

Marcelo Leite Freire

**MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: FORMAÇÃO DE PREÇO
DA ENERGIA ELÉTRICA**

Brasília – DF

Abril/2019

Escola Nacional de Administração Pública (Enap)
Instituto Serzedello Corrêa – Escola Superior do Tribunal de Contas da União

**ESPECIALIZAÇÃO EM GOVERNANÇA E CONTROLE DA REGULAÇÃO EM
INFRAESTRUTURA**

**PREÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: PROPOSTAS DE
MODERNIZAÇÃO E EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

Aluno: Marcelo Leite Freire

Orientador: MSc. Manoel Moreira de Souza Neto

Artigo apresentado à Escola Nacional de Administração Pública (Enap) como requisito parcial à obtenção do grau de Especialista em Governança e Controle da Regulação em Infraestrutura.

Brasília – DF
Abril/2019

RESUMO

O presente trabalho examina a proposta de modernização da metodologia de formação do preço da energia elétrica no Brasil trazida pela Consulta Pública 33/2017, utilizando-se de experiências internacionais (*benchmarks*) para realizar as análises desempenhadas. Foram selecionados casos em que se vislumbrou a maior possibilidade de contribuição ao caso nacional, seja por semelhanças na matriz de geração (Noruega), por apresentar um histórico negativo de atuação do Estado na reforma (Califórnia, EUA), ou por se tratar de um país com condições socioeconômicas semelhantes às do Brasil (Argentina). Com base nessas exposições, foi possível afirmar o nível de aderência da proposta feita pelo MME àquilo que se vislumbra como mais adequado ao caso nacional, assim como foram realizadas sugestões pontuais cuja incorporação é entendida como oportuna.

Palavras-chave: *energia elétrica; formação de preço; modernização; experiência internacional.*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	5
2. METODOLOGIA	7
3. PROPOSTA DE MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO APRESENTADA PELO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA	8
4. <i>BENCHMARKING</i> INTERNACIONAL	12
4.1 Noruega.....	12
4.2 Califórnia, Estados Unidos	15
4.3 Argentina	19
5. ANÁLISE DAS PROPOSTAS DE MODERNIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	23
6. CONCLUSÃO	27
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	29
Anexo I – Curvas de oferta e demanda de energia elétrica na Califórnia, EUA no início dos anos 2000	30

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro (SEB) é dotado de características que o tornam único no cenário mundial. A abundância de recursos naturais exploráveis e a dimensão continental do país fazem com que a matriz elétrica brasileira se apresente majoritariamente sustentável – segundo a Empresa de Pesquisa Energética, EPE (2018, p. 61), cerca de 82% da capacidade de geração de energia elétrica instalada no país em 2018 é proveniente de fontes renováveis – e que a rede de transmissão instalada seja uma das maiores do mundo (em 2017, 141.576 km instalados; MME/EPE, 2018, p. 127).

Tais características, apesar de colocarem o Brasil em posição privilegiada e diferenciada do restante do mundo, trazem consigo desafios tão grandes quanto os benefícios atrelados. Os quatro subsistemas criados para a organização do SEB (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, e Sul) dispõem de perfis e composições bastante distintas entre si. Por exemplo, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresenta a maior concentração da carga do país, enquanto há um déficit de disponibilidade da geração no Nordeste e o subsistema Norte possui grandes usinas hidrelétricas (fundamentais para a segurança do sistema como um todo).

Ademais, a matriz brasileira – inicialmente de base hídrica e, posteriormente, de base hidrotérmica – vem transacionando para um novo modelo com um caráter mais híbrido, ampliando consideravelmente a participação de fontes alternativas (como geração eólica, solar e térmica a biomassa). De acordo com o Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE) 2027, elaborado pelo MME/EPE, as fontes eólica e solar passarão de uma participação de cerca de 8% e 1% em 2018, para em torno de 12% e 4% em 2027, respectivamente (MME/EPE, 2018, p. 65).

Dessa maneira, impõe-se um desafio – tanto operacional, como regulatório – enorme para as entidades responsáveis pela condução do SEB, as quais devem buscar oportunizar aos agentes participantes desse mercado as melhores condições para se desenvolverem, garantindo as condições adequadas para o desenvolvimento do país.

Tendo esse propósito, em 05/07/2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou a Consulta Pública (CP) 33/2017, cujo objetivo era colher contribuições da sociedade em geral acerca das propostas de aprimoramento do marco legal do setor elétrico, apresentadas por meio da Nota Técnica 5/2017/AEREG/SE.

Dentre as várias propostas de modernização feitas, um conjunto delas tem como foco a formação do preço da energia elétrica – o qual tem correlação direta com a forma

com que o mercado desse insumo está organizado, com o cálculo dos custos associados à operação do sistema e com a forma de atuação do regulador.

Atualmente, o preço da energia elétrica no Brasil é calculado para cada um dos quatro submercados existentes (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul) em um horizonte semanal, por meio do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), estabelecido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Com as alterações realizadas ao longo dos últimos anos na matriz elétrica nacional, há indícios de que tal formatação não esteja mais adequada às necessidades do setor¹, razão pela qual o MME propôs uma série de modificações nessa temática.

Verifica-se, portanto, que se trata de ponto fulcral para o estabelecimento das regras e do funcionamento de qualquer setor elétrico ao redor do mundo. Sem um arcabouço normativo adequado, que permita ao preço estabelecido para a energia refletir tempestivamente as condições operacionais verificadas na geração e transmissão, é possível que a sinalização recorrente dada aos consumidores se mostre equivocada, prejudicando, em última instância, o desenvolvimento do próprio setor elétrico.

Outrossim, dada a profusão de temas abordados no bojo da CP 33/2017 do MME – que apresenta sugestões de adaptações e reformulações em quase todos os aspectos do setor elétrico brasileiro –, e considerando a relevância que a formação do preço da energia elétrica tem para o setor, optou-se por delimitar o escopo do presente artigo a este tema. Uma abordagem de todos os temas expostos na CP 33/2017 tornaria esta publicação demasiadamente extensa e cansativa, sendo as análises dos outros conjuntos de sugestões feitas pelo MME objeto de possíveis estudos futuros.

O presente artigo, portanto, busca apresentar as alterações legais sugeridas pelo MME e demais participantes da CP 33/2017 (consolidadas no Projeto de Lei 1.917/2015, em tramitação no Congresso Nacional) e as experiências internacionais no tema (*benchmarks*), permitindo, em derradeiro, verificar a aderência das propostas de modificação da metodologia de formação de preço da energia elétrica no Brasil às técnicas mais modernas aplicadas em diferentes mercados, de modo a contribuir para a adequação do sistema nacional às necessidades que cada vez mais se impõem e, ainda, com a premente reforma do marco regulatório do setor elétrico brasileiro.

¹ <https://canalenergia.com.br/noticias/53093039/proposta-de-liquidacao-semanal-sera-discutida-com-cee-afirma-aneel>

2. METODOLOGIA

Visando à apresentação de propostas de modernização da metodologia de formação do preço da energia elétrica no setor elétrico brasileiro, além de uma breve exposição das propostas feitas – nesse tema – pelo MME em sua nota técnica e daquelas reunidas na consolidação de fechamento da CP 33/2017, serão trazidas também experiências internacionais, apresentando exemplos que, na visão do autor, possuem o condão de contribuir positivamente para o caso brasileiro, realizando-se, ao final, uma análise qualitativa de convergência de todas as propostas apresentadas com o modelo nacional.

Assim, como *benchmark* internacional, foram escolhidos: (i) Noruega, país que apresenta portfólio de geração quase exclusivamente hídrico, além de um moderno mercado de comercialização de energia elétrica; (ii) Califórnia, estado americano que possui uma matriz bastante diversificada, também com forte presença de fontes renováveis, com lições ricas relacionadas à liberalização do mercado; e (iii) Argentina, vizinho sul-americano, com condições socioeconômicas semelhantes, mas que possui histórico de reformas bem sucedidas no setor elétrico.

Para o primeiro, realizar-se-á um levantamento das informações relacionadas ao mercado de energia elétrica existente, dando-se enfoque para os principais aspectos que compõem formação do preço da energia elétrica no país e na região (área de influência).

Já para o estado americano será avaliada a crise energética e econômica enfrentada localmente, a qual foi severamente agravada em decorrência da atuação do órgão regulador regional na definição do preço da energia elétrica, sendo uma valiosa oportunidade de aprendizado para países que pretendem ampliar a liberalização do seu mercado de energia elétrica, como o Brasil.

