

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

Ministério de Minas e Energia - MME

Ato Regulatório: Consulta Pública nº 21/2016

Assunto: Questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos.

Introdução

A CEMIG encaminha sua contribuição à Consulta Pública MME 021/2016, assinalando suas respostas ao questionário sobre a expansão do mercado livre de energia elétrica, benefícios e riscos envolvidos e explicitando o racional que ampara sua percepção sobre o necessário aprimoramento do marco regulatório do Setor Elétrico Nacional.

Primeiramente, ao mesmo tempo que cumprimos esse Ministério pela louvável iniciativa de consulta à sociedade sobre temas tão importantes para o futuro do setor elétrico, ressaltamos que as percepções aqui apresentadas são apenas as contribuições iniciais da CEMIG para o grande processo de discussão da modernização do setor que está se vislumbrando. Ainda que a presente contribuição tenha sido fruto de debates intensos no âmbito da empresa, pode haver mudança em nosso posicionamento na medida em que a discussão com os demais agentes e com o próprio Governo evolua.

Antes de discorrer sobre o tema da CP021-MME, faz-se necessária uma reflexão dos objetivos e premissas de um modelo regulatório eficiente economicamente, para ser então possível avaliar a necessidade e as condições para a expansão do mercado livre.

No Brasil, a reestruturação do setor elétrico (Projeto RE-SEB – 1996) foi necessária para suprir a incapacidade do governo em investir em infraestrutura, buscando a participação de investidores privados. Para isto era necessário tornar o setor viável financeiramente e definir uma regulação economicamente eficiente, na qual a principal função era garantir o suprimento de energia ao menor custo (pilares: garantia de suprimento e modicidade tarifária).

Outro pilar do novo modelo foi o equilíbrio econômico-financeiro das concessões de transmissão e distribuição, para atrair os investidores também para estes segmentos.

Assim foi procedida a privatização do setor, a “desverticalização” das empresas que atuavam nos segmentos de Geração, Transmissão e Distribuição – GTD, o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (considerados monopólios regulados), objetivando a redução dos preços de energia através da livre comercialização.

Para isto, foi amplamente reformulada a regulação tarifária, buscando a remuneração justa e amortização dos ativos prudentes, a cobertura dos custos operacionais eficientes, e o pagamento pelo uso da rede mais aderente aos custos das distribuidoras, através de uma melhor estrutura tarifária.

Nada disto é novidade, mas se quer aqui frisar que a expansão do mercado livre não é um propósito em si, mas um meio para redução de preços de energia para o consumidor, através da livre concorrência. Assim, essa expansão só deve ocorrer se for garantida a livre concorrência e eliminados os empecilhos que estejam prejudicando as negociações de preços e a correta tomada de decisão por parte dos consumidores, e ainda, se não implicar em prejuízo aos demais agentes. Além disso, há que se garantir que o novo arranjo regulatório consiga prover os incentivos adequados para que a expansão da geração acompanhe, com o nível de segurança adequado, a expansão de todo o mercado, seja ele cativo ou livre.

Nesse processo há que se observar que uma maior liberalização do mercado livre não pode acontecer impondo prejuízos aos clientes cativos nem às distribuidoras, que já arcam com excessivos riscos. Além de manter a atual neutralidade no uso da rede, que garante as mesmas tarifas tanto para os livres quanto aos cativos, deve-se garantir que o portfólio de contratos de energia das distribuidoras seja também bem gerido. Se a expansão do mercado livre significar apenas a transferência dos contratos de melhor preço para o ambiente livre, restando ao mercado cativo os de maior preço, a sociedade nada ganhará com isto. Ou seja, a livre concorrência deve ter como objetivo a redução média dos preços de energia e não a redução dos preços de energia dos clientes livres contra um aumento do preço médio dos clientes cativos. O aumento das tarifas de fornecimento ao mercado cativo implica prejuízo às distribuidoras à medida que impulsiona as perdas não técnicas e a inadimplência.

Outro importante aspecto que deve ser levado em conta nesse contexto e que não foi objeto do questionário elaborado no âmbito dessa CP021-MME é o surgimento e crescimento da Geração Distribuída. Essa forma de geração já traz impactos significativos nos sistemas de algumas distribuidoras e, em pouco tempo poderá se tornar um importante agente de transformação do atual modelo em todo o país, exigindo evoluções na regulação que preservem os resultados do negócio de distribuição de energia.

Concluindo, dada a complexidade da mudança a que se propõe no arranjo comercial do setor, entendemos que o processo deve se cercar de toda a cautela possível, com tempo adequado para discussão e planejamento das medidas a serem tomadas. Apenas enfatizando o que está registrado em nossas respostas a seguir, e sem esgotar os pontos de atenção, antes da ampliação do mercado livre será preciso tratar de: regra de transição, destinação para os contratos legados das distribuidoras, solução para o financiamento da expansão do mercado livre, melhoria na formação de preço de curto prazo, forma de implementação da nova estrutura comercial, entre outros.

1. Informação: Dar clareza aos consumidores sobre o significado de escolha do fornecedor de energia elétrica com o qual firmará contrato.

