

Contribuição da Ômega Energia para abertura de mercado (Tomada de Subsídios ANEEL nº 10/2021)

INTRODUÇÃO

A Omega Energia é a plataforma de energia digital e sustentável com o objetivo de transformar a sociedade por meio de energia limpa, barata e sustentável. Com base nestes princípios, em 10 anos de atuação no setor, a Omega tornou-se a maior empresa de geração renovável do Brasil, com 1.869 MW de capacidade instalada, entre PCHs, usinas eólicas e usinas solares, localizadas em todos os submercados do país. Seguindo sua missão de tornar a energia barata, sustentável e limpa para todos os consumidores brasileiros, a Omega Energia apresenta a ANEEL suas contribuições para a Tomada de Subsídios nº 10/2021 sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia e proposta de cronograma de abertura iniciando em 1º de janeiro de 2024.

1. QUAIS OS IMPACTOS (POSITIVOS E NEGATIVOS) ADVINDOS DA ABERTURA DO MERCADO DE ENERGIA?

A condução centralizada do processo de contratação de energia das distribuidoras, com pouco grau de liberdade (ou excessivamente regulada) e baixo incentivo para performance em preço tem gerado distorções para as concessionárias e seus consumidores, com impacto para o mercado em geral devido à elevada insegurança regulatória. A motivação para tal procedimento foi a incapacidade do modelo de liberalização, desenhado no final da década de 90, em garantir a expansão da geração, o que culminou no racionamento de 2001. Apesar de bem-sucedido na garantia da expansão, apoiada em um modelo de contratação de longuíssimo prazo (20 a 30 anos), houve alguns momentos na última década, como o atual, que o risco de racionamento esteve presente, mesmo com a possibilidade de contratação antecipada de energia pelas distribuidoras.

Ademais, o mercado livre amadureceu nos últimos 20 anos, tornando-se capaz de participar da expansão da oferta, o que é demonstrado pelo crescimento do número de contratos de longo prazo e outorga de projetos não vinculados a leilões no mercado regulado, fundamentais para contribuição energética durante a crise hídrica atual, e, recentemente, passando a poder contribuir para contratação de potência e outros

atributos por meio de capacidade de reserva. Este desenvolvimento indica que temos espaço para elaboração de um modelo de expansão, que mantenha o planejamento setorial e o acompanhamento das condições de suprimento para garantia de segurança de atendimento da demanda e que ao mesmo tempo permita a combinação de livre escolha do consumidor e competição entre as fontes, única receita para eficiência e redução dos custos de energia.

Este movimento torna-se ainda mais relevante considerando a situação atual e as perspectivas futuras de barateamento das fontes renováveis com a transição energética em curso no mundo. Dessa forma, diferente de antigamente, quando se previa que o custo marginal de expansão aumentaria com o tempo, já que os melhores aproveitamentos hidráulicos eram desenvolvidos primeiro, o custo marginal de expansão tende a cair, o que faz com que a contínua contratação regulada de longuíssimo prazo, especialmente com fontes não competitivas¹, onere os consumidores cativos. Ou seja, não permitir a todos os consumidores a livre escolha por seu fornecedor de energia restringe o acesso a essa redução de custos exclusivamente aos consumidores livres.

Outra razão fundamental para a abertura de mercado é que, além de baratas, as fontes renováveis são modulares, o que permite o desenvolvimento da mini e micro geração distribuída (mmGD), atualmente, a única forma de contestação do ACR para os consumidores cativos. Contar com esta alternativa para atendimento do sistema é positivo, mas os elevados subsídios no sistema de compensação, a falta de flexibilidade de gestão contratual do ACR e a falta de sinais econômicos (ou incentivos) para sua localização eficiente na rede, não garante benefícios líquidos, mas apenas aumenta os custos aos agentes que não optaram por instalar painéis fotovoltaicos (principal fonte de mmGD) nos seus telhados. Assim, a demora na abertura de mercado tem um custo relevante para sociedade (custo da não-decisão), por restringir a opção dos consumidores a contratação de mmGD, opção menos eficiente para o sistema e que transfere custos para os demais consumidores.