No terceiro caso, será apresentada a reforma promovida no setor elétrico argentino durante a década de 90, em que foi substancialmente reduzida a participação do Estado, podendo servir também como fonte de aprendizagem para a implantação das modernizações em curso no Brasil, mantendo sempre o enfoque na formação do preço da energia elétrica.

Serão utilizados documentos oficiais dos governos responsáveis por estes entes internacionais, fornecendo-se informações sobre: a matriz elétrica de cada uma das localidades, os respectivos sistemas de transmissão, e a comercialização de energia elétrica, dando-se destaque às metodologias de formação dos preços da energia elétrica.

Ademais, artigos científicos acerca das reformas ocorridas no setor elétrico argentino e na Califórnia se mostram importante fonte de insumo para as discussões a serem realizadas, tendo correlação direta com as propostas feitas pelo Ministério de Minas e Energia.

3. PROPOSTA DE MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO APRESENTADA PELO MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

Frente às mudanças que se mostram necessárias para o melhor desenvolvimento do SEB, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou a Nota Técnica 5/2017/AEREG/SE, com propostas voltadas ao aprimoramento do marco legal do setor elétrico, colocando-a em consulta pública visando colher contribuições da sociedade em geral (Consulta Pública 33/2017).

O documento do MME trouxe sugestões de adaptações nos seguintes grupos: (i) decisões que orientam a reforma e elementos de coesão; (ii) flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico; (iii) alocação adequada de custos entre os agentes; e (iv) medidas de sustentabilidade. Cada grupo é composto por uma série de temas correlacionados, os quais, após apresentadas as respectivas problemáticas, eram acompanhados das alterações legais associadas julgadas necessárias.

O primeiro grupo possui um caráter mais amplo, composto por ações que têm o condão de criar um arcabouço legal e regulatório capaz de viabilizar e oportunizar as demais alterações, que, cada qual em seu tema, apresentam frentes de atuação mais voltadas a enfrentar problemas mais específicos.

Dessa maneira, aborda-se, no primeiro grupo, alterações legais necessárias a estabelecer novas regras referentes à autoprodução de energia elétrica, definindo adequadamente o papel do autoprodutor no SEB, ajustando sua posição no sistema e alocando devidamente os riscos associados a esse ator.

Esse ponto, assim como vários outros da nota técnica apresentada pelo MME, busca contribuir para um dos pilares da proposta apresentada: a ampliação da liberalização do mercado de energia elétrica. De acordo com o Ministério, é essencial a criação de condições que permitam a ampliação da participação no mercado livre de energia elétrica no Brasil, o qual apresenta uma tendência natural de crescimento frente às inovações tecnológicas que se avizinham, ao crescimento cada vez maior de agentes de geração e ao movimento natural de ampliação da participação dos consumidores no

desenvolvimento do setor.

Para tanto, o Ministério julga essencial reduzir os limites para acesso ao mercado livre de energia elétrica no Brasil e, ao mesmo tempo, cria regras para a participação desses novos agentes (tanto voltadas à sua representação, quanto aos incentivos que esses possuirão), permitindo que consumidores com um limite cada vez menor de demanda tenham acesso, de forma organizada, a esse ambiente de negociação, estimulando o crescimento sustentável e perene do mercado livre.

O segundo grupo (flexibilidade do setor elétrico) apresenta temas diretamente relacionados ao destravamento do setor, conferindo, na linha do que trouxeram as propostas do primeiro grupo, uma maior liberdade para que os agentes tomem as suas decisões.

O primeiro tema abordado neste grupo faz referência à flexibilização da obrigação de contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, trazendo consigo ideia fundamental e de elevado impacto na configuração atual: a separação de lastro e energia.

Lastro é um conceito diretamente relacionado à segurança no suprimento, garantindo que, quando necessário, haja usina disponível a gerar, enquanto a energia cuidaria apenas do produto energia propriamente dito, commodity transacionada entre os diferentes participantes do mercado (nesse caso, livre ou regulado).

Na proposta do ministério, a contratação do lastro se daria de maneira centralizada, sendo responsabilidade do Poder Concedente, enquanto a contratação de energia se daria diretamente pelos consumidores (sejam consumidores livres, no âmbito do balcão do mercado livre, sejam consumidores regulados, os quais têm as distribuidoras como responsáveis pela realização dessa contratação), descentralizando o risco associado à energia propriamente dita.

Assim, considerando a separação de lastro e energia e a ideia de descentralização do risco associado à contratação deste, faz-se mister, de acordo com o Ministério, a redução de obrigação de contratação por parte dos consumidores (principalmente as distribuidoras), permitindo a estes um melhor gerenciamento de seus riscos.

Também da separação entre lastro e energia surge outra proposição do MME de alta relevância, a qual busca, contudo, favorecer a inserção de fontes alternativas na matriz (atentando-se também para a vertente comercial) sem descuidar da realidade operativa que essas impõem.

Dessa forma, é proposto pelo Ministério a utilização de preços com intervalo máximo horário (atualmente os preços de energia elétrica são definidos em um horizonte

semanal) e a abertura ao público dos códigos e algoritmos computacionais utilizados na formação de preço, no planejamento e na operação. Como complemento, propõe-se também a criação de oferta de preços para prestação de serviços ancilares (cada vez mais importantes conforme é ampliada a participação, principalmente, das fontes eólica e solar) e a exigência de garantias financeiras diárias no mercado de energia (necessárias para auxiliar na garantia da liquidação do mercado considerada a substituição de preços semanais por preços horários).

Ainda, considerando-se a intenção de se negociar energia elétrica como commodity (separação de lastro e energia) e a maior volatilidade que esse insumo apresentará (preços horários), mostra-se como alternativa preferencial, na visão do MME, a criação de uma bolsa para negociação de energia elétrica, seguindo-se as regras do setor financeiro estabelecidas pelos entes responsáveis (B3 e Comissão de Valores Mobiliários). Diante dessas modificações, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), existente e aplicável somente às usinas hidrelétricas, tornar-se-ia, na visão da pasta de energia, disfuncional, devendo ser revista a sua continuidade.

Outra proposta voltada ao destravamento do setor elétrico diz respeito à criação de um ambiente que serviria exclusivamente à centralização da liquidação (recebimentos e pagamentos) do setor de transmissão, tendo-se como premissa fundamental a redução de custos sistêmicos.

O sistema de transmissão (monopólio natural) é essencial para o funcionamento do SEB, interligando o país inteiro (à exceção do estado de Roraima, cuja conexão ainda não foi concluída). Dessa maneira, os custos de transmissão têm papel central na composição do preço da energia elétrica, fazendo com que a centralização, caso reduza custos sistêmicos, mostre-se como alternativa interessante, tendo em vista que não há variação constante dos custos envolvidos, de remuneração regulada.

Da mesma forma que se propõe a centralização da transmissão, o Ministério também sugere a centralização dos contratos regulados de energia, desde que isso enseje na redução de custos sistêmicos. Ademais, a centralização dos contratos regulados forneceria, potencialmente, um maior poder de atuação junto aos novos ambientes propostos de contratação de energia, permitindo que as distribuidoras possam se utilizar de maneira mais efetiva da flexibilização da sua contratação.

O terceiro grupo faz referência a propostas voltadas à alocação de custos entre os agentes e sua racionalização. Com elas, pretende-se evitar eventuais distorções que as propostas dos grupos anteriores possam ocasionar, proporcionando um cenário de

equilíbrio ao setor.

Assim, o MME entende que se deve criar mecanismos capazes de mitigar os efeitos da sobrecontratação involuntária das distribuidoras no mercado regulado, uma vez que as propostas feitas no grupo anterior tendem a incentivar a migração para o mercado livre. Dessa maneira, uma vez devidamente identificada a parcela de sobrecontratação decorrente desse movimento migratório, buscar-se-ia autorizar as distribuidoras a vender esse excedente já contratado a um determinado grupo de compradores definido em lei, transferindo a todos os consumidores regulados parcela dos benefícios advindos dessa venda.

