



MINISTÉRIO DA ECONOMIA
Secretaria Especial de Fazenda
Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria
Subsecretaria de Energia
Coordenação-Geral de Energia Elétrica

Nota Técnica SEI nº 9/2019/COGEN/SUENE/SECAP/FAZENDA-ME

Assunto: Contribuição à Consulta Pública MME nº 77, de 2019, na qual visa obter subsídios acerca de minuta de Portaria Ministerial contendo proposta de ampliação das possibilidades de contratação de energia no Ambiente de Contratação Livre.

SUMÁRIO EXECUTIVO

A Consulta Pública (CP) do Ministério de Minas e Energia (MME) nº 77, de 2019, tem como objetivo obter contribuições acerca da minuta de Portaria Ministerial com proposta de ampliação das possibilidades de livre contratação de energia elétrica, conforme dispõe o § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

O problema regulatório em apreciação trata da redução dos requisitos mínimos de carga para contratação de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) a partir de fontes convencionais. Atualmente, a contratação no mercado livre é permitida para consumidores com demanda igual ou superior a 2.500 kW. Para demanda inferior, o acesso ao ACL possui limitações, devendo o consumidor contratar somente de fontes incentivadas e ter carga igual ou superior a 500 kW.

A redução dos limites de carga para contratação no mercado livre é possível desde 2003, uma vez que a Lei nº 9.074, de 1995, em seu art. 15º, § 3º, estabeleceu que o Poder Concedente, após 8 anos da publicação da referida Lei, poderia diminuir os limites para contratação no ACL. Desde a publicação da Lei nº 9.074, de 1995, até 1º de julho de 2019, somente consumidores com demanda acima de 3.000 kW poderiam contratar no ACL sem restrição de fonte. A partir da referida data, o requisito mínimo foi reduzido para 2.500 kW.

Dessa forma, com a finalidade de dar continuidade ao aumento das possibilidades de acesso ao Ambiente de Contratação Livre estabelecido na Portaria MME nº 514, de 2018, o Ministério de Minas e Energia submeteu à Consulta Pública minuta de Portaria contemplando novo cronograma de ampliação.

Esta Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria (SECAP), do Ministério da Economia, se posiciona favoravelmente à publicação da Portaria, entretanto, ressalta pontos fundamentais para que os aprimoramentos no ACL e sua desejável ampliação sejam sustentáveis.

PROBLEMA REGULATÓRIO

A minuta de Portaria submetida à Consulta Pública visa alterar a Portaria MME nº 514, de 27 de dezembro de 2018, com o objetivo de dar continuidade ao cronograma de ampliação das possibilidades de livre contratação de energia elétrica.

A referida Portaria regulamentou a redução dos limites de demanda para contratação acerca do que dispõe § 3º do art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995, no entanto, o aumento da possibilidade da livre contratação alcançou somente a consumidores com carga igual ou superior a 2.000 kW, aos quais a livre contratação tem efeito em 1º de janeiro de 2020.

A discussão sobre a ampliação de acesso ao mercado livre vem se estendendo desde 2016 quando o Ministério de Minas e Energia, por meio da Consulta Pública MME nº 21, de 2016, apresentou à sociedade questões a serem avaliadas sobre a expansão do mercado livre, os benefícios e riscos envolvidos.

A iniciativa teve como objetivo fomentar a discussão acerca de medidas necessárias para assegurar que, uma vez que o mercado livre seja mais amplo, o mesmo funcione de maneira sustentável, eficiente e que os benefícios almejados para o Setor Elétrico e para a sociedade sejam alcançados. Entretanto o MME reconheceu, a partir das contribuições, a necessidade de estudos aprofundados dada a complexidade relacionada ao processo de expansão do mercado, assim como a ponderação dos agentes quanto ao desenho de mercado de energia elétrica necessário para suportar a maior liberalização no Brasil.