Superada a principal preocupação, i.e. a garantia da expansão da oferta e a alocação de seus custos, e entendida a necessidade e pertinência da abertura de mercado nos

¹ Além disso, o desempenho de fontes tradicionais, como hidrelétricas e termelétricas, pode ser ainda substancialmente deteriorado pelas mudanças observadas nos padrões climáticos no país.

resta isolar os efeitos diretos da abertura de mercado que devem ser tratados², recomenda-se a criação, conforme previsto no PL 414/21 em tramitação na Câmara dos Deputados, de um encargo para compartilhamento de custos ($P_{mix} > PLD$) e benefícios ($P_{mix} < PLD$) da sobrecontratação.

Em resumo, não identificamos nenhum ponto negativo para a abertura do mercado. Pelo contrário, o mercado regulado já pode ser contestado pela mmGD, e postergar a decisão de abertura do mercado implica em impedir a competição entre fontes de geração centralizadas e distribuídas, além de aumentar os custos aos agentes que não optaram por instalar painéis fotovoltaicos.

2. A OPÇÃO DE ESCOLHA DO FORNECEDOR DE ENERGIA ELÉTRICA DEVE SER DADA A TODOS OS CONSUMIDORES OU EM ALGUMAS SITUAÇÕES A MIGRAÇÃO DEVE SER VEDADA?

A escolha do consumidor nunca deve ser restrita. Deve-se apenas estabelecer condições para que ele tenha acesso a um fornecedor com tarifa regulada, no caso de própria distribuidora, e criar regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação, no caso de grupos econômicos que possuam distribuidoras e agentes de comercialização no mercado livre.

3. COMO TRATAR A ENERGIA JÁ CONTRATADA PELAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO (CONTRATOS LEGADOS)?

Inicialmente, deve-se reduzir ao máximo o volume de energia a ser contratado nos leilões do mercado regulado e reduzir o prazo dos contratos, com o objetivo de diminuir a criação de novos contratos legados. As distribuidoras possuem mecanismos para venda dos excedentes no mercado, que podem ser aprimorados para incentivar venda eficiente (ex: maior frequência e quantidade de produtos do MVE). Para o custo remanescente após a venda dos excedentes recomenda-se a criação, conforme previsto no PL 414/21 em tramitação na Câmara dos Deputados, de um encargo para compartilhamento de custos ($P_{mix} > PLD$) e benefícios ($P_{mix} < PLD$) da sobrecontratação.

4. COMO DEVE SER O DESENHO DO COMERCIALIZADOR REGULADO DE ENERGIA?

² Os demais temas, como flexibilização da contratação do ACR, separação rede e energia, responsabilidades por faturamento e medição, melhoria no escoamento de contratos do cativo para o livre e tratamento da sobrecontratação involuntária, devem avançar, mas são problemas já existentes.

4.1 QUEM DEVE FORNECER ENERGIA AOS CONSUMIDORES QUE: (I) OPTAREM POR NÃO MIGRAR PARA O MERCADO LIVRE; (II) OPTAREM POR VOLTAR PARA O ACR; (III) FOREM DESLIGADOS DE SEU SUPRIDOR POR MOTIVO DE INADIMPLÊNCIA DO PRÓPRIO CONSUMIDOR; (IV) FOREM DESLIGADOS DE SEU SUPRIDOR POR MOTIVO DE DESLIGAMENTO DO SUPRIDOR DA CCEE; E (V) USUFRUAM OU TENHAM O DIREITO DE USUFRUIR DE SUBSÍDIOS DECORRENTES DE POLÍTICAS PÚBLICAS?

A distribuidora, conforme os tratamentos já estabelecidos no regulamento atual. Caso a ANEEL entenda que algum destes casos mereçam aprimoramentos regulatórios, isto pode ser tratado a parte do processo de abertura de mercado, não como um pré-requisito.