1.1 *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?*

Podemos constatar um baixo conhecimento no tocante à sociedade em geral; mesmo no segmento de MT, onde estão possíveis compradores de fontes incentivadas (consumidores especiais), os clientes não conhecem com a profundidade necessária os riscos e benefícios associados à um processo de livre negociação do suprimento de energia. A pesquisa aplicada no projeto P&D do SIASE, coordenado pela CEMIG, mostrou que a maioria dos clientes de Média Tensão se interessa pouco pelo assunto e tem baixo entendimento sobre as várias modalidades tarifárias e sobre as regras de comercialização de energia.

1.2 *Os consumidores têm clareza de que: (i) continuarão sendo atendidos no transporte de energia elétrica, em sua maioria, pelas empresas de distribuição? (ii) Há riscos econômicos e financeiros envolvidos no mercado livre? (iii) 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?*

Os consumidores que hoje compõem o mercado cativo ainda não compreendem que a mudança no fornecedor manterá sua dependência da estrutura física existente para a distribuição da energia elétrica até a unidade de consumo e, por consequência, manterá os mesmos níveis de qualidade e confiabilidade do serviço prestado pela concessionária. A flexibilização na escolha do fornecedor de energia elétrica deve ser obrigatoriamente precedida de um amplo processo

de discussão e conscientização, permitindo ao consumidor uma avaliação minuciosa dos riscos econômicos e financeiros que envolvem as negociações no mercado livre, bem como os benefícios que podem ser auferidos pela decisão tomada.

2. Tarifação: avaliar a necessidade de separar, para todos os consumidores, a tarifa que remunera o serviço de distribuição de energia elétrica daquela relacionada ao custo da energia, ou seja, estudar se a tarifa binômia é requisito para a expansão do mercado livre.

2.1 *A tarifa binômia é requisito para a expansão do mercado livre?*

Certamente para que o cliente possa optar por comprar energia de outro fornecedor deve-se separar, para todos os consumidores, a tarifa que remunera o serviço de distribuição de energia elétrica daquela relacionada ao custo da energia, e isto já está sendo feito desde 2001. Nas resoluções homologatórias ANEEL são publicadas as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e as Tarifas de Energia – TE de cada subgrupo tarifário, sendo que as TUSD são aplicáveis tanto aos clientes livres quanto cativos.

Isto não quer dizer que as tarifas devam ser necessariamente Binômias ou que todas TUSD Fio tenham de ser em R\$/kW. Tarifa Binômia é aquela composta por preços em R\$/MWh e R\$/kW, sendo as componentes R\$/MWh destinadas a cobrir os custos de geração e as componentes R\$/kW construídas para cobrir os custos de uso da rede. Porém, as Tarifas de Uso em R\$/kW se aplicam aos clientes de Média e Longa Utilização e não se aplicam aos clientes de Curta Utilização, como são os clientes de baixa tensão do país, para os quais estão homologadas TUSD corretamente construídas em R\$/MWh. De forma que não há nenhuma necessidade de criação de tarifas binômias para a BT se inserir no mercado livre, pois estas já estão construídas, homologadas e publicadas, sendo:

- TUSD Fio Azul: dois preços R\$/kW em Ponta e Fora de Ponta
- TUSD Fio Verde: um preço R\$/kW (aplicável sobre a demanda máxima mensal) e um preço em R\$/MWh (aplicável sobre a energia de Ponta) – destinada aos clientes de curta utilização na Ponta.

- TUSD Fio Convencional grupo A: um preço R\$/kW e um preço em R\$/MWh – tarifa será extinta
- TUSD Fio Convencional grupo B: um preço em R\$/MWh
- TUSD Fio Branca: três preços diferenciados em R\$/MWh

A aplicação de uma TUSD em R\$/kW aos clientes BT que optarem pela contratação de energia no mercado livre não é só inadequada do ponto de vista dos custos, como será um grande entrave.

Ao construir uma tarifa Binômia para um dado mercado, por exemplo, com um Fator de Carga – FC médio de 30%, os clientes com Fator de Carga maior que 30% irão pagar menos e aqueles com FC menor que 30% irão pagar mais. De forma que os clientes com $FC > 30\%$ serão estimulados a ir para o mercado Livre, não porque conseguiram uma energia mais barata, mais porque vão pagar uma TUSD mais barata, criando um viés grave na concorrência da geração.

Se a implantação for compulsória, os clientes com $FC > 30\%$ ficarão com a vantagem de uma TUSD mais barata e os clientes com $FC < 30\%$ vão ficar insatisfeitos de pagar uma TUSD mais cara.

Se a implantação for opcional, haverá prejuízo para as distribuidoras, pois irão contratar energia no mercado livre, em maior parte, aqueles clientes que irão pagar uma TUSD menor que a TUSD do Cativo e, em sua maioria, continuarão como cativos os demais.