Entre as inúmeras questões abordadas nas contribuições à CP, houve comum preocupação quanto à necessidade de redução das incertezas relacionadas ao processo de expansão do mercado. Para tal, houve diagnóstico de que as soluções devem ser construídas de forma que os contratos vigentes sejam respeitados; haja solução adequada para a alocação de riscos e custos associados à ampliação [a] do sistema; e que medidas e instrumentos para aprimorar o modelo comercial do setor elétrico sejam propostas.

De forma a dar continuidade à Consulta Pública nº 21, em 2017 foi realizada a CP nº 33, baseada em uma visão de futuro para o Setor Elétrico Brasileiro. Não restrita à ampliação da possibilidade de acesso ao mercado livre, a CP 33 tinha como proposta a modernização completa do SEB, buscando avaliar todas as medidas necessárias para que a ampliação do mercado livre ocorresse de forma sustentável.

A abrangência da proposta da CP 33 se deve às contribuições à CP 21 e a identificação de possível esgotamento do modelo regulatório e comercial vigente no Brasil. Na leitura feita à época, esse esgotamento foi provocado por pressão exercida pela evolução tecnológica, pela valorização da possibilidade de escolhas individuais e por questões ambientais. Observou-se que tais fenômenos evidenciaram fragilidades no modelo regulatório e comercial do setor, exigindo medidas para que não se comprometesse a sustentabilidade do setor no longo prazo e que o atual modelo não se tornasse um obstáculo ao desenvolvimento de soluções que trariam benefícios para o sistema como um todo.

Em razão da necessidade de um modelo regulatório e comercial modernizado dada às pressões externas, o Ministério de Minas e Energia especificou uma visão de futuro a ser atingido. Para validar a visão e determinar ações viáveis para o aperfeiçoamento do modelo legal, regulatório e comercial do setor elétrico, houve a necessidade de consulta à sociedade.

Como fruto de conceitos obtidos a partir das contribuições à CP 21 e dos elementos básicos da visão de futuro, o Ministério elaborou propostas específicas, instrumentalizando tais conceitos em medidas efetivas de modernização e racionalização econômica do setor, que permitissem um primeiro aprimoramento do marco regulatório e comercial do SEB. As medidas, retratadas de maneira explícitas, em conjunto com as propostas objetivas de aprimoramento regulatório para o setor, foram apresentadas em Nota Técnica para nova etapa de contribuições da sociedade por meio da CP 33.

O resultado dessa ampla discussão iniciada em 2016 foi uma proposta compilada de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, fundamental para a sua modernização e sustentabilidade. De tal proposta originou uma minuta de Projeto de Lei.

No que diz respeito a ampliação das possibilidades de acesso ao mercado livre, foi proposto um cronograma contemplando requisitos mínimos de carga passíveis para contratação de energia elétrica no ambiente livre, além de definição de medidas quanto a extinção integral do requisito mínimo de carga para consumidores de baixa tensão.

Em 2018, como resultado de sugestões de medidas para modernização do setor elétrico que poderiam ser implementadas imediatamente sem necessidade de autorização legal, entre as quais a maior flexibilização de critérios de acesso ao ACL o Ministério de Minas e Energia submeteu à Consulta Pública minuta de Portaria Ministerial (CP nº 63). Tal minuta visava regulamentar o disposto no § 3º do art. 15º da Lei nº 9.074, de 1995.

Como resultado, foi editada a Portaria MME nº 514 na qual reduz os limites de contratação de energia elétrica no mercado livre. Entretanto, o cronograma de ampliação das possibilidades de acesso ao mercado livre alcançou consumidores com demanda igual ou superior a 2.000 kW. Para tais consumidores, atendidos em qualquer tensão, a compra de energia elétrica a partir de fontes convencionais no mercado livre será permitida a partir de 1º de janeiro de 2020.

Portanto, visando dar continuidade ao aumento das possibilidades de acesso ao Ambiente de Contratação Livre estabelecido na Portaria MME nº 514, de 2018, o Ministério de Minas e Energia submeteu à Consulta Pública minuta de Portaria contemplando novo cronograma de ampliação.

