização no mercado livre deve continuar sendo vedada às distribuidoras? Como lidar com a inadimplência do mercado e com suas implicações na possibilidade de corte no fornecimento? O mecanismo de depósitos de garantias na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) precisa ser ajustado em caso de ampliação do mercado livre?

APINE/ABRAGEL: Cada consumidor precisa ser responsável por seu consumo. Inadimplentes devem ser cortados. Produtos como pré-pagamento devem ser incentivados.

Conforme já mencionado, há de se estudar os casos atuais classificados como baixa renda, hospitais, concessionárias de fornecimento de água, etc, cujo fornecimento deveria estar sujeito a instrumentos de garantia como, por exemplo, um fundo governamental.

Outra alternativa poderia ser o estabelecimento de um limite mínimo de carga para migração com representação direta na CCEE. Para consumidores com consumo abaixo de um determinado volume, a migração deve procurar ser operacionalizada apenas através da figura do comercializador varejista. Para isto, faz-se necessário que os mecanismos de corte e desligamento de clientes possam ser implantados em segurança sem haver empecilhos judiciais.

Contratos Legados

17. Como lidar com o aumento dos riscos de sobrecontratação das distribuidoras e de desconstrução dos geradores? É possível concatenar a expansão do mercado livre com o vencimento ou redução da energia contratada pelas distribuidoras? Como cobrir os custos da sobrecontratação das distribuidoras? Deverá esse custo ser pago por todos os consumidores? É possível, por meio de licitação de produtos virtuais, disponibilizar ao mercado a energia elétrica já contratada que as distribuidoras possuem em seu portfólio? O fato de esses contratos possuírem características, prazo e riscos diferentes, oriundos de diversos tipos de leilões realizados no passado é um empecilho? Como assegurar o financiamento do gerador que tem o contrato com as distribuidoras como garantia junto a credores?

APINE/ABRAGEL: Ao contrário de outros países, como os da Europa e dos Estados Unidos, o Brasil necessita instalar anualmente um volume elevado de nova capacidade de geração para fazer frente ao seu crescimento econômico. O modelo adotado para viabilizar a implantação desta nova oferta tem como base: (i) contratos de longo prazo firmados com as distribuidoras, que realizam a projeção da demanda

futura de energia e contratam o volume necessário por meio de leilões regulados; (ii) garantias estabelecidas nos editais dos leilões e lastreadas nos recebíveis das distribuidoras, e (iii) financiamentos bancários, primordialmente do BNDES, para a construção destes novos ativos de geração, cujos empréstimos são concedidos mediante apresentação dos respectivos contratos de longo prazo.

Entendemos ser imprescindível que, em uma abertura maior do mercado, os atuais contratos de longo prazo firmados nos leilões de energia nova tenham seus direitos respeitados e preservados até o término contratual, devendo ser resguardado o recebimento de valores por parte dos agentes geradores, sem que haja comprometimento de seu fluxo de caixa. É importante que a população compreenda que estes investimentos são necessários para que haja confiabilidade na oferta de energia para atendimento do consumo de toda a sociedade, independente de qual mercado o consumidor estará adquirindo sua energia (se regulado ou livre).

Há bastante dificuldade em se visualizar a operacionalização de uma plataforma virtual para venda dos atuais contratos contidos no portfólio das distribuidoras como forma de mitigar a sobrecontratação. Haveria algum comercializador ou consumidor que aceitaria adquirir contratos já firmados com geradores termelétricos na modalidade disponibilidade? Em que o custo combustível é repassado integralmente ao adquirente podendo tornar seu custo final de compra volátil conforme as condições de abastecimento do sistema (hidrologia, vento, armazenamento dos reservatórios)?

Outra dificuldade clara está em viabilizar a venda de contratos de com longo prazo, muitos com mais de 20 anos, para pequenos consumidores, e até mesmo para agentes comercializadores. Se hoje, quase 60% dos contratos, firmados com consumidores de maior porte, possuem duração inferior a 4 anos, quanto mais pulverizado o mercado for menor tenderá a ser a duração dos contratos praticados.

Os investidores em nova geração, ao investirem no setor, avaliaram o risco de crédito do setor como um todo. É inaceitável que, após terem se comprometido com a construção do projeto, haja um “revenda” deste contrato para terceiros (comercializadores e consumidores) com riscos creditícios não mensurados por estes investidores e nem pelos bancos financiadores.