Este problema poderia ser minimizado na implantação gradual, fazendo primeiramente uma TUSD em R\$/kW para, por exemplo, os clientes com consumo acima de 2000 kWh. O problema seria reduzido (em um estrato menor as diferenças de FC são menores), mas continuaria, apesar de a perda de receita ser menor para a distribuidora em uma aplicação opcional e, na aplicação compulsória, os clientes de FC menor que o FC médio teriam um aumento de fatura de TUSD menor.

Acontece que quando a aplicação fosse ampliada para os clientes com consumo entre 1000 e 2000 kWh, por exemplo, nova tarifa deveria ser construída, usando nesse momento o FC de todos os consumidores com consumo superior a 1000 kWh, e isto seria um grande problema: as tarifas dos clientes de maior consumo desse novo estrato ampliado iriam reduzir e os de menor consumo iriam aumentar. À medida que a faixa de liberalização para o mercado Livre fosse sendo ampliada, mais distantes ficariam as faturas de TUSD entre Cativos e Livres, aumentando o viés

na concorrência da energia e a perda de receita das distribuidoras em uma aplicação opcional, além de aumentar a insatisfação dos clientes de Fator de Carga abaixo do FC de carga médio, em uma aplicação compulsória.

Ou, haveria de se fazer uma outra tarifa para os clientes com consumo entre 1000 e 2000 kWh, com o FC dessa faixa de consumo. Porém, essas tarifas seriam diferentes em nível e haveria um grande problema na fronteira. O cliente que consumiu no mês 1999 kWh pagaria uma tarifa maior e o que consumiu 2000 pagaria uma tarifa menor. E, além disso, como a tarifa é em R\$/kW é muito estranho limitar por faixa de consumo.

Ou seja, não se deve aplicar TUSD em R\$/kW na Baixa Tensão.

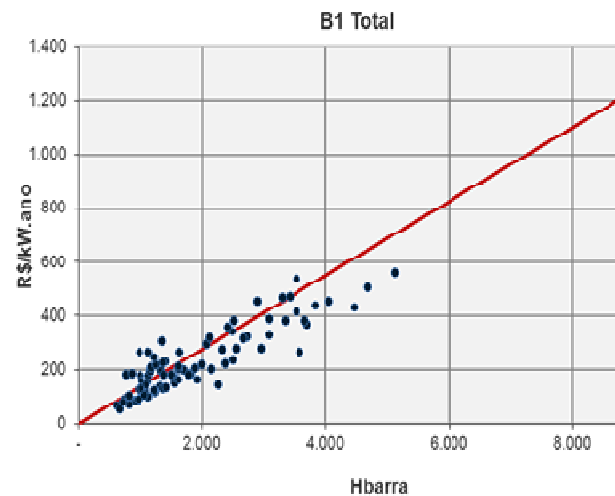
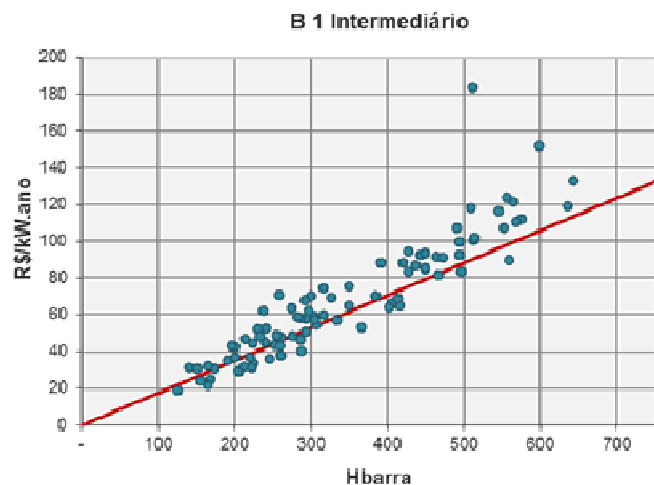
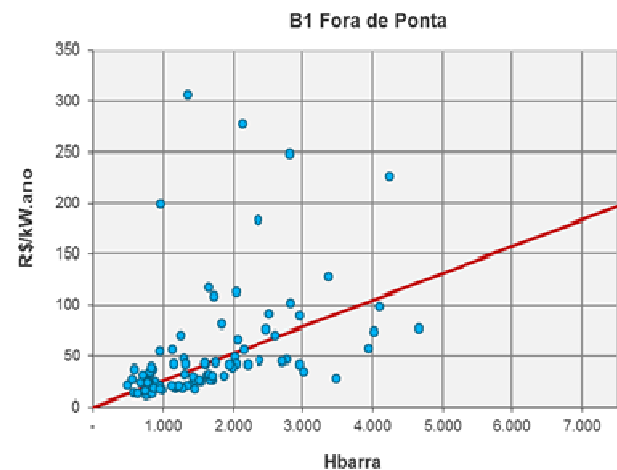
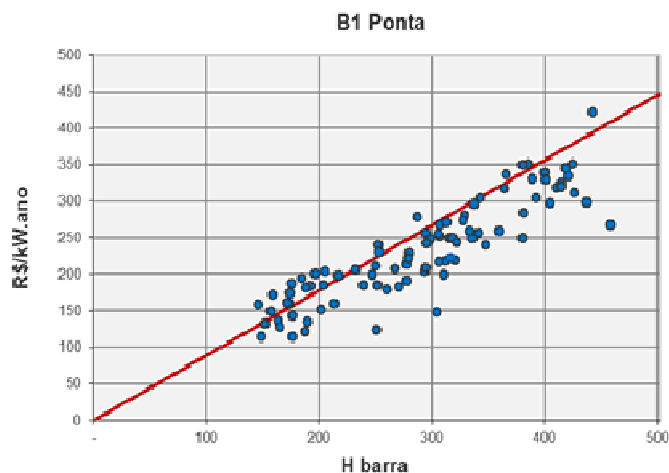
Hoje todos os clientes cativos pagam tarifa Monômia, ou seja, pagam uma TE e uma TUSD em R\$/MWh (ambas publicadas em resolução) não havendo nenhum motivo para alterar essa tarifação pelo fato de o cliente decidir comprar energia de outro fornecedor.