Também se pretende alterar os incentivos atualmente concedidos às fontes de geração alternativas, alterando-se também a sistemática que envolve a geração distribuída. As alterações nos incentivos visam substituir os subsídios que existem às fontes eólica e solar, por exemplo, por prêmios de incentivo ao consumo da energia gerada por essas fontes. Em uma realidade com adequada precificação da energia elétrica, em intervalos horários, a existência de subsídios se mostra, na opinião do MME, disfuncional, atuando de maneira disruptiva no estabelecimento ótimo dos preços.

No que se refere à geração distribuída, tem-se como objetivo estabelecer um sinal locacional ao estabelecimento dessa tecnologia em unidades consumidoras, de modo que os usuários não tenham incentivos para investir além do ótimo sistêmico. Para tanto, a pasta de energia propõe como solução a implantação de tarifa binômia aos consumidores regulados e a cobrança de energia elétrica de maneira não volumétrica.

Ainda, são abordados neste grupo a racionalização de descontos na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), ação em linha com a racionalização dos subsídios existentes no setor, e a recuperação da utilização de contratos por quantidade e disponibilidade, mantendo-se a modalidade por quantidade como preferencial e utilizando a modalidade por disponibilidade de maneira a remunerar adequadamente usinas geradoras contratadas com o principal intuito de proporcionar segurança ao sistema.

Em derradeiro, o quarto grupo traz medidas de sustentabilidade e desjudicialização do setor, as quais se apresentam, em suma, de maneira a consertar disfuncionalidades existentes atualmente no SEB que têm conduzido a disputas judiciais com efeitos negativos relevantes ao sistema.

Outrossim, pretende-se: utilizar recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), fundo setorial, para auxiliar no equacionamento de dívidas junto aos agentes do sistema

de transmissão; extinguir o sistema de cotas na geração, incentivando a realização de privatizações na geração; antecipar os ajustes necessários na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) devido às propostas feitas de alteração no marco legal; prorrogar contratos de usinas hidrelétricas com potência instalada até 50 MW, de maneira a uniformizar seu regime ao dos empreendimentos análogos que foram outorgados mediante autorização; e equacionar a judicialização do risco hidrológico, além de propor o parcelamento de débitos de ações pendentes de resolução.

4. *BENCHMARKING* INTERNACIONAL

4.1 *Noruega*

A Noruega possui uma matriz elétrica quase exclusivamente hidrelétrica. Publicação do Ministério de Petróleo e Energia da Noruega destaca que, em 2013, 93% da capacidade instalada no país era hidrelétrica, sendo o restante dividido entre geração eólica (2%) e geração térmica (5%) (NORUEGA, 2015, p. 24). Apesar da conformação de sua matriz ser semelhante à que se verifica no Brasil (o país sul-americano, dada a sua magnitude, apresenta um parque gerador cerca de cinco vezes maior, com uma proporção maior de usinas termoeletricas), as características operativas apresentam uma diferenciação maior, visto que o parque hidrelétrico brasileiro é dotado de maior capacidade de reserva (PSR, 2017, p. 3).

Ainda assim, considerando a capacidade de geração instalada na Noruega (32.860 MW, em 2013, de acordo com dados do ministério especializado norueguês; 2015, p. 24) e a sua divisão, era de se esperar que a organização do setor elétrico norueguês fosse, em certo grau, semelhante ao que vigorava no Brasil durante as décadas de 80 e 90 (período em que a geração hidrelétrica predominava maciçamente no país), permanecendo as diversas estruturas que compõem o setor de eletricidade ainda verticalizadas (um mesmo ente é responsável por toda a cadeia produtiva, gerando, transmitindo e distribuindo a energia elétrica produzida).

O que se observa, entretanto, é algo bastante diverso, com um elevado grau de pulverização entre os agentes, com o sistema desverticalizado e bastante preocupado em garantir uma competição ampla e justa no mercado de energia elétrica. Em que pese tal formatação, a participação dos entes públicos (federação, estados e municípios/condados) nas empresas participantes é bastante elevada, não sendo permitido a um parceiro privado, contudo, deter mais de um terço das ações de empresas de geração (ANDERSEN;

POULSSON, 2016, p. 319-323).

Outro ponto que merece destaque faz referência ao tratamento dado ao setor de transmissão no país. Uma vez que tal serviço apresenta-se como um monopólio natural (de acordo com a teoria econômica, é inviável que, por exemplo, duas empresas distintas construam linhas de transmissão idênticas lado a lado, para competir entre si e permitir que o usuário possa escolher por qual das estruturas a energia elétrica a ser consumida passará), a legislação norueguesa tem como princípio evitar ao máximo que o setor de transmissão seja influenciado, ou alimentado por subsídios cruzados, pelos competitivos setores de geração e comercialização de energia elétrica (ANDERSEN; POULSSON, 2016, p. 322). Por outro lado, há também uma forte regulação por parte do estado norueguês (por meio do *Norwegian Water Resources and Energy Directorate*, NVE) de forma a coibir o abuso de poder que poderia ser exercido pela entidade detentora do monopólio, a Statnett SF, também responsável pela operação da rede e manutenção do equilíbrio entre geração e consumo (NORUEGA, 2015, p. 48-49).

Ainda, surge também como diferença entre os dois países a diferença no que tange à autossuficiência na geração de energia elétrica. De acordo com Andersen e Poulsson (2016, p. 323), o consumo de energia elétrica vem se apresentando ligeiramente superior à produção interna de energia elétrica em anos com precipitações e temperaturas dentro da média histórica, fazendo com que a Noruega dependa da importação de energia de países vizinhos para garantir o adequado suprimento no país.

Dessa forma, o mercado nórdico de comercialização de energia elétrica (*Nord Pool Spot AS*), formado por Suécia, Dinamarca e Finlândia, e conectado a outros países como Alemanha, Países Baixos, Estônia, Polônia e Rússia (NORUEGA, 2015, p. 52), mostra-se essencial ao funcionamento do setor elétrico norueguês, sendo responsável não só por gerenciar e conduzir as trocas de energia elétrica realizadas internamente em cada país, mas também as importações e exportações realizadas entre os países.

O Nord Pool é reconhecido como o maior mercado de energia elétrica da Europa (PSR, 2019, p. 7) e, para tanto, foi necessário o desenvolvimento de regras modernas de comercialização de energia elétrica que, ao mesmo tempo, maximizem a competição entre os seus participantes e garantam a segurança e o bom funcionamento do mercado.

As regras de comercialização e formação de preço no Nord Pool são calcadas na formação de um preço horário, válido para todo o mercado nórdico, calculado pela entidade com um dia de antecedência (os preços horários do dia seguinte são calculados no dia atual), e baseado, principalmente, no equilíbrio entre oferta e demanda

(NORUEGA, 2015, p. 54). São realizadas operações *intraday* e *day ahead*, permitindo aos participantes do mercado algum nível de especulação (NORUEGA, 2015, p. 54).

Definido esse valor de equilíbrio entre oferta e demanda, são adicionadas informações referentes ao custo de transmissão envolvido, calculado por área, incorporando a disponibilidade da rede de transmissão ao preço calculado. Atualmente, a Noruega é dividida em cinco áreas de formação de preço, enquanto a Suécia apresenta quatro, a Dinamarca duas, e a Finlândia apenas uma (NORUEGA, 2015, p. 55), dispostas de acordo com o que mostra a Figura 1, a seguir.



Figura 1 – Áreas de formação de preços no mercado nórdico de energia elétrica, Nord Pool
(fonte: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Bidding-areas/>)

Dessa forma, busca-se sempre garantir a transferência de energia elétrica de uma área em que há sobra (e onde o preço é mais baixo, conseqüentemente) para uma outra área em que há escassez na geração (preços mais elevados). Cria-se, assim, uma lógica em que a energia flui, via de regra, das áreas em que apresenta um preço mais reduzido para outras em que os valores se apresentam mais elevados (NORUEGA, 2015, p. 55).

Além de ser criado de maneira a buscar sempre as transações menos custosas ao consumidor final, o mecanismo de divisão do mercado em diferentes áreas permite também aos agentes do setor verificar as regiões em que há excesso (ou falta) de geração, assim como aquelas em que se configura um perfil mais elevado (ou reduzido) de consumo, auxiliando, inclusive, na tomada de decisão quanto à instalação de novas

plantas geradoras e/ou grandes indústrias (NORUEGA, 2015, p. 55).