Parece-nos que a abertura para um mercado liberalizado na ponta do consumidor final deve ser precedida por um longo período de transição em que estes compromissos assumidos possam ser cumpridos até o seu encerramento. Em caso de uma abertura acelerada do mercado, pode vir a ser necessária a criação de uma conta, com administração e contratação pela CCEE, para transferência dos atuais contratos de longo prazo de energia nova, de tal forma que os consumidores (recém-migrados e os cativos) possam permanecer efetuando suas compras compulsórias de energia ao mesmo custo médio, mantendo-se assim o mesmo risco creditício e as garantias necessárias para os investidores. Após o término desses contratos, e já estando os endividamentos amortizados, esta energia poderia ser livremente negociada no mercado. Cabe reforçar novamente a necessidade de se reavaliar o atual modelo adotado de cotas para as concessões em vencimento, de forma a gerar maior liquidez do produto energia (energia contratável) e precificação adequada dos riscos de operação e de investimentos nos ativos.

Expansão da Oferta

18. Qual o impacto da redução do mercado regulado na expansão da oferta?

APINE/ABRAGEL: No Brasil a expansão da geração é realizada por meio de leilões de compra de energia onde participam como compradores as distribuidoras de energia elétrica. O objetivo desses leilões é atender o mercado cativo, que tem se constituído o lastro comercial para a expansão da geração. Os geradores que negociam energia nos leilões com as distribuidoras firmam contratos de compra e venda de energia de longo prazo, de 15 a 30 anos, e utilizam esses contratos como garantia para a tomada de financiamento junto a bancos, normalmente o BNDES.

Assim, a expansão da oferta está associada ao crescimento do mercado regulado, que se caracteriza por transparência nos preços e segurança financeira para compradores e vendedores. Uma redução desse mercado afeta a lógica de expansão da oferta, na medida em que desloca no tempo a necessidade por novos empreendimentos de geração e provoca sobras de energia entre os agentes compradores.

A liberalização do mercado reflete na redução do tamanho do mercado cativo e consequentemente na redução da necessidade de compra de energia das distribuidoras. Por outro lado, os consumidores do mercado livre não se contratam em prazos tão longos.

Portanto, existe o risco de que, ao reduzir o tamanho do mercado cativo, a expansão necessária do parque gerador não acompanhe a demanda, provocando desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda de energia. Em uma expansão significativa do mercado livre, o atual modelo de expansão da oferta e financiabilidade devem ser revistos.

19. Como aumentar a relevância do mercado livre na expansão da oferta?

APINE/ABRAGEL: Diante do aumento da relevância do mercado livre há que se redefinir a responsabilidade pela contratação da oferta futura necessária para a garantia de abastecimento.

Uma possibilidade é compartilhar a responsabilidade da expansão do sistema entre distribuidoras, comercializadoras (incluindo o comercializador varejista) e consumidores livres de maior porte, permitindo a participação destes nos leilões de energia nova, com regras claras que incentivem a contratação antecipadamente de nova capacidade para atendimento do crescimento de carga de seus clientes. Esta possibilidade mostra naturalmente um maior risco para a expansão do sistema e maior risco de crédito para os geradores. Há necessidade de revisão dos conceitos atuais de financiamento, visto que atualmente, os consumidores livres e as comercializadoras não possuem interesse em contratos de longo prazo, como aqueles firmados no mercado cativo. Deve-se avaliar a possibilidade de financiamento baseados índices de faturamento e horizontes rolantes de contratação, onde se busca garantir um montante mínimo de faturamento por meio de contratos bilaterais pelos próximos cinco anos. Ainda assim haveria dificuldade, como já mencionando, de se viabilizar a contratação com geradores termelétricos na modalidade disponibilidade e outros tipos de fontes com incerteza na produção.

Outra alternativa seria deixar a cargo do Governo projetar as necessidades futuras de energia, promover ele próprio a licitação de contratação de nova capacidade

(modelo Single Buyer) e repassar via uma encargo os custos para todos os consumidores, livres e cativos. O encargo atuaria de forma análoga ao modelo de contratação do PROINFA em que todos pagam e detêm uma cota de energia/potência. Este encargo deverá provisionar os custos variáveis de produção intra-ano em similaridade com o que ocorre no esquema de Bandeiras Tarifárias e poderia inclusive apresentar sinalização da condição de suprimento nos mesmos moldes do esquema de bandeiras. A livre comercialização se daria apenas na capacidade existente que, para aumentar a liquidez no mercado, necessitaria revê o esquema adotado para as concessões cuja garantia física é distribuída em cotas.

Haveria ainda, a possibilidade de um esquema simular ao anterior apenas para contratação de potência, com cobrança de encargo por capacidade, como praticado em alguns países da América Latina, e a energia poderia ser livremente comercializada. Ainda assim permaneceríamos com o risco da volatilidade do custo associado à produção de energia.