- a) a partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW;
- b) a partir de 1º de julho de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW;
- e
- c) a partir de 1ª de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW.

CONSIDERAÇÕES SECAP

Os impactos causados no Setor Elétrico Brasileiro em função da evolução tecnológica e da maior penetração de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) já são observados. A descentralização do SEB, oriunda da inserção de tais recursos, tem demandado adaptações no planejamento, na operação e no arcabouço normativo-regulatório atualmente utilizados no país.

Os aperfeiçoamentos nos três âmbitos são fundamentais para mitigar grandes distorções no funcionamento do mercado de energia elétrica e permitir o pleno aproveitamento dos benefícios sistêmicos trazidos pelos REDs. Adicionalmente à maior inserção de REDs se tem a participação mais ativa do consumidor, tanto na geração de energia elétrica (prossumidor) quanto na gestão de seu próprio consumo. Esse papel mais ativo do consumidor intensifica ainda mais a pressão por aprimoramentos nos modelos regulatórios, de planejamento e operação do SEB, uma vez que a demanda por liberdade do consumidor de energia elétrica é um dado de realidade e não mais uma projeção.

Entre as medidas fundamentais, apontadas na proposta de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, está a redução gradativa da exigência de requisito mínimo de carga para contratação de energia elétrica no mercado livre. Uma vez que uma parcela maior de consumidores esteja habilitada para contratar no ACL, maior será a competição entre os fornecedores (geradores e comercializadores), maiores serão os ganhos de eficiência e menores serão os preços finais de energia para esses consumidores.

De acordo com a Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (ABRACEEL), o preço da energia no ACL é 34% menor que no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) [b]. Ainda segundo a ABRACEEL, 39% da energia consumida no mercado livre é oriunda de fontes incentivadas [c]. Da energia gerada pelas fontes renováveis, são destinadas ao ACL: 22% da geração eólica, 54% da geração de termelétrica à biomassa e 65% da geração de PCHs. Cabe ressaltar que o volume de energia transacionada no mercado livre corresponde a 62% [d] do total transacionado no Brasil [1].

Esta Secap reconhece o mérito do tratamento infralegal dado à questão do mercado livre, cujo cronograma de ampliação das possibilidades de acesso iniciou em 1º de julho de 2019. Entretanto, frente ao novo cronograma submetido à consulta pública, esta Secretaria entende que, para que o esforço na otimização do mercado livre, visando inclusive sua abertura mais ampla no médio prazo, seja sustentável e alcance os benefícios almejados, são essenciais medidas no âmbito regulatório, principalmente, relativas: i) à racionalização de encargos e subsídios; ii) ao fim das cotas de geração; iii) à expansão adequada do sistema; iv) a revisão do papel das distribuidoras; e v) ao modelo tarifário aplicado à Baixa Tensão.

i) Racionalização de Encargos e Subsídios

A maior competitividade e a possibilidade de equalização do preço da energia elétrica entre as fontes de energia, buscada com a ampliação do acesso à contratação no mercado livre, pode ficar comprometida em um aspecto mais global do mercado elétrico, uma vez que serão preservados subsídios à determinadas fontes. A manutenção dos subsídios pode diferenciar as fontes incentivadas frente às convencionais, visto que, um menor custo dessa energia já foi alcançado em virtude da evolução tecnológica,

e é mantido o desconto na tarifa de transporte [e] aos consumidores e geradores que firmem contratos de energia incentivada.

A preservação dos subsídios na tarifa fio em um mercado livre com menor requisito de demanda para contratação a partir de fonte convencional, tem o condão de provocar uma concentração de consumidores de menor nível de tensão na contratação de fontes incentivadas em um movimento gestão de portfólio. Esses consumidores por sua vez, possuem maior TUSD Fio B em comparação aos consumidores de maior nível de tensão. Como consequência, incidido o desconto em tarifas fio mais elevadas, maior será a despesa da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) suportada por todos os consumidores.