4.2 COMO DEVE SER REALIZADA A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA NECESSÁRIA PARA ATENDIMENTO AO MERCADO DO COMERCIALIZADOR REGULADO DE ENERGIA (GERENCIAMENTO DA COMPRA DE ENERGIA, PAGAMENTO DAS PERDAS E SUBSÍDIOS, ETC)?

Em primeiro lugar, vale ressaltar que especificamente pela abertura de mercado, no curto prazo, não é necessária nenhuma mudança para o gerenciamento da compra de energia. De toda forma a melhoria no processo de contratação é importante para reduzir a criação de novos contratos legados no longo prazo, reduzindo, assim, os custos de transição, o que é possível já que a segurança de suprimento pode ser garantida com os leilões de reserva. Isto pode ser realizado flexibilizando a contratação (reduzindo prazo dos contratos e a antecipação da contratação e flexibilizando o requisito contratual de subcontratação) e o compartilhamento/descontratação (ex: maior frequência e quantidade de produtos do MVE) de energia para as distribuidoras. Além disso, também é fundamental a elaboração de regras previsíveis e bem definidas para cálculo da sobrecontratação involuntária, cuja percepção das distribuidoras hoje é de elevado risco regulatório. O pagamento de perdas pode continuar a ser feito com base no preço médio dos contratos regulados para cada distribuidora. Caso entenda-se necessário incentivos para minimização do custo de contratação, pode-se utilizar metodologia semelhante ao antigo Valor de Referência (VR) que comparava a eficiência de contratação entre as distribuidoras e dava incentivos para quem contratava melhor.

4.3 UMA VEZ OPTADO PELO MERCADO LIVRE, É RAZOÁVEL PERMITIR A VOLTA DOS CONSUMIDORES AO MERCADO REGULADO? SE SIM, QUAL O PRAZO MÍNIMO NECESSÁRIO PARA PERMITIR ESSA VOLTA?

Num primeiro momento não há necessidade de revisão das regras de retorno ao ambiente regulado prevista no Decreto nº 5.163/04 (5 anos com redução possível a critério da distribuidora). Com a ampliação do ambiente de contratação livre, pode-se definir a função de supridor de última instância (dentro da própria distribuidora) para o qual só são elegíveis determinados tipos de consumidores (ex: baixa-renda, BT com consumo abaixo de xx kWh/mês, consumidores cujo comercializador varejista foi desligado da CCEE, novas ligações, etc).

4.4 O SERVIÇO DE COMERCIALIZAÇÃO REGULADA DE ENERGIA PODE SER REALIZADO PELAS PRÓPRIAS DISTRIBUIDORAS E QUAIS AS ALTERAÇÕES LEGAIS E/OU CONTRATUAIS PARA TANTO, SE COUBER?

A comercialização regulada, separada da distribuidora, não é requisito para abertura de mercado. Desta forma, sem qualquer alteração legal ou contratual as distribuidoras podem continuar exercendo a função de “comercializador regulado”.

4.5 É RAZOÁVEL PERMITIR QUE O CONSUMIDOR POSSA OPTAR POR TER PARTE DE SEU FORNECIMENTO ATRELADO AO ACL E PARTE AO ACR?

Estando bem definidas as condições para corte de fornecimento em caso de inadimplência e a responsabilidade por atendimento a ordens judiciais que exijam manutenção de fornecimento a determinados consumidores inadimplentes, não vemos restrição.

5. COMO DEVE SER O MODELO DE FATURAMENTO (FATURA ÚNICA, FATURA SEPARADA POR SERVIÇO ETC) DOS CONSUMIDORES QUE OPTAM POR MIGRAR PARA O ACL?

Num primeiro momento, em particular para consumidores de alta tensão, não há necessidade de alteração no procedimento de faturamento atual. Pode-se estudar alguma espécie de obrigatoriedade de unificação do faturamento para consumidores menores atendidos em baixa tensão e deixar aberto a possibilidade de oferecimento de faturamento único para os demais consumidores. Importante que em caso de faturamento único não se concentre o risco de arrecadação em nenhuma das partes, ou seja, caso haja inadimplência do consumidor o agente arrecadador não seja responsável por assumir a dívida do cliente para com a distribuidora ou com o comercializador varejista.