Além disso, hoje os clientes de MT (A3a, A4 e AS) com fator de carga de ponta menor que 66%, pagam TUSD de Ponta (horário que a maior parte das redes da Cemig D está com demanda máxima) em R\$/MWh, inclusive os Livres, não havendo justificativa para os clientes de BT, que têm fator de carga bem menor que os clientes MT, que impactam menos ainda a rede, pagarem TUSD em R\$/kW para comprar energia no mercado Livre.

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

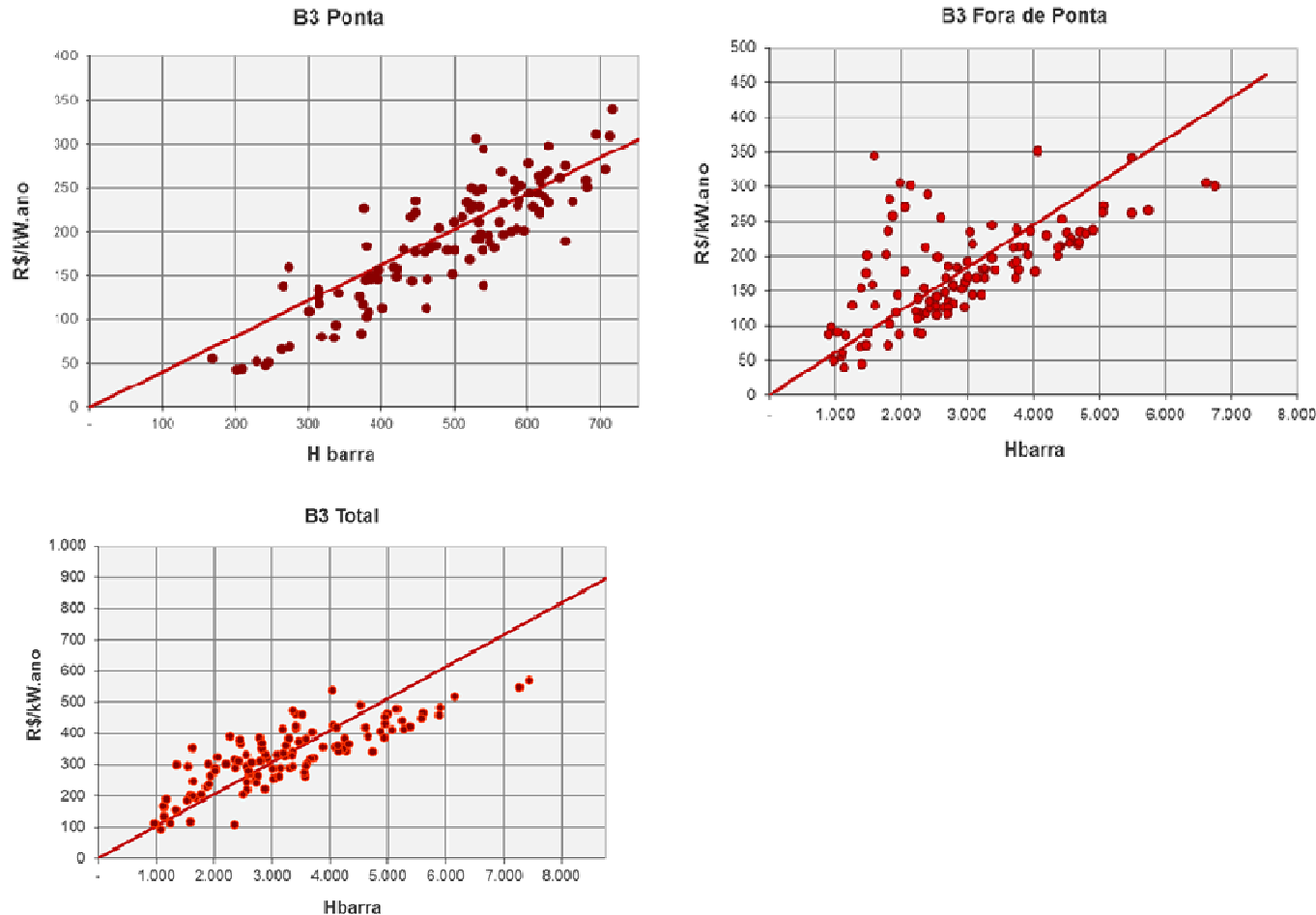
É possível expandir o mercado Livre com a tarifa Monômia, pois esta é mais adequada ao faturamento da baixa tensão devido ao fato de que estes clientes são de curtíssima utilização, mas ainda com distintos fatores de carga. São clientes, que impõem diferentes custos em R\$/kW ao sistema: quando menor o fator de carga, menor a demanda refletida na carga máxima da rede. Em média, um cliente de 100 kWh custa menos em R\$/kW que um cliente de 1000 kWh. De forma que a tarifa Monômia se ajusta muito melhor aos diferentes clientes, aproximando suas faturas aos custos de cada um deles. Ao aplicar uma TUSD em R\$/kW na baixa tensão, os clientes de menor fator de carga pagariam mais e os de maior fator de carga pagariam menos, contrariando os custos.