Apesar desse efeito, vemos o movimento de ampliação das possibilidades de acesso ao mercado livre como positivo. Salientamos, apenas, para a evidência supracitada que mostra a urgência da extinção dos descontos tarifários às fontes incentivadas, na geração e no consumo, como forma de alcançar a competitividade e diminuir as distorções nos preços de energia elétrica. De uma forma abrangente, toda redução de subsídios cruzados e encargos caminha no sentido de alcançar um mercado com sinais de preços mais eficientes para ampliação da oferta e reação da demanda.

ii) Fim das Cotas de Geração

Outro cuidado necessário na ampliação do mercado livre de energia elétrica é o fim do regime de cotas de geração, de toda natureza. No modelo atual, ainda temos as cotas de Itaipu, de Angra 1 e 2, o PROINFA e as recentes cotas de Garantia Física, implementadas após a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

O primeiro problema das cotas é a limitação que as mesmas impõem na abertura do mercado, uma vez que estes contratos precisam ser honrados. Dessa forma, quanto maior a migração, menor o mercado cativo restante para arcar com estes compromissos, o que poderia resultar em encargos para compensar diferenças entre preços de mercado e de contrato.

O segundo problema está na alocação dos custos e riscos deste regime. No regime de cotas, o risco da atividade de geração é praticamente nulo, uma vez que há o repasse dos custos ao ACR. No que tange à geração hidráulica, a situação ainda se agrava pelo fato de que o risco hidrológico está alocado ao consumidor, agente esse com menos condições de gerir este risco.

A atividade de geração é, por natureza, uma atividade concorrencial, sendo desejável que os preços sejam definidos pelo mercado e que os riscos de geração sejam alocados ao gerador, agente mais capaz de geri-los. A consequência será maior eficiência nos preços, refletindo em benefícios ao consumidor.

Desta forma, salientamos que nas próximas concessões, o regime adotado deve ser necessariamente Produção Independente de Energia (PIE), sem nenhuma possibilidade de reserva de mercado de qualquer natureza. Ademais, há necessidade de coordenação dos movimentos de abertura do mercado com as janelas de oportunidade de descotização no projeto de privatização da Eletrobras e na negociação de revisão do Anexo C de Itaipu. Desta forma, pode-se mitigar o possível impacto de sobrecontratação das distribuidoras frente à migração dos potenciais consumidores para o mercado livre. Se consagrado o conceito de que prorrogações/licitação de concessões há ampla liberdade para a negociação da energia gerada, abre-se um espaço importante para a ampliação do mercado livre.

Também devem ser inibidas tentativas como a da emenda apresentada no relatório do Projeto de Lei de Conversão (PLV) nº 18/2019, referente à Medida Provisória (MP) nº 879, de 24 de abril de 2019, no qual permitiria uma nova etapa do PROINFA para ampliação compulsória da participação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) na matriz até o mínimo de 10%. A estimativa realizada por esta Secretaria na avaliação do PLV foi de que, se aprovado com a emenda, a medida custaria em torno de R\$ 18 bilhões de incremento no custo da energia elétrica em 20 anos, quando comparados os preços praticados no último leilão entre as fontes alternativas, além de a energia ser alocada como cotas aos consumidores cativos e livres.

Portanto, enxergamos o fim do regime de cotas de geração como medida primordial para abertura do mercado, bem como para maior eficiência na formação de preços de energia elétrica no país. Esta é mais uma distorção que deve ser desfeita nas ações de modernização do setor elétrico.

iii) Expansão Adequada do Sistema

Na ampliação do mercado livre é necessária adequação dos sinais de preços para garantir a expansão eficiente do sistema elétrico no que diz respeito à necessidade de energia e de segurança sistêmica.

Algumas tendências globais com a transição energética são claras e a preocupação com a expansão é central. A demanda energética global continuará a crescer, impulsionada, sobretudo, por países emergentes, como o Brasil. Dentro da matriz energética, haverá uma concentração maior em energia elétrica, que substituirá os combustíveis fósseis numa série de atividades, como a mobilidade urbana e o transporte de cargas. Além disso, a descarbonização trará uma predominância de expansão por fontes renováveis (sobretudo solar e eólica) e teremos cada vez mais recursos distribuídos na rede. Esse cenário torna a expansão bastante desafiadora.