6. QUAIS OS REQUISITOS TÉCNICOS NECESSÁRIOS PARA POSSIBILITAR A MIGRAÇÃO PARA O ACL?

6.1) CASO A SOLUÇÃO ESCOLHIDA SEJA ALTERAR A MEDIÇÃO, COMO PROCEDER COM A SUBSTITUIÇÃO DOS MEDIDORES E QUEM DEVE SUPORTAR ESSES CUSTOS?

Não vemos requisitos técnicos adicionais para migração ao ACL. O objetivo dos processos e requisitos deve ser a redução do tempo necessário para migração. A eventual troca de medidores deve ser uma opção escolhida e paga pelo consumidor e oferecida pelo comercializador ou distribuidora, conforme especificações técnicas da distribuidora obedecendo diretrizes da ANEEL/CCEE.

7. A ABERTURA DO MERCADO PARA CONSUMIDORES RESIDENCIAIS EXIGE TRATAMENTO REGULATÓRIO ESPECÍFICO PARA PROTEÇÃO DESSES CONSUMIDORES EM NEGÓCIOS DE COMPRA DE ENERGIA?

Deve-se apenas estabelecer condições para que ele tenha acesso a um fornecedor com tarifa regulada, no caso a própria distribuidora, e criar regulamentação contra abusos de poder de mercado e acesso à informação dos consumidores, no caso de grupos econômicos que possuam distribuidoras e agentes de comercialização no mercado livre. Para os consumidores residenciais, em particular, é necessário publicações educativas sobre o mercado livre de energia.

8. QUAIS APERFEIÇOAMENTOS DEVEM SER REALIZADOS NO MODELO DE REPRESENTAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA?

O modelo de comercialização varejista foi recentemente publicado em lei (14.120/21) com o objetivo de aprimorar o processo de desligamento de consumidores inadimplentes. É fundamental desdobrar este comando legal para o dia a dia do setor, trazendo maior celeridade a suspensão de fornecimento para o consumidor varejista com o objetivo de tornar o tratamento entre os ambientes livres e regulados isonômicos. Para o caso de proibição de suspensão de fornecimento por decisão judicial, o consumidor protegido por esta decisão deve ser incorporado ao ambiente regulado e seus custos de inadimplência devem ser ressarcidos às distribuidoras por todos os consumidores do SIN.

9. EM QUE PRAZOS E QUAL O CRONOGRAMA DE AÇÕES QUE DEVEM SER REALIZADAS PARA A ABERTURA DO MERCADO?

Não há requisitos que impeçam a abertura de mercado atualmente. É importante considerar que o mercado regulado já pode ser contestado pela mmGD, e a postergação desta abertura retira do cliente a possibilidade de comparar o preço da energia centralizada com a energia distribuída. Adicionalmente, quanto maior a abertura de

mercado através de mmGD, maiores os custos que são alocados para os consumidores que não podem construir seus painéis solares.

Em relação a potenciais efeitos de sobrecontratação pela abertura de mercado, para o custo remanescente dos contratos legados após as distribuidoras utilizarem todos os mecanismos de venda de excedentes, recomenda-se a criação, conforme previsto no PL 414/21 em tramitação na Câmara dos Deputados, de um encargo para compartilhamento de custos ($P_{mix} > PLD$) e benefícios ($P_{mix} < PLD$) da sobrecontratação entre todos os consumidores.

10. QUAIS OUTROS ASPECTOS DEVEM SER LEVADOS EM CONSIDERAÇÃO PARA A EFETIVA ABERTURA DO MERCADO DE ENERGIA?

Os principais aspectos foram considerados nas respostas às demais perguntas. Reforçamentos que a mensagem mais importante é que o setor elétrico está maduro e preparado para aprovar um cronograma definitivo no médio prazo (ex: até 2024) para abertura completa do mercado.