Para demonstrar isto, apresenta-se a seguir os gráficos com os custos de Uso da Rede de Distribuição pelos clientes B1 da Cemig D e como a tarifa que melhor se ajusta a esses custos é a Monômia, sendo a ideal a Monômia com Preços Diferenciados nos postos tarifários de custos distintos.



Observa-se que se fossem cobrados dos clientes residenciais – B1 o custo médio em R\$/kW de Ponta, igual a 181 R\$/kW.ano, os clientes com FC Ponta acima de 28% (HBarra superior a 220 horas) pagariam menos que o seu custo imposto ao sistema elétrico, e os clientes de menor porte, com FC abaixo de 28%, pagariam mais que este custo. Além dessa sinalização sem aderência aos custos econômicos, tal fato incentivaria os desperdícios desse bem escasso na medida em que levaria a cobrança menor dos grandes consumos.

Os gráficos a seguir demonstram que os custos dos clientes demais classes – B3 se comportam da mesma forma.



Quanto às distorções na tarifa Monômnia, deve-se não só valorizar o trabalho da ANEEL na última década, como salientar que não existem mais distorções muito significativas nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição. A partir do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - 3CRTF a estrutura vertical dessas tarifas ficou bem aderente aos custos de uso da rede, principalmente na Cemig D, restando apenas problemas na estrutura horizontal da Tarifa Branca, ainda a ser aplicada.

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

Em nosso entendimento, não há necessidade de implantação da tarifa binômia para que o segmento BT participe do mercado livre. Assim, não haveria necessidade, sob o ponto de vista de grandezas elétricas, de instalação de medidores de demanda e energia. Contudo, considerando que a evolução do mercado livre engloba outros aspectos como redução do intervalo de contabilização, haveria a necessidade de capacidade de telecomunicação de dados, capacidade de armazenamento para situações de perda do link de comunicação e possibilidade de corte remoto.

- 2.4 *É necessária a revisão da atual estrutura tarifária?*

Não é necessária, tendo em vista os motivos expostos anteriormente.

- 2.5 *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?*

Condizente com a evolução do parque gerador, de forma que o preço de curto prazo reflita adequadamente o custo de operação em cada intervalo de contabilização determinado.

3. Usinas Cotistas: Avaliar se a expansão do mercado livre exige mudança na forma de contratação das usinas que atualmente comercializam energia elétrica exclusivamente com o mercado regulado.

- 3.1 *A expansão do mercado livre exige mudança na forma de contratação dessas usinas?*

Os contratos oriundos das renovações das concessões de acordo com a Lei 12.783, assim como todos os demais compromissos de compra que atualmente compõem os portfólios das distribuidoras, deveriam ser respeitados e

cumpridos até a sua conclusão. Porém, à medida que o mercado livre for expandindo e essa energia não for mais necessária, em sua totalidade, para atendimento ao mercado cativo remanescente, deveria haver o direcionamento de parcelas desse mix (não apenas dos contratos mais baratos) para todos os consumidores livres. Esse direcionamento seria feito com antecedência adequada, de forma a não provocar sobra de energia nos próprios consumidores livres, que passariam a receber esses novos volumes assim como recebem hoje as cotas do Proinfa. Quanto à continuidade desse modelo de cotas, mesmo com os ajustes da Lei 13.203, vide questões seguintes.

3.2 Há obstáculos para essa alteração? Quais??

Com essa forma de disponibilização de energia de todo o mix para o mercado livre, haveria a questão dos contratos de energia nova, que são garantia para os financiamentos das respectivas usinas. A robustez do novo recebível seria compatível com a que já existe no Proinfa e na energia de reserva.

3.3 É possível expandir o mercado livre diante de uma oferta compulsória de energia elétrica para o mercado regulado?

Embora seja desejável que a decisão sobre onde ofertar energia caiba apenas ao titular do empreendimento de geração, a oferta compulsória ao mercado regulado não é, em última instância, incompatível com a expansão do mercado livre, desde que essa parcela compulsória seja adequada à representatividade do mercado cativo no mercado do SIN como um todo.