Ademais, há também um mercado financeiro de comercialização de energia elétrica (*NASDAQ OMX Commodities AS*), no qual são utilizados instrumentos voltados ao gerenciamento de riscos, à realização de *hedge* dos preços, e ao fomento à especulação. Neste ambiente, que tem como referência de preço o valor estabelecido no Nord Pool, é possível aos participantes firmar contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica até seis anos à frente, divididos de maneira diária, semanal, mensal, quadrimestral ou anual, além de negociar contratos por diferença e opções de compra e venda (NORUEGA, 2015, p. 53).

Além do Nord Pool, e do mercado financeiro (NASDAQ OMX), há também a opção de negociações serem realizadas diretamente junto ao operador do sistema elétrico norueguês (Statnett SF), firmando-se contratos com base no preço da energia verificado durante a operação em tempo real ou até mesmo após a operação (como forma de se equilibrar, principalmente, eventuais sobras/carências nos contratos previamente fechados), sem espaço, contudo, para especulação. Importante destacar também que a liquidação do mercado escandinavo tem periodicidade diária, viabilizando o funcionamento harmonioso dos diferentes balcões de negociação (NORUEGA, 2015, p. 54). A Figura 2, em seguida, ilustra o esquema de funcionamento dos diferentes mercados.

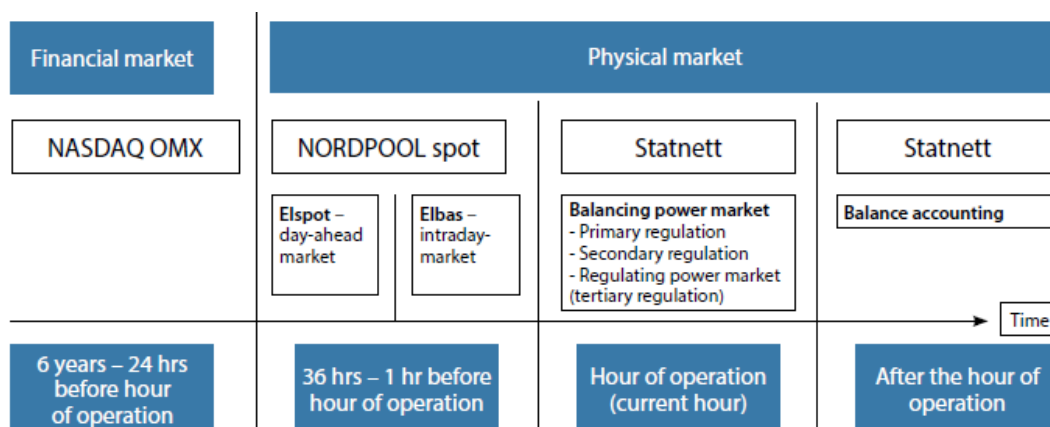


Figura 2 – Os diferentes mercados de energia elétrica na Noruega (fonte: NORUEGA, 2015, p. 53)

4.2 Califórnia, Estados Unidos

Entende-se oportuno esclarecer que a escolha pelo estado da Califórnia, e não pelos Estados Unidos da América, se deve ao fato de que este possui uma matriz bastante diversificada, também com forte presença de fontes renováveis (assim como o Brasil), e,

sobretudo, com ricas lições relacionadas à intervenção do Estado na formação do preço da energia, atrelado a um momento de liberalização do mercado, como o que deverá ser experimentado quando da modernização do setor elétrico no Brasil.

Dessa maneira, a despeito de breves informações acerca da composição e do funcionamento do setor na Califórnia, a presente subseção possuirá um foco maior na crise energética californiana ocorrida em 2001, de maneira a incorporar os ensinamentos ali obtidos às sugestões que serão feitas na seção seguinte deste artigo.

Feito esse breve introito, importante destacar a composição da matriz elétrica californiana. De acordo com dados da Comissão de Energia da Califórnia (CALIFORNIA, 2018, p. 3), em 2017, cerca de 45% da energia do estado foi gerada por meio de fontes renováveis, tendo o restante sido gerado majoritariamente por fontes de origem térmica (carvão, gás natural, nuclear, entre outros).

Análogo ao que existe no Brasil com a figura do ONS, a Califórnia também possui o operador do seu próprio sistema, o *California Independent System Operator* (CAISO). Contudo, diferentemente do que se observa no Brasil, o CAISO também detém outras atribuições, sendo ainda responsável por executar o planejamento energético de longo prazo da sua região e por organizar o mercado regional de energia elétrica (FACTO ENERGY, 2018, p. 194), o que acaba por aproximar as necessidades da operação da comercialização.

Assim como se observa no caso norueguês, o mercado de energia elétrica da Califórnia é calcado em um preço horário, calculado com base em transações bilaterais e possui negociações antecipadas (*day-ahead*) e em tempo real (FACTO ENERGY, 2018, p. 194).

Conforme antecipado, nesse momento em que se estuda modernizar o setor elétrico no Brasil, a lição mais valiosa que se pode extrair do funcionamento do setor elétrico californiano remonta ao ano de 2001, período em que ocorreu a maior crise da história do setor no estado.

Durante a década de 90, iniciou-se o processo de reestruturação do setor elétrico na Califórnia, uma vez que se considerava que: (i) o sistema verticalizado existente no estado não estava operando de forma eficiente; (ii) os custos estavam bastante elevados; e (iii) não havia incentivos suficientes para a instalação de novas usinas de geração (SWEENEY, 2002, p. 2).

Outrossim, de maneira a diminuir a atuação do estado no setor, criou-se a figura de um mercado livre de energia elétrica, o qual dotaria seus participantes de maior

liberdade nas negociações, estimulando o mercado a se desenvolver de maneira independente (SWEENEY, 2002, p. 2).

Era necessário, contudo, criar um mecanismo de compensação junto às empresas distribuidoras que atuavam no mercado regulado, as quais sofreriam fortes impactos decorrentes da migração de boa parte do seu portfólio de clientes para o recém-criado mercado livre.

Assim, foi incluída uma cobrança extra no mercado cativo, igual à diferença entre o preço fixado no mercado regulado e o valor de momento da energia no mercado livre, que teria o propósito de assegurar os recursos necessários às distribuidoras para que honrassem as suas obrigações adquiridas previamente à abertura do mercado (SWEENEY, 2002, p. 2-3).

Ainda, como forma de garantir a desverticalização do setor, as distribuidoras foram incentivadas a se desfazer de seus ativos de geração, não sendo financeiramente atrativo que elas os mantivessem (SWEENEY, 2002, p. 3), com todas as transações relativas à negociação de energia elétrica tendo que passar, por força de lei, pelo balcão recém-criado (SWEENEY, 2002, p. 3).

No início dos anos 2000, problemas na inserção de novas usinas de geração no sistema (atraso nas construções dos empreendimentos), um aumento acima do previsto na demanda, e condições hidrológicas desfavoráveis (que acabaram por limitar a capacidade de geração no estado e nas regiões vizinhas) acabaram levando à necessidade de acionamento de usinas geradoras mais antigas e, por conseguinte, mais caras, ensejando, por óbvio, em um aumento no preço da energia negociada no mercado livre (SWEENEY, 2002, p. 5).

Como forma de ilustrar o quão acentuada foi a elevação nos preços, vale trazer a variação ocorrida no ano de 2000. Em abril, a energia era negociada no mercado livre por cerca de US\$ 30/MW, tendo passado para algo entre US\$ 250/MW e US\$ 450/MW em novembro do ano apontado (SWEENEY, 2002, p. 6). Com isso, os primeiros meses de 2001 foram marcados por elevados preços e, algum número, pequenos apagões (SWEENEY, 2002, p. 6).

Com uma elevação de tal magnitude nos preços da energia elétrica comercializada na Califórnia, era de se esperar que houvesse uma consequente diminuição do consumo, de maneira a auxiliar no equilíbrio do sistema. Contudo, uma vez que o preço do consumidor cativo era regulado, e o regulador local optou por não repassar os custos crescentes a essa parcela do mercado, não houve uma redução suficiente para trazer alívio

ao sistema, que já operava no limite (SWEENEY, 2002, p. 7-8).

Outrossim, com as distribuidoras tendo vendido seus ativos de geração (que poderiam servir como alternativa aos elevados preços praticados no mercado); com a obrigação de que todas as transações, inclusive as realizadas para compra de energia destinada ao mercado regulado, fossem realizadas no balcão de negociações do mercado livre (o que limitou a realização de contratos de longo prazo); com as restrições de momento à expansão do parque gerador; e com os elevados preços praticados, algumas das empresas de distribuição passaram a não só enfrentar dificuldades operacionais (compra de energia), como também financeiras — a ausência de garantias e a debilitada situação em que se encontravam dificultava a obtenção de crédito e a captação de novos investidores (SWEENEY, 2002, p. 8-9).