No Brasil, a contratação da expansão sempre ocorreu de maneira unificada através de contratos de energia. A existência de grandes aproveitamentos hidrelétricos [f], o despacho hidrotérmico centralizado pelo menor custo [g] e o modelo comercial, que conta com grandes leilões no ACR, fizeram com que, no passado, essa contratação agregada atendesse ao Sistema Interligado Nacional (SIN) com eficiência.

A penetração acelerada de fontes alternativas no parque gerador, especialmente solar e eólica, não somente impõe fragilidades ao modelo comercial, mas também modifica as necessidades sistêmicas. Com a evolução tecnológica e o conseqüente barateamento da fabricação de turbinas eólicas e painéis solares, por um lado essas fontes têm fornecido energia a preços altamente competitivos e, por outro lado, trazido maior complexidade à operação. Vale ressaltar que estamos presenciando o início de uma transição energética, na qual a liberdade do consumidor deve ser preservada e seu papel preponderado. Desta forma, é papel do Estado adaptar também o sistema a esta nova realidade.

As fontes alternativas atendem ao planejamento da expansão no que se refere à necessidade de energia, uma vez que são intermitentes. Nesse cenário, apesar da queda do preço da energia, está sendo reduzida a proporção da “geração despachável”. Podemos definir esse termo como a energia proveniente de fontes passíveis de gerenciamento pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

A despeito de trazer maiores complexidades, é desejável a inserção de fontes renováveis, tanto por seus benefícios ambientais, quanto pela diversificação da matriz elétrica brasileira[h]. Tendo em mente a importância do fornecimento de energia elétrica seguro, de qualidade e a preços módicos para o desenvolvimento econômico do país, há que se pensar na maneira mais salutar para precificação da energia e dos atributos sistêmicos, garantindo a oferta adequada.

Como pelo mundo já ocorreram movimentos similares, há exemplos que podemos tomar como base. A separação do produto energia e do produto capacidade é um exemplo que pode ser aplicável ao SEB. Na proposta de reforma do SEB em tramitação no Congresso Nacional [i], é fixado um calendário para implantação do modelo de contratação de lastro (produto de segurança do sistema) separado da energia, além da criação de mecanismo competitivo para a contratação dos serviços ancilares.

Esta Secretaria entende como necessárias medidas nessa linha, de forma a precificar corretamente os custos do fornecimento de energia elétrica de forma global. Dessa forma, a expansão será garantida com participação dos consumidores livres e conseqüentemente a alocação correta dos custos sistêmicos, possibilitando a ampliação eficiente do ACL. Ainda, todos os atributos devem ser definidos e seu valor deve ser estabelecido por meio de mercados que comercializem cada um dos produtos. O grande desafio está no acoplamento dos mercados, de modo que não haja sobreposição de receitas aos geradores.

Além da redução de subsídios cruzados e separação de atributos, outras agendas necessárias à expansão sustentável estão nos critérios a serem utilizados para a formação de preços dos atributos, na ampliação da granularidade temporal e espacial dos preços e um ambiente seguro sob o ponto de visto financeiro para mitigação de riscos e liquidez das trocas.

iv) Revisão do Papel das Distribuidoras

De forma lateral, mas não menos importante, a abertura do mercado livre implicará na necessidade de revisão do papel das distribuidoras. As evoluções sistêmicas e comerciais em curso, já citadas neste parecer, têm transformado esse papel. Dessa forma, a regulação no qual as distribuidoras estão submetidas deve ser repensada de modo que a regulação econômica, frente as transformações, primeiramente garanta a sustentabilidade da atividade e, posteriormente, considere os diferentes perfis que o usuário do sistema possa assumir, seja consumidor e/ou gerador [1].