É imprescindível que haja regras claras para que os agentes de geração possam garantir o retorno necessário dos investimentos realizados, a fim de que não ocorra o risco de desabastecimento.

20. Deve haver alguma obrigação de contratação de longo prazo nos consumidores?

APINE/ABRAGEL: A contratação de ser na duração necessária para viabilizar investimento em expansão e garantir o retorno aos investidores em nova geração. Quanto menor for a duração, maior será o risco e o preço de venda de energia. Se a melhor forma de viabilizar a expansão for por meio de contratos de longo prazo, deveria haver contratação compulsória do Governo com repasse por meio de encargo a todos os consumidores, em similaridade com o encargo Proinfa.

21. Como deve ser a formação do preço do mercado de curto prazo para aumentar o papel do mercado livre na expansão da oferta?

APINE/ABRAGEL: O preço no mercado de curto prazo deve sempre procurar refletir o custo real da geração de energia, sinalizando corretamente os riscos de falta de suprimento.

22. Qual a melhor forma de liquidação do mercado de curto prazo para as sobras de energia elétrica dos consumidores livres?

APINE/ABRAGEL: As sobras poderiam ser liquidadas por agentes de comercialização, que venderiam este produto aos consumidores e assumiriam o risco.

23. A separação das contratações de lastro e energia pode ser um caminho para a expansão do mercado livre? Como lidar com os custos dessa alternativa e transição para sua implantação?

APINE/ABRAGEL: Entendemos serem necessários estudos específicos para avaliar as possíveis modalidades: separação de lastro e energia, contratação de potência e energia, contratação compulsória pelo Governo (Single Buyer) com repasse via encargo e etc.

24. O custo do financiamento da expansão da oferta em um mercado livre seria maior que o atualmente praticado? A sociedade está disposta a pagar este custo caso a resposta seja positiva?

APINE/ABRAGEL: O custo tende a ser mais elevado quanto maior for a transferência de responsabilidades para os consumidores finais e quanto menor forem os contratos de energia com os geradores. Entretanto, há alternativas de equacionar a expansão sem necessariamente incorrer em aumento do custo de financiamento.

25. Como seriam os recebíveis para garantir o investimento na expansão da geração para o mercado livre?

APINE/ABRAGEL: Uma alternativa que vem sendo discutida pelos agentes de comercialização com o BNDES seria a criação de um pool de comercializadores que garantiriam com seus contratos o financiamento dos empreendimentos. Esses contratos, firmados com os clientes, seriam substituídos por novos na medida em que aqueles vencessem, e assim sucessivamente, dando segurança ao financiador.

Há de se estudar novas formas de financiamento para o mercado, incluindo a possibilidade de contratos indexados a dólar de forma a atrair capital estrangeiro competitivo.

26. Há experiências internacionais de sucesso para países similares ao Brasil (participação hidroelétrica superior a 65% na produção de energia, taxa de crescimento do mercado superior a 3% ao ano em regime permanente, forte variabilidade de preços de curto prazo) com a expansão da oferta para o mercado livre? Quais?

APINE/ABRAGEL: Não temos conhecimento de experiências internacionais em países similares ao Brasil

Subsídios

27. A expansão do mercado livre exigirá mais recursos para custear os descontos na TUST e na TUSD? Em caso positivo, os consumidores brasileiros de energia elétrica serão onerados assimetricamente? É viável expandir o mercado livre com base na comercialização de energia elétrica subsidiada?

APINE/ABRAGEL: Há de se qualificar primeiramente o termo “expansão” do mercado livre. Em se tratando de abertura do mercado para promover a migração de consumidores hoje atendidos no mercado regulado, entendemos que esta abertura pode ser feita sem recursos adicionais para custeio do desconto bastando para isso que este consumidor possa ter o direito de adquirir energia de qualquer fonte. Os recursos atualmente previstos para os subsídios podem ser mantidos de forma a respeitar os direitos adquiridos dos investimentos já realizados e em curso, quais sejam, a comercialização da energia com desconto na TUSD/TUST no segmento de geração e consumo.

28. O fim da assimetria no valor das cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é requisito para expansão do mercado livre?

APINE/ABRAGEL: Não. Entendemos que variações na cota CDE não influenciam na decisão de migração de um consumidor.

29. Deve ser revisto o subsídio às fontes alternativas?

APINE/ABRAGEL: Entendemos que os subsídios como o desconto na TUST e TUSD foram criados para promover o aumento da participação das fontes alternativas, levando a uma redução do custo unitário, o que, no limite, beneficia a todos os consumidores. No entanto, deve-se ter uma perspectiva clara de seus objetivos e de eliminação dos mesmos, respeitando sempre os compromissos de investimento já firmados. Ressaltamos, no entanto, a importância de incentivos que promovam novas fontes de energia que ainda não são competitivas, por exemplo, através de incentivos fiscais que poderiam reduzir bastante o preço da energia.