Soma-se a isso o fato de que a cobrança extra criada (diferença entre preço regulado e preço negociado no mercado livre, que se esperava estar sempre abaixo do primeiro) para minimizar a transição de consumidores para o mercado livre tornou-se insubsistente, acabando com o subsídio planejado pelo regulador local.

A situação extrema a que chegou o setor de energia elétrica do estado da Califórnia fez com que uma das maiores distribuidoras locais (PG&E) declarasse falência, e levou o governo local a assumir a responsabilidade temporária pela gestão e operacionalização da distribuição, adquirindo junto aos geradores a energia necessária para atender a população (SWEENEY, 2002, p. 10). A situação fiscal favorável da Califórnia permitiu que tal ação fosse tomada sem que as contas do estado fossem prejudicadas, tendo consumido boa parte do superávit californiano em 2001 (SWEENEY, 2002, p. 10).

Com a intervenção estatal – não só assumindo o controle das operações, mas também aplicando temporariamente um teto ao preço negociado no mercado livre (SWEENEY, 2002, p. 8) –, uma redução no consumo decorrente de campanhas de conscientização e de elevações nos preços regulados, e com a entrada em operação de novas usinas de geração, os preços caíram consideravelmente em junho/2001 (cerca de US\$ 50/MW), encerrando a crise e colocando a situação sob controle (SWEENEY, 2002, p. 10).

Sweeney (2002, p. 17-18) faz duas representações gráficas das curvas de oferta e demanda de energia elétrica no fim de 1999/início de 2000 buscando representar o impacto que a atuação equivocada do regulador teve sobre os preços desse insumo. O Gráfico 1 exhibe a situação real verificada, cujo preço atingiu patamares muito elevados em virtude do estabelecimento de um teto para o preço regulado, enquanto o Gráfico 2

mostra o preço hipotético, com uma elevação consideravelmente inferior, que se teria verificado caso as elevações do mercado livre tivessem sido repassadas também para o mercado cativo. Ambos gráficos são exibidos no Anexo I do presente artigo.

Para Borenstein (2002, p. 10) outro fator também contribuiu para a crise energética californiana: a atuação do regulador federal, a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC). Capaz de monitorar e mitigar concentração de mercado, a FERC tinha um entendimento de que companhias com menos de 20% do *market share* não conseguiriam exercer poder de mercado significativo.

Todavia, ainda de acordo com Borenstein, em um mercado extremamente inelástico, como o de energia elétrica (em especial, o mercado cativo), e com severas restrições na oferta (situação vivenciada no início dos anos 2000 pela Califórnia), até uma pequena empresa com pouco poder de mercado conseguiria exercer relevante pressão no mercado em momentos de demanda elevada.

Isso se deve ao fato de que, em um mercado no seu limite, em que praticamente não há oferta suficiente para atender a demanda, a inelasticidade inerente ao bem faz com que o aumento incremental da oferta por parte de um dos atores (um gerador, neste caso), sem que os demais geradores consigam fazer o mesmo, permite que ele aufera ganhos desproporcionais, mostrando-se um cenário propício para a volatilidade dos preços e a sua extrapolação (BORENSTEIN, 2002, p. 6).

Vê-se, dessa maneira, que a atuação do regulador tem papel fundamental nesse momento de abertura do mercado de energia elétrica, por mais que a liberalização indique uma atuação menos incisiva do Estado, havendo valiosas lições no caso californiano (a serem melhor analisadas levando em consideração o contexto brasileiro no próximo capítulo) que não podem passar despercebidas quando da concretização do plano nacional.

4.3 Argentina

A matriz elétrica argentina, de acordo com publicação oficial do governo local (2016, p. 4), possui predominância da geração termoelétrica, representando cerca de 69% da capacidade instalada no país, enquanto basicamente todo o restante da disponibilidade de geração é composto por usinas hidrelétricas (30%), complementadas por usinas eólicas e solares (1% somadas).

Em que pese a diferença nas matrizes brasileira e argentina, e a diferença de dimensão territorial, o caso argentino se mostra interessante devido à semelhança no

desenvolvimento socioeconômico e à proximidade regional, sendo interessante verificar como se deu o desenvolvimento do setor em nosso vizinho sul-americano.

Ademais, assim como feito para o caso californiano, após uma breve introdução acerca de como está organizado o setor elétrico atualmente na Argentina, será apresentada a reforma realizada no decorrer dos anos 90. Nessa oportunidade, contudo, trata-se de um exemplo bem-sucedido, que também traz consigo valiosas lições que devem ser observadas ao se realizar a modernização do setor elétrico brasileiro.

Em sua formatação geral, o setor elétrico na Argentina é organizado de forma bem semelhante ao que se observa no Brasil. Um ponto faz referência à organização dos diferentes segmentos que compõem o setor, sendo os agentes de geração, transmissão e distribuição desverticalizados (ARGENTINA, 2017, p. 1).

Dadas as características intrínsecas de cada um, transmissão e distribuição (monopólios naturais) são segmentos regulados e acompanhados de perto pelo governo argentino, enquanto o segmento de geração, por sua vez, funciona nos moldes de um mercado competitivo (ARGENTINA, 2017, p. 1).

No que se refere à disposição do mercado de energia elétrica (definido localmente como *Mercado Mayorista Eléctrico* – MEM), este apresenta um ambiente de comercialização livre e outro regulado (ARGENTINA, 2017, p. 2). Nesse ponto, contudo, algumas importantes diferenças precisam ser ressaltadas.

No mercado livre, geradores e consumidores (basicamente distribuidoras e grandes consumidores) negociam de forma bilateral seus contratos de fornecimento de energia elétrica, estabelecendo as quantidades, preços e condições, com uma pequena intervenção do Estado, estabelecendo prazos mínimos de duração dos contratos, por exemplo (ARGENTINA, 2017, p. 2).

Já o mercado regulado, por sua vez, é baseado em um preço spot horário, calculado pela *Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico* – Cammesa – com base no custo necessário para se injetar um megawatt adicional no sistema (à semelhança do que faz o ONS com o Custo Marginal de Operação – CMO), e negociado em dois balcões distintos: um exclusivo para a compra de energia pelos geradores (voltado à cobertura eventual de energia faltante previamente negociada), e outro exclusivo para compra por parte das distribuidoras (ARGENTINA, 2017, p. 2-3).

O cálculo desse preço spot horário, de acordo com publicação do Ministério de Minas e Energia argentino (2017, p. 5), é realizado por meio de ferramentas computacionais gerenciadas pela Cammesa e utilizadas na operação de médio e longo

prazo (programação por estação, com duração de aproximadamente três meses) e de curto prazo (programação semanal e diária). Já os dados utilizados na formação desse preço têm origem na disputa horária entre as unidades de geração oficialmente habilitadas junto à Cammesa, impactados também pelo local de interligação das unidades geradoras ao sistema (ARGENTINA, 2017, p. 4).

A concorrência existente no mercado de geração de energia elétrica argentino e a maneira como a transmissão influencia nos preços da energia remontam à principal reforma ocorrida no setor, que se deu durante a década de 90, quando o país apresentava um cenário bastante semelhante ao que se observa atualmente no Brasil: déficit nas contas públicas e economia com histórico recente de recessão (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 304).

Especificamente no que tange ao setor elétrico, dados de 1991 dão conta de que a empresa estatal responsável pelo setor à época (SEGBA), o qual era ainda verticalizado, teve um prejuízo, naquele ano, de US\$ 563 milhões, exemplificando o tamanho do problema enfrentado pelo país antes das reformas realizadas (WEC, 2001, apud HASELIP; DYNER; CHERNI, 2004, p. 2).

Como alternativa, o governo à época buscou a privatização e a desverticalização do setor por completo, retirando do Estado argentino a posse sobre os principais ativos do setor elétrico nacional (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 304-305).