3.4 O atual modelo de renovação das concessões e das autorizações de geração de energia elétrica é aderente à expansão do mercado livre?

A partir da Lei 13.203, criou-se a possibilidade de oferta de parte da energia no mercado livre. Assim, considerando essa legislação mais recente, ainda que o desejável fosse a inexistência de compulsoriedade da oferta no mercado regulado, é possível realizar a expansão do mercado livre a partir da renovação das concessões. Um ajuste importante a ser feito seria a forma de pagamento da bonificação de outorga, que ao invés de ser à vista como ocorreu no leilão de 2015, deveria ocorrer ao longo do período da nova concessão, em parcelas anuais ou mensais. Isso permitiria que recursos do

sistema financeiro que podem ser direcionados para a expansão de novas usinas não sejam comprometidos em empréstimos para a renovação de concessões de usinas já existentes.

4. Comercialização de energia: Avaliar a necessidade de alterar a regulação aplicável à venda de energia elétrica diretamente aos consumidores.

4.1 *A expansão do mercado livre aumenta as responsabilidades dos agentes na gestão da comercialização?*

Aumenta nos comercializadores pelo impacto numa base cada vez maior de clientes

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

Sim, exigindo-se capacidade técnico-financeira compatível com suas operações; deverá ser adequada não apenas para o regime normal, mas conseguir suportar distúrbios "normais" no mercado (volatilidade inerente do PLD); deverá ter porte para liquidação completa de todas as suas operações, dentre outros.

4.3 *Como lidar com eventuais saídas repentinas e falências de vendedores do mercado?*

Há uma providência preliminar, que é prevenir a entrada de players com operações incompatíveis com seu porte. A ideia de que consumidores podem ficar "órfãos" remete à criação de um provedor de última instância que teria que repassar os custos de curto prazo da assunção de uma carga repentina.

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

Como qualquer mercado, há risco de seleção adversa, visto que consumidores com alto risco de crédito e/ou pequena escala podem não ser economicamente atrativos.

- 4.5 *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?*

Entendemos que a migração deva ser compulsória mas gradativa, com redução em etapas da exigibilidade de capacidade mínima até, por exemplo, 100kW para os clientes do grupo A. Deve haver uma avaliação do processo após a migração dessa parcela do grupo A, quando se verificará se a expansão da capacidade de geração está ocorrendo em consonância com o aumento da significância do mercado livre, antes de se decidir pela expansão para todo o grupo A e também para o grupo B.

- 4.6 *É necessário definir um “fornecedor de última instância”, ou seja, um agente que tem obrigação de fornecer energia elétrica aos consumidores?*

Sim, conforme comentado anteriormente, que pode ser um agente neutro ou não em relação à commodity energia..

- 4.7 *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? Como tratar o retorno de consumidores para o mercado regulado, no caso de esse ambiente de contratação não for extinto?*

Desconhecemos vantagens desse modelo de franquia no momento. Quanto ao retorno, não deveria haver, visto que a migração é compulsória e definitiva.

- 4.8 *É preciso aprimorar as formas atuais de registro e monitoramento dos contratos do mercado livre?*

Deve haver uma evolução intermediária para se chegar a um ideal no futuro onde os contratos bilaterais OTC não serão registrados na CCEE mas tratados apenas de parte a parte.

4.9 É necessário aprimorar o atual sistema de medição e faturamento?

A medição terá que ser capaz de permitir, com a maior automação possível, a modelagem em diferentes varejistas em função da possibilidade de escolha dos clientes. A inadimplência em qualquer das faturas ensejará o corte, que será regulado por um acordo de nível de serviço entre distribuidoras e varejistas.

4.10 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?

A distribuidora deverá se ater apenas ao serviço regulado de prestação de serviço de uso do sistema ou fornecimento de energia para os consumidores cativos no mercado remanescente, enquanto ele existir. Não deve comercializar energia no mercado livre.

4.11 Como lidar com a inadimplência do mercado e com suas implicações na possibilidade de corte no fornecimento?

Qualquer inadimplência (uso da rede, consumo de energia) deve possibilitar o corte físico.

4.12 O mecanismo de depósitos de garantias na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) precisa ser ajustado em caso de ampliação do mercado livre?

Sim, deve-se evoluir para períodos menores de contabilização e liquidação, com coberturas de margens para as posições em aberto, marcadas a mercado.

5. Contratos legados: Avaliar se a expansão do mercado livre aumenta os riscos de sobrecontratação das distribuidoras de energia elétrica e de descontratação dos geradores, em virtude da existência de contratos de longo prazo já firmados entre distribuidoras e geradores de energia elétrica (passivos contratuais).

5.1 *Como lidar com o aumento dos riscos de sobrecontratação das distribuidoras e de descontratação dos geradores?*

Há, atualmente, um problema agudo de sobra de energia nas distribuidoras, então não é aconselhável ter evolução do mercado livre enquanto essa sobra perdurar. Em alguns anos, poderá haver um início de nova onda de migração de clientes cativos para o mercado livre que seja coerente com a redução dessas sobras, evitando que as distribuidoras renovem os contratos que estiverem acabando. Seguindo essa lógica, o mercado livre vai sendo gradualmente liberado até o final do último contrato com as distribuidoras. Para uma migração mais rápida, que não respeitasse o ritmo dessa redução do portfolio das distribuidoras, a sobra da energia contratada deveria ser direcionada a todos os consumidores nos moldes do Proinfa, sempre evitando que o custo decorrente da migração recaia sobre o consumidor cativo.