30. Deve ser modificada a forma de financiamento do subsídio às fontes alternativas?

APINE/ABRAGEL: Entendemos ser necessário o estudo de diversas formas de financiamento do subsídio, inclusive trazendo experiências aplicadas em mercados internacionais, para que se escolha aquela, ou um conjunto delas, que melhor se aproxime aos interesses da sociedade. Dentre elas, citamos a possibilidade de melhores condições de financiamento do BNDES, a possibilidade de “licitação” do subsídio nos próprios leilões, o sistema Feed-in-Tariff adotado em diversos países da Europa, o próprio uso da Conta de Desenvolvimento Energética, entre outros.

Ressaltamos a importância em se avaliar a vasta experiência internacional. A aplicação, por exemplo, do sistema Feed-in-Tariff na Europa, embora tenha permitido um rápido desenvolvimento de novas tecnologias fontes renováveis de geração, o apoio excessivo principalmente em fases prematuras de desenvolvimento da tecnologia propiciou o aparecimento de “bolhas” e aumentos do custo de fornecimento, que em um contexto de crise na Europa vem levando a revisão desse sistema de apoio.

Cabe ressaltar a existência do acordo firmado pelo Brasil na COP 21, o qual prevê para o setor elétrico a meta de alcançar uma participação de 45% de energias renováveis na composição da matriz até 2030. Tendo em vista o cenário econômico atual e o perfil da economia brasileira que ainda está em desenvolvimento e sujeita a instabilidades maiores que os demais países já desenvolvidos, o financiamento dos subsídios pelo próprio setor (por meio de encargo) parece ser a forma mais sustentável e eficiente.

31. Caso haja subsídio, o montante de subsídio deve ser fixado previamente e disputado nos leilões? Ou seja, o montante deve ser definido a partir de um processo concorrencial em que é beneficiado aquele que aceitar o menor valor de subsídio?

APINE/ABRAGEL: Entendemos ser uma solução viável e promissora que possibilitaria aos próprios investidores destas fontes revelarem o real subsídio necessário para o desenvolvimento destes projetos.

32. Qual o papel do desconto na TUST e na TUSD na expansão atual no mercado livre?

APINE/ABRAGEL: Promover a expansão de geração de fontes renováveis de energia de pequeno porte, localizada próximo aos grandes centros de consumo, reduzindo desta forma investimentos vultosos em redes de transmissão e auxiliando na redução de perdas elétricas no sistema. Permitir a diversificação da matriz energética com fontes renováveis de baixo impacto ambiental.

Estratégia de ampliação do mercado livre

33. Quais os principais elementos a serem observados na expansão do mercado livre? Ou seja, como a expansão do mercado livre deve ocorrer? A expansão do mercado livre deve ser feita pela diminuição gradual do limite de carga ou todos os consumidores deveriam ser livres a partir de uma determinada data?

APINE/ABRAGEL: A expansão do mercado livre, diante do avanço tecnológico, parece ser um caminho inevitável, que precisa ocorrer ordenadamente com uma reorganização do marco regulatório setorial. Entendemos que a criação deste novo marco, deverá respeitar determinados princípios: (i) da eficiência, buscando que os mercados funcionem de forma eficiente, com alocação de custos e riscos adequada e com preços que reflitam os custos e as condições do mercado. É preciso assegurar a competição no lado da oferta, reconhecer o papel da livre escolha do consumidor para o bom funcionamento do mercado, incentivar o uso eficiente da energia e coordenar as ações de expansão da geração, transmissão e distribuição; (ii) da transparência, apresentando e discutindo com a sociedade as ações planejadas para o setor (sejam elas de ordem regulatória, de planejamento ou operação), bem como a mensuração do impacto regulatório; (iii) da isonomia, evitando tratamentos diferenciados e assimétricos entre agentes e consumidores; (iv) de segurança, para que minimize os riscos institucionais evitando a incerteza e o comprometimento de investimentos, não só os necessários para a expansão futura do setor, mas também os já concretizados nos últimos anos cujos compromissos necessitam ser preservados; e (v) da previsibilidade, garantindo a estabilidade regulatória na aplicação de qualquer legislação, discutindo previamente as mudanças, seus impactos e o prazo de implantação.

Adicionalmente, destacamos que, considerando as inúmeras questões aqui elencadas e as soluções necessárias, a expansão do mercado deve ser precedida por um longo e gradual período de transição para que os princípios apresentados acima sejam satisfatoriamente atendidos.