Feito isso, dada a grande pulverização do mercado que se formou, e considerando a grande concentração de carga na cidade de Buenos Aires e em sua área metropolitana – as quais apresentam um balanço energético negativo (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 307-308) –, foi necessário formar um setor bastante robusto, que permitisse o desenvolvimento da concorrência entre os geradores. À mesma época, portanto, foi criada a Cammesa, responsável pelo despacho energético e pelo cálculo dos preços spot, e o *Ente Nacional Regulador de la Electricidad* (ENRE), que detinha a atribuição de regular as empresas de distribuição e transmissão (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 305).

Outro ponto relevante faz referência à alternativa construída para a transmissão em virtude da localização das principais usinas geradoras e dos grandes centros de carga. Considerando que as maiores usinas de geração do país se encontravam distantes dos centros de carga (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 307), os custos associados à transmissão possuíam grande impacto na formação do preço da energia,

conduzindo à criação de preços nodais em diferentes pontos de transmissão do sistema (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 308).

Os nós eram localizados onde cada vendedor de energia no mercado livre se conectava e onde os compradores se conectavam à rede nacional ou em pontos que as linhas de transmissão se cruzavam, levando à formação de, aproximadamente, duzentos nós, com cerca de 24 pontos nodais em cada região do setor elétrico argentino, e com o preço de cada nó sendo calculado de forma proporcional a um nó de referência, localizado geograficamente próximo ao centro de carga da Argentina (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 309). As regiões em que sistema elétrico do país foi dividido podem ser observadas na Figura 3, em seguida.

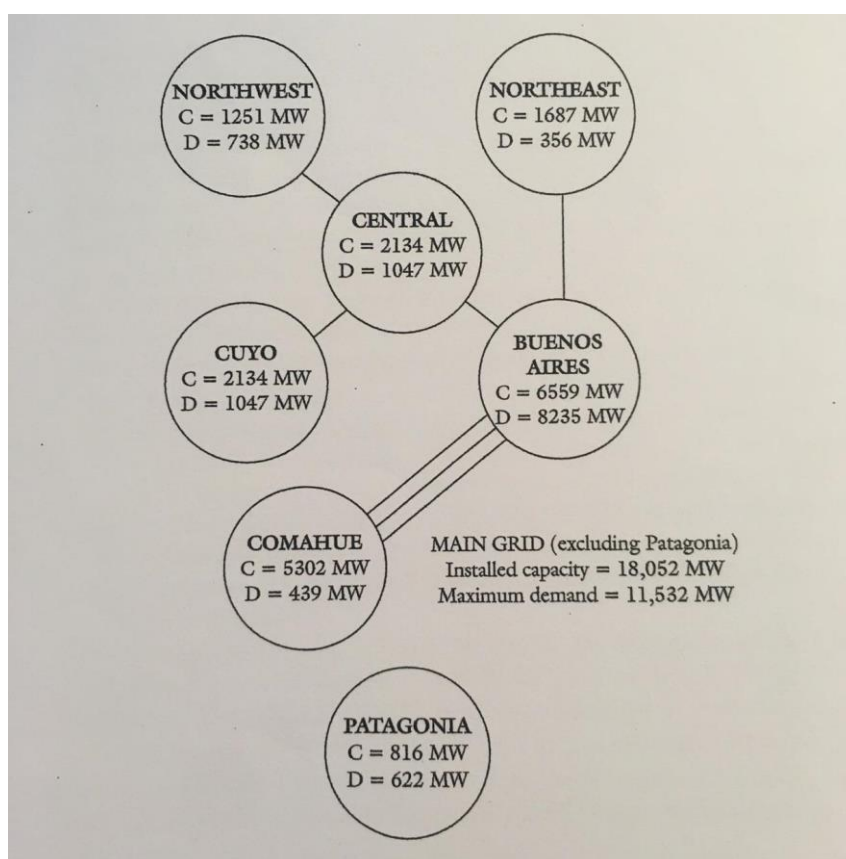


Figura 3 – As regiões do setor elétrico argentino e seus dados de oferta e demanda por potência em 1997 (fonte: GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 308)

Dessa maneira, em que pese a ocorrência de certas incongruências conceituais nos cálculos e simulações realizados pela Cammesa (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 309), a reestruturação do setor elétrico argentino mostrou-se eficiente e efetiva, tendo proporcionado à população evidentes resultados no curto prazo.

O sucesso dessas medidas pode ser mensurado ao se verificar a variação no preço

médio da energia elétrica no país ocorrida durante a década de 90. De acordo com Estache et al. (2000, apud HASELIP; DYNER; CHERNI, 2004, p. 4), o MWh passou de US\$ 48,76, em 1992, para US\$ 25,67, em 1997, tendo representado uma queda de cerca de 50% em cinco anos. Destaca-se também o fato de que essa queda nos preços se deu apesar de uma elevação na demanda de cerca de 67% no mesmo período (GÓMEZ-IBÁÑEZ; RODÍGUEZ-PARDINA, 2009, p. 306).

Ainda conforme Estache et al. (2000, apud HASELIP; DYNER; CHERNI, 2004, p. 4), a ampliação da concorrência no mercado de geração decorrente da privatização e a desverticalização do setor foram as principais responsáveis por essa queda, tendo a quantidade de geradores passado de 13, em 1992, para 44, cinco anos depois.

Em que pese o fato de o setor elétrico brasileiro já encontrar-se desverticalizado, e com a participação de diversos *players* privados (não só no segmento de geração, mas também transmissão e distribuição), toma-se como lição da reforma argentina as estratégias adotadas no que se refere à formação de preço, impactadas sobremaneira pela ampla privatização ocorrida.

A saída do Estado argentino de maneira definitiva do mercado abriu espaço para que companhias privadas visualizassem a oportunidade de investimento que ali se encontrava, fazendo com que se sentissem estimuladas a ingressar nele.

Por sua vez, o cenário de concorrência que se formou, aliado a uma estratégia de formação de preço baseada nessa concorrência, levou à redução de preços para os consumidores, que, nas mais diversas localidades, se viram adequadamente atendidos graças à estratégia de alocação dos custos de transmissão com base na divisão nodal desse segmento.

As análises dessas lições sob a óptica da reforma do setor elétrico brasileiro, buscando uma adaptação para o caso nacional, serão apresentadas, assim como as demais já citadas nas outras experiências internacionais aqui trazidas, no capítulo a seguir.

5. ANÁLISE DAS PROPOSTAS DE MODERNIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Um dos cernes das propostas apresentadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME) na Nota Técnica 5/2017/AEREG/SE, que deu origem à Consulta Pública (CP) 33/2017 (consolidada no PL 1.917/2015), é a alteração da granularidade temporal de definição do preço da energia elétrica.

Atualmente, o preço é definido semanalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), identificado pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), e calculado com base no Custo Marginal de Operação (CMO), estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

A proposta do Ministério é centrada em alterar a periodicidade de cálculo do preço do horizonte semanal para o horário, de modo a retratar os custos envolvidos na geração mais fielmente e buscando aproximar esse indicador da realidade operativa (a ampliação de fontes de geração intermitentes, como eólica e solar, intensifica as variações no custo durante o dia, por exemplo).

Como pode se observar em todos os *benchmarks* internacionais apresentados, o cálculo do preço da energia elétrica em um horizonte horário se mostra como pressuposto para o desenvolvimento de um mercado competitivo e orientado a fornecer as informações mais adequadas aos seus agentes.

A implantação do preço horário, por si só, já induz uma série de outras adaptações que vem na esteira dessa modificação.

Uma delas faz referência à metodologia de formação do preço em sentido estrito. As experiências internacionais apresentadas também se coadunam nesse ponto, ao se utilizar da lei da oferta e demanda na definição do preço da energia comercializada. Ainda que não se opte por alterar o paradigma do cálculo de preço da energia a ser negociada, a utilização de um preço horário exige, em todo caso, mudanças e adaptações nas mencionadas ferramentas computacionais utilizadas para definição do custo da geração e, por conseguinte, do preço calculado.

Escolhendo-se alterar o paradigma para formação do preço da energia elétrica, faz-se necessário dotar o novo método de maior eficácia, viabilizando a ampliação da quantidade de participantes no mercado de energia. Na Noruega, por exemplo, o segmento de geração (que possui características que o aproximam, de acordo com a teoria econômica, de um modelo de concorrência perfeita) é completamente separado dos mercados de transmissão e distribuição (que são considerados monopólios naturais).