5.2 *É possível concatenar a expansão do mercado livre com o vencimento ou redução da energia contratada pelas distribuidoras?*

É desejável e necessário, tendo em vista todos os pontos anteriormente colocados. O estabelecimento de requisitos de faixas de demanda (kW) determinadas em um processo gradual de liberação poderá executado paralelamente ao vencimento dos contratos CCEAR's.

5.3 *Como cobrir os custos da sobrecontratação das distribuidoras?*

Com o repasse para todos os consumidores livres, em parcelas nos moldes do Proinfa.

5.4 *Deverá esse custo ser pago por todos os consumidores?*

Esses custos da sobra deveriam ser pagos pelos consumidores livres, que também receberão o montante de energia correspondente, podendo utilizá-lo na composição de seu portfólio de compra. Considerando que a expansão do mercado livre será feita de forma coordenada com a redução dos contratos da distribuidora, essa parcela a ser repassada poderá ser relativamente pequena para o conjunto de clientes livres, não onerando significativamente sua carteira de contratos de compra. Os consumidores cativos participarão com parte desse custo até o limite de sobrecontratação, que hoje está em 105%, mas que poderá aumentar em função da redução da capacidade de gestão de contratos pelas distribuidoras em função da presença cada vez maior de contratos inflexíveis.

5.5 *Qual o impacto desse custo para a sociedade?*

O impacto tende a ser minimizado na medida em que os contratos vigentes das distribuidoras continuarão a atender uma parcela do mercado que permanecerá caracterizado como cativo. A concatenação é um fator atenuante.

5.6 *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, prazos e riscos diferentes, oriundos de diversos tipos de leilões realizados no passado, é empecilho?*

Isso seria possível para contratos mais baratos, mas não seria viável para contratos mais caros, o que levaria a que ficasse cada vez mais cara a energia para os cativos remanescentes. A distribuidora deveria se responsabilizar tão somente pela rede e ficar blindada dos problemas de comercialização de energia.

5.7 *Como assegurar o financiamento do gerador que tem o contrato com as distribuidoras como garantia junto a credores?*

A concatenação minimiza este risco de os agentes financeiros terem sua garantia de recebíveis impactada. Caso haja sobra que precise ser direcionada para os consumidores do mercado livre sob a forma de similar as cotas do Proinfa como já discutido, o recebível deveria ser robusto como, por exemplo, a energia de reserva.

6. Expansão da Oferta: Avaliar o impacto da redução do mercado regulado no financiamento dos novos projetos de geração, uma vez que o mercado regulado é o principal garantidor da expansão da oferta porque oferece contratos de longo prazo aos geradores.

6.1 *Qual o impacto da redução do mercado regulado na expansão da oferta?*

No modelo atual, o impacto seria grande, pois parcelas cada vez menores do mercado seriam capazes de servir de lastro para as contratações de longo prazo. Como os investidores precisariam tomar maior risco na venda da energia para o mercado livre, é razoável pensar que os preços subiriam na parcela cativa, como forma de reduzir esse risco. Com o enxugamento do mercado cativo, essa percepção de risco do mercado livre poderia não só aumentar o preço da energia nova, mas também levar a ciclos de déficits ou sobras estruturais, à medida que os investimentos seriam postergados até que as condições de déficit levassem a preços mais atrativos, condizentes com o risco.

6.2 *Como aumentar a relevância do mercado livre na expansão da oferta?*

Favorecendo as condições no mercado para a atuação de outros agentes de financiamento e não apenas o BNDES ou permitindo nova forma de atuação do próprio BNDES. É preciso ter um marco regulatório estável. É preciso que os preços de curto prazo reflitam o custo de operação e não fiquem sujeitos a ações discricionárias do poder concedente ou do operador do sistema.

6.3 *Deve haver alguma obrigação de contratação de longo prazo nos consumidores?*

O período de contratação deveria ser uma decisão de cada consumidor. Como os preços de energia elétrica passam por ciclos de alta e baixa, obrigar um consumidor a contratar por longo prazo pode significar torná-lo menos eficiente que

seus concorrentes devido apenas ao infortúnio de ter assumido um compromisso em momento errado. Por outro lado, é preciso que os consumidores participem de alguma forma no provimento de garantias de longo prazo para a contratação de energia nova. Talvez isso seja conseguido através de um encargo de capacidade.

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

O ideal seria um preço que surgisse das ofertas dos agentes, formado a partir da percepção de cada um sobre a valorização da energia de curto prazo. Como essa valorização do curto prazo influencia os preços dos contratos, a precificação no mercado como um todo poderia ficar mais adequada. É preciso dar tratamento adequado para certas situações, como geradores que não precisam participar do mercado por já terem vendido sua energia e transferido o risco para o distribuidor.