A tendência é que as distribuidoras continuem responsáveis pela disponibilização da infraestrutura, entretanto, com outras atividades adicionais, como por exemplo, operadora de micro-redes autossuficientes ou como plataforma provedora de serviços, além de outros serviços fundamentais para o funcionamento do sistema de acordo com o nível de qualidade exigido pelos consumidores. Como plataforma, baseado nas informações obtidas a partir de sua rede, uma gama de outros serviços poderá ser fornecida aos consumidores.

Dessa forma, frente às transformações prementes no setor elétrico, para que a distribuidora seja remunerada corretamente pelo serviço de disponibilização da rede é natural que sejam implementadas modificações. Na transformação do papel das distribuidoras, pouco sentido faz que o risco de mercado lhes seja alocado, dada a ingerência praticamente nula que terão sobre o comportamento do mesmo.

Assim sendo, esta Secap entende que, para que a prestação do serviço de distribuição seja sustentável, dada as características desse serviço, é fundamental que a distribuidora tenha os riscos de sua remuneração menos atrelado ao risco de mercado. O foco deve ser na eficiência do mix de custos operacionais e custos de capital, na redução das perdas, na qualidade do serviço prestado e na disponibilização de novos serviços aos consumidores.

Para isso, além do bem-vindo aperfeiçoamento da estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras atendidas na BT, cujo potencial só será pleno com a troca dos medidores convencionais, deve ser repensado o regime de regulação econômica do segmento, com uma possível alteração do modelo *price cap* para o *revenue cap*, em que mantido os mecanismos de incentivo à eficiência, a alocação de riscos passa a ser mais equilibrada.

v) Modelo Tarifário Aplicado à Baixa Tensão

Ainda na linha de ajustes no segmento de distribuição para uma abertura sustentável do mercado, a tarifa monômnia volumétrica, modelo tarifário atualmente aplicado aos consumidores de Baixa Tensão, tem se mostrado inapropriada frente a inserção de RED e às medidas de eficiência energética por parte dos consumidores. Uma vez que o faturamento das distribuidoras é proporcional ao consumo de energia elétrica de sua área de concessão, medidas que levam a redução do consumo resultam, em um primeiro momento, em perdas financeiras para as distribuidoras e, em um segundo momento, poderá ocasionar o aumento da tarifa de energia elétrica paga pelo consumidor.

Além da modalidade tarifária em vigência ser uma barreira à evolução tecnológica e à gestão de energia, seja por parte dos consumidores ou das distribuidoras, no que diz respeito ao mercado livre, a separação do preço do produto em relação ao preço do serviço (Tarifa de Energia e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) é essencial para viabilizar a migração do consumidor para o ACL e ao mesmo tempo garantir para a distribuidora a receita necessária para suportar os custos eficientes da atividade.

Dessa forma, visto que o consumidor terá a livre escolha de seu fornecedor de energia, a separação das tarifas é condição necessária para contratação de energia no mercado livre. Entretanto, para a definição de qual modalidade tarifária será apropriada, se binômnia ou multipartes, é necessário um estudo aprofundado para que seja identificada àquela que adequa a estrutura de custos e riscos da atividade de distribuição.

RECOMENDAÇÃO

A transição energética tem características que tornam a abertura do mercado livre inevitável, inclusive para os consumidores de baixa tensão. Historicamente, os fluxos eram unidirecionais, desde os grandes centros de geração até os grandes centros de consumo. A tecnologia inibia a disponibilização de informações e de serviços aos consumidores e a regulação econômica tradicional respondia bem ao desafio de incentivar a eficiência e sinalizar preços de forma eficiente. Haviam poucos benefícios potenciais para a migração de pequenos consumidores para o mercado livre, sobretudo pelo elevado custo de tomar decisões, reduzido benefício econômico das decisões tomadas e limitadas alternativas pela restrição de informação e tecnologia.