Com isso, haveria uma separação dos atores que tem como objetivo atuar em cada um desses segmentos, incentivando, na geração, a participação de players que tenham aquele como seu único negócio no setor de energia elétrica, estimulando uma atuação mais racional e dedicada à obtenção de resultados positivos, e mitigando a interferência nos demais segmentos.

Soma-se a isso a possibilidade de redução da atuação do Estado no setor elétrico

brasileiro, à semelhança do que foi trazido ao se explanar as reformas ocorridas na Argentina na década de 90. Ali, ainda que o setor se encontrasse em uma etapa anterior (o setor ainda era verticalizado e controlado em sua totalidade pelo Estado argentino), a diminuição do Estado colaborou sobremaneira para a ampliação da quantidade de *players* no segmento de geração, estendendo aos consumidores os benefícios decorrentes da concorrência formada.

Com esse aumento da quantidade e a melhora na qualidade dos agentes de geração aliados a uma flexibilização das regras de participação no mercado competitivo de energia elétrica (redução dos limites de demanda para a participação de consumidores no balcão livre), o método de formação do preço horário com base na lei da oferta e demanda se veria robustecido, trazendo maior segurança ao sistema.

Essa ampliação do mercado livre – já prevista e incentivada pelo MME, e outros agentes, no curso da CP 33/2017 –, contudo, merece atenção e não pode ser realizada de maneira abrupta, sendo imprescindível a revisão das suas regras de funcionamento e governança.

Uma medida que se mostra necessária de forma a ampliar a governança do mercado livre, e que também é incentivada pela implantação do preço horário, está relacionada à redução do prazo de liquidação do mercado livre de energia elétrica, que, atualmente, é realizada mensalmente pela CCEE. A liquidação no mercado nórdico (NordPool) se dá diariamente, ampliando o controle sobre os participantes (os quais passam a ter suas posições verificadas todos dias, obrigando-os a gerenciar melhor seus portfólios e garantias) e auxiliando no equilíbrio e execução dos contratos firmados.

Ademais, a criação de um mercado especulativo também se prestaria a ampliar a segurança desse novo e ampliado comércio de energia elétrica. Com regras típicas do mercado financeiro, além de regulado e fiscalizado pelos seus entes, esse balcão especulativo retiraria bastante do risco que atualmente existe e está atrelado à comercialização de energia elétrica no Brasil, uma vez que atrairia todos os interessados pelas possibilidades de ganho intrínsecas a esse tipo de negociação, retirando-os do balcão de energia elétrica propriamente dita. Dado o seu caráter, este deve ser protegido da atuação de “aventureiros”, reduzindo consideravelmente a possibilidade de problemas como os ocorridos recentemente com as empresas Vega Energy² e Linkx Energia³, que

² <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53089191/abenaias-silva-da-vega-energy-admite-erro-de-estrategia-mas-quer-reduzir-impacto-no-mercado>

³ <http://canalenergia.com.br/noticias/53090026/ccee-limita-operacoes-da-linkx-comercializadora>

podem ter efeitos devastadores no sistema elétrico.

É preciso também que sejam tomadas medidas voltadas à manutenção do mercado regulado (cativo). Com essa ampliação do mercado livre, deve-se observar um considerável movimento de migração de consumidores daquele para este, o que provocará uma redução no portfólio de clientes das distribuidoras, podendo levar essas empresas a problemas de solvência.

Dessa maneira, até a estabilização do novo modelo, são necessárias regras de transição que garantam a subsistência das companhias distribuidoras, de forma a manter o seu funcionamento inalterado. O regulador, contudo, não pode cair na tentação de lançar mão de estratégias simplórias, que não sejam capazes de se manter inclusive na ocorrência de cenários críticos, sob o risco de expor o setor a consequências ainda piores, como se observou na crise energética da Califórnia (EUA) em 2001.

Ainda, uma atuação indevida do regulador nesse caso pode levar também a uma interpretação equivocada de que a liberalização do mercado seja a fonte dos eventuais problemas que poderão surgir, provocando uma retração nessa necessária modernização do setor elétrico brasileiro.

Tanto Sweeney, quanto Borenstein (os dois autores citados neste artigo ao se explicar a crise de energia californiana) são categóricos ao afirmar que a liberalização do mercado de energia elétrica (*deregulation*) não foi responsável pela crise de fornecimento e financeira do setor no estado, mas sim a atuação equivocada do regulador (BORENSTEIN, 2002, p. 20, e SWEENEY, 2002, p. 10).

Por fim, enxerga-se também a possibilidade de refinamento na incorporação dos custos de transmissão ao preço da energia elétrica. A solução utilizada na Argentina durante as reformas ocorridas no setor na década de 90 (precificação nodal) apresenta um interessante potencial de aplicação ao caso brasileiro, que, por suas dimensões continentais, apresenta regiões com diferenças energéticas relevantes.

Apesar da dimensão geográfica, o Brasil atualmente é dividido em apenas quatro subsistemas elétricos, com preços de comercialização específicos em cada um deles. A implantação da identificação dos custos de transmissão com base em seus nós, contudo, pode se mostrar extremamente difícil e até inviável, dado o tamanho da malha nacional. Como alternativa, entende-se que a divisão do sistema elétrico brasileiro em mais áreas – a exemplo do que se observa nos sistemas nórdico (doze áreas) e argentino (sete áreas) – mostra-se interessante, tornando mais precisa a definição do preço da energia elétrica e, ainda, auxiliando na identificação das regiões que necessitam de

desenvolvimento/ampliação do parque gerador.

6. CONCLUSÃO

Como pode se observar do exposto no presente artigo, boa parte do que foi apresentado na experiência internacional trazida já consta da proposta de modernização, ao menos no que tange à formação do preço da energia elétrica, do setor elétrico brasileiro elaborada pelo Ministério de Minas e Energia na Nota Técnica 5/2017/AEREG/SE e no texto de fechamento da Consulta Pública 33/2017, consolidado no Projeto de Lei (PL) 1.917/2015.

Com isso, pode-se afirmar que o Estado brasileiro tem diagnosticado e acompanhado as deficiências existentes no setor, se utilizando das experiências mais modernas existentes em outros países para construir a proposta inicial de alteração do arcabouço normativo nacional que regulamenta o setor elétrico nacional.

Muito do que foi apresentado, contudo, carece de adaptações legais, bem como de aprofundamento e delimitação por parte do regulador, sendo a discussão realizada no âmbito da CP 33/2017 apenas o início do que se precisa realizar para dar efetividade às mudanças necessárias.

Ademais, por se encontrar em um estágio inicial, em que discussões posteriores devem ainda ser realizadas, as propostas apresentadas poderão passar por aperfeiçoamentos, que auxiliarão na definição do melhor formato ao caso brasileiro.

Entende-se, contudo, que alguns pontos específicos carecem de uma atenção especial pelos formuladores das regras voltadas à modernização da metodologia de formação do preço da energia elétrica no Brasil, visto que apresentam elevado potencial de impacto no funcionamento do setor como um todo, quais sejam: (i) ampliação da granularidade temporal (preços formados em intervalos menores) e espacial (aumento do número de submercados ou implantação da lógica nodal de preços); (ii) expansão do mercado livre associada à atuação do regulador, com enfoque no período de transição; e (iii) a criação de um mercado especulativo de energia elétrica, calcado nas regras de governança do setor financeiro.

Esses três pontos, dada a sua relevância e complexidade, mostram-se como oportunidades interessantes para a realização de novos trabalhos, principalmente quando houver um nível maior de amadurecimento das modificações apresentadas neste trabalho, que permitirá um melhor entendimento sobre a forma como as alterações se darão

efetivamente.

Em derradeiro, como já exposto anteriormente, este artigo se limitou a analisar as propostas voltadas à modernização da metodologia de formação do preço da energia elétrica no Brasil, havendo uma gama de outros assuntos debatidos na CP 33/2017 do MME que podem ser objeto de estudos posteriores que verifiquem, nos moldes deste trabalho, o que a experiência internacional tem a contribuir para o caso brasileiro.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDERSEN, P. C.; POULSSON, C.; **The Energy Regulation and Markets Review**, 5th edition by SCHWARTZ, D. L. Law Business Research Ltd. Londres, 2016.