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

A forma atual de liquidação das diferenças entre contratos e consumos, valorizadas pelo preço de curto prazo, está adequada.

6.6 *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?*

Essa opção pode ser interessante, pois permitiria que todos os clientes participassem do custeio mínimo da expansão, evitando que apenas os consumidores cativos sejam o esteio da mesma. Os custos dessa alternativa devem ser pagos por todos os consumidores através de um encargo. Sobre a transição, haverá uma convivência das duas formas de contratação, com o encargo de capacidade tomando cada vez mais corpo.

6.7 *Uma bolsa de energia elétrica deve ser criada para complementar os sinais do mercado bilateral de contratos para garantir a expansão?*

Sim, para complementar os sinais do mercado bilateral.

- 6.8 *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?*

Seria sim em um primeiro momento devido à maior percepção de risco, mas deve tender a reduzir no futuro em função da maior competição no mercado e também maior atratividade de agentes financiadores.

- 6.9 *Como seriam os recebíveis para garantir o investimento na expansão da geração para o mercado livre?*

Uma parcela viria dos encargos de capacidade cobrados de todos os consumidores, outra viria de contratações de venda no mercado livre que os financiadores poderiam exigir dos empreendedores, com volumes, prazos e qualidade de crédito dependente de cada caso.

- 6.10 *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?*

Os exemplos mais notórios de grande participação hidrelétrica são países como Canadá, Noruega, Austrália, com economias desenvolvidas com baixo crescimento. Assim, a singularidade do nosso modelo exige cuidados específicos na sua implantação.

7. Subsídios: Avaliar o impacto da expansão do mercado livre no custeio dos descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) concedidos, a depender da potência injetada no sistema, a pequenos

empreendimentos hidrelétricos e aqueles com base em fontes solar, eólica e biomassa (fontes alternativas) e a seus consumidores.

7.1 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?

Sim. Mesmo sem mudanças na legislação, ainda há significativa possibilidade de migração de clientes cativos para o mercado livre como consumidores especiais e, como esses clientes só podem comprar energia de fontes incentivadas, que dão direito a descontos na TUST e TUSD, aumentará a necessidade de recursos para custear tais descontos. Com a redução das barreiras de elegibilidade para o ingresso desses clientes no mercado livre especial esse processo se intensificará. Como esse custo é cobrado de todos os clientes via CDE, e, como há a assimetria entre as regiões S-SE/CO e N/NE, no custeio dessa parcela da tarifa de energia, os consumidores serão (como já o são) onerados assimetricamente.

7.2 É viável expandir o mercado livre com base na comercialização de energia elétrica subsidiada?

A existência do subsídio é uma forma de promover o aumento da base instalada das fontes alternativas, aumentando a escala desse tipo de geração e levando a uma redução do custo unitário, o que, no limite, beneficia a todos os consumidores. Embora a forma atual de expansão do mercado livre esteja ligada à concessão desse subsídio, os dois temas – expansão do mercado e subsídios - podem ser pensados separadamente, de forma que a expansão ocorra com seu uso apenas até o ponto em que se julgue que o mesmo ainda seja estritamente necessário. Deve haver uma perspectiva de eliminação dos subsídios,

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

A assimetria existente hoje, que faz a cota de CDE dos consumidores das regiões S-SE/CO ser 4,53 vezes maior do que das regiões N-NE, precisa ser reavaliada. Se os custos crescentes a serem cobertos pela CDE com o aumento do mercado livre forem alocados dessa forma, a atual falta de isonomia prejudicará ainda mais os consumidores do S-SE/CO. A eliminação dessa assimetria não é, em última instância, condição indispensável para a expansão do mercado, mas há que se ponderar se é adequada a manutenção dessa distorção ou se ela deve ser eliminada.

7.4 Deve ser revisto o subsídio às fontes alternativas?

Sim, deve ser retirado gradualmente à medida que as fontes vão se tornando mais competitivas, observadas as autorizações já outorgadas.

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

Deve ser avaliada a migração para o contribuinte, considerando que o incentivo é uma iniciativa do governo para fomentar fontes mais limpas.

7.6 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?

Esse arranjo pode ser provisório, na transição entre a forma atual e a forma futura de eliminação do subsídio nos casos adequados.

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

Hoje, a expansão do mercado livre depende desses descontos na TUSD e TUST. Se houver mudança, é preciso considerar os investimentos já feitos com a perspectiva atual.

8. Estratégia de ampliação do mercado livre: Avaliar o impacto da expansão do mercado livre no custeio dos descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

8.1 *Quais os principais elementos a serem observados na expansão do mercado livre? Ou seja, como expansão do mercado livre deve ocorrer?*

Precedem à expansão do mercado livre: regra de transição, tratamento dos contratos legados das distribuidoras, solução para o financiamento da expansão do mercado livre, melhoria na formação de preço de curto prazo, forma de implementação da nova estrutura comercial, entre outros.

8.2 *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?*

Deve ser adotado um cronograma pré-definido com diminuição gradual, amparado por uma total estabilidade regulatória.