A tendência atual é de descentralização dos recursos e digitalização das decisões. Os consumidores passam a gerar sua própria energia com fontes diversas, recursos de geração e armazenamento passam a ser distribuídos pela rede e os fluxos passam a ser bidirecionais. Com veículos elétricos, as cargas e injeções passam a se mover fisicamente pela rede de distribuição. Com a digitalização das redes, e instalação de medidores inteligentes, as decisões passam a ser tomadas por meio de algoritmos, reduzindo o custo da tomada de decisão. A quantidade de informação e os serviços a serem oferecidos aos consumidores se ampliam. Nesse cenário, a regulação econômica tradicional não oferece um arsenal eficiente de respostas. O foco deve estar em sinais eficientes de preços e liberdade para os consumidores tomarem decisões com base nas alternativas oferecidas pelo mercado.

Por outro lado, na transição energética também teremos necessidade de ampliar a matriz energética, que passa a ser cada vez mais elétrica e baseada em fontes intermitentes, o que traz o desafio da financiabilidade da expansão e da definição dos atributos que precisamos contratar para garantir uma operação segura do sistema. Nesse sentido, são fundamentais as agendas de redução de intervenções sobre a viabilidade das fontes, impedir qualquer processo de alocação de cotas, reduzir os subsídios cruzados que distorcem os sinais de preços para os consumidores, adaptar a regulação econômica para a mudança do papel das distribuidoras, definir os atributos a serem contratados e assegurar que seus preços sejam definidos por regras de mercado e haja acoplamento entre os mercados (o que leva ao fim da política atual de energia de reserva), elevar a granularidade temporal e espacial dos preços, estabelecer um ambiente seguro para mitigação de riscos financeiros e que amplie a liquidez da compra e venda de posições futuras em energia elétrica.

Nesse sentido, é saudável a ampliação das possibilidades de acesso ao mercado livre proposta pelo MME em Consulta Pública, entretanto, o acoplamento com agendas estruturais de reforma do setor elétrico é imprescindível para que a abertura do mercado seja feita de forma sustentável.

[a] De forma a garantir a segurança do abastecimento.

[b] Considerando a tarifa de energia média das distribuidoras de R\$ 273/MWh. Para o mercado livre foi considerado R\$ 179/MWh, esse referente ao preço de longo prazo.

[c] Eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

[d] O que corresponde a 81.638 MW médios.

[e] Na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

[f] 60,39% da potência fiscalizada em operação [2].

[g] No Brasil, o despacho é executado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) através de modelos computacionais que otimizam o atendimento da demanda pelo menor custo, tendo como base as usinas hidrelétricas e termelétricas disponíveis ao sistema.

[h] Fato que é benéfico diante da nossa dependência da energia hidráulica. A diversificação da matriz tornará o SIN menos exposto a períodos hidrológicos ruins, como os ocorridos em 2001 e 2014.

[i] PL nº 1917/2015 e PLS nº 232/2016.

[j] No caso do perfil de gerador, deve ser considerada ainda a possibilidade de prestação de serviços ancilares ao sistema pelo próprio usuário e, no caso de consumidor, gere custos adicionais ao sistema em função de seus equipamentos.

REFERÊNCIAS

- [1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. **Boletim Abraceel da Energia Livre**. 2019. Disponível em: <http://abraceel.com.br/archives/doc/Boletim_Agosto_2019.pdf>. Acesso em: 19 ago. 2019.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Banco de Informações de Geração - Capacidade de Geração no Brasil**. Disponível em: <<https://bit.ly/28INSwk>>. Acesso em: 12 jul. 2019.

Documento assinado eletronicamente

THAÍS ABRAHIM CHAVES

Assistente Técnica

Documento assinado eletronicamente

FERNANDA GOMES PEREIRA

Coordenadora-Geral de Energia Elétrica

De acordo.

Documento assinado eletronicamente

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

Subsecretário de Energia



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Subsecretário(a) de Energia**, em 23/08/2019, às 15:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernanda Gomes Pereira, Coordenador(a)-Geral de Energia Elétrica**, em 23/08/2019, às 15:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thais Abraham Chaves, Assistente Técnico-Administrativo**, em 23/08/2019, às 15:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.fazenda.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3670694** e o código CRC **923D9900**.