ARGENTINA. **Informe Estadístico del Sector Eléctrico, año 2016**. Ministerio de Energía y Minería. Disponível em: <http://datos.minem.gob.ar/dataset/anuarios-de-energia-electrica>

ARGENTINA. **Precio Mayorista de la Energía Eléctrica: Marco Legal – Criterios, Procedimientos e Implementación**. Ministerio de Energía y Minería. Disponível em: https://www.minem.gob.ar/servicios/archivos/6886/AS_14817236511.pdf

BORENSTEIN, S. **The Trouble With Electricity Markets: Understanding California’s Restructuring Disaster**. Journal of Economic Perspectives, American Economic Association. Estados Unidos da América, 2002.

BRASIL. **Nota Técnica nº 5/2017/AEREG/SE**, de 29 de junho de 2017. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: [link para consulta da CP 33/2017](#)

BRASIL. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, 2018.

BRASIL. **Proposta compilada de aprimoramento contemplando todas as alterações**, de 08 de fevereiro de 2018. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: [link para consulta da CP 33/2017](#)

CALIFÓRNIA, EUA. **Tracking Progress**, de agosto de 2018. California Energy Commission. Disponível em: https://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/installed_capacity.pdf

CHERNI, J.; DYNER, I.; HASELIP, J.; **Electricity market reform in Argentina: assessing the impact for the poor in Buenos Aires**. Elsevier Ltd. Reino Unido, 2004.

FACTO ENERGY. **Benchmarking internacional: Expansão da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis**. Assistência técnica e capacitação para o Tribunal de Contas da União em relação à fiscalização das políticas públicas na área de energias renováveis. Brasília, 2018.

GÓMES-IBÁÑEZ, J. A.; RODRÍGUEZ-PARDINA, M.; **Regulating Infrastructure – Monopoly, Contracts and Discretion**. Harvard University Press. Estados Unidos da América, 2003.

NORUEGA. **Facts: Energy and Water Resources in Norway**. Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. Noruega, 2015.

PSR. **Edição 125 do Energy Report**, de maio de 2017.

PSR. **Edição 145 do Energy Report**, de janeiro de 2019.

SWEENEY, J. L. **The California Electricity Crisis: Lessons for the Future**. Stanford University. Stanford, 2002.

Anexo I – Curvas de oferta e demanda de energia elétrica na Califórnia, EUA no início dos anos 2000

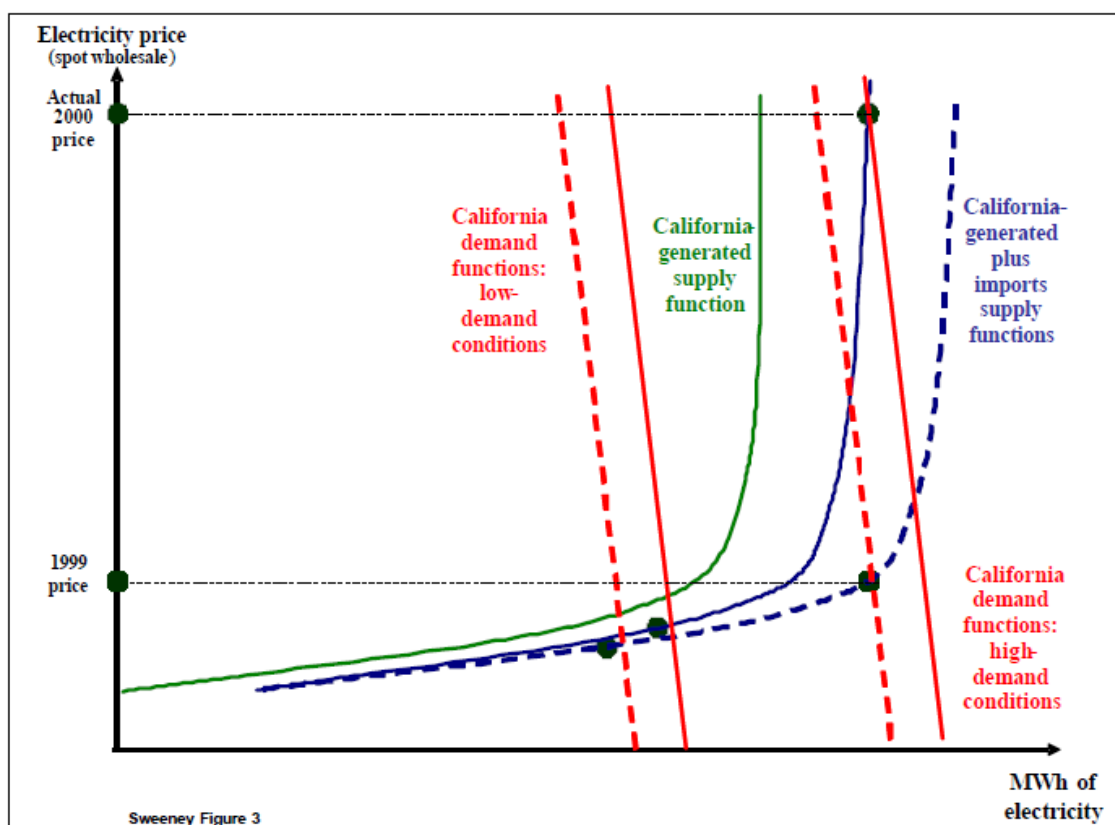


Gráfico 1 – Curva de oferta e demanda do setor elétrico californiano com o controle de preços no mercado regulado aplicado (fonte: SWEENEY, 2002, p. 17).

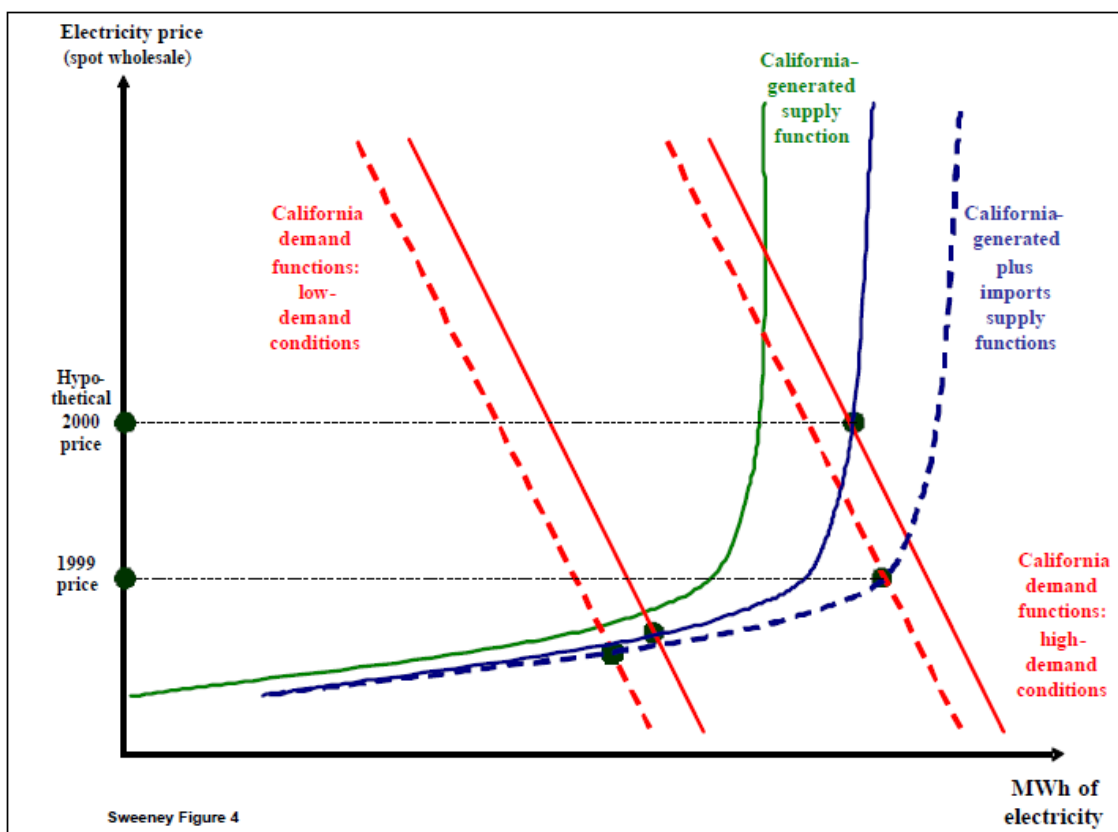


Gráfico 2 – Curva hipotética de oferta e demanda do setor elétrico californiano sem o controle de preços no mercado regulado (fonte: SWEENEY, 2002, p. 18).