

breves cindes 93

**Coordenação econômica do
mercado elétrico**

Avançar na liberalização

Adilson de Oliveira

Maio de 2016

apoio



Direktion für Entwicklung und Zusammenarbeit DEZA
Direction du développement et de la coopération DDC
Swiss Agency for Development and Cooperation SDC
Agencia Suiza para el desarrollo y la cooperación COSUDE



Coordenação econômica do mercado elétrico¹

Avançar na liberalização

Adilson de Oliveira*

1. Coordenação econômica

O problema da coordenação econômica em mercados competitivos foi analisado por Coase (2008). Ao estudar as motivações dos agentes econômicos para constituir uma empresa, ele notou que as empresas resultam da escolha entre coordenar internamente as atividades vinculadas à produção de um determinado bem ou, alternativamente, adquirir esse bem no mercado.

Coase sugere que essa escolha não depende apenas da comparação dos custos de produção com os *preços* praticados no mercado. A aquisição de bens e serviços no mercado exige dispêndios de recursos econômicos em atividades diversas (pesquisa de mercado, avaliação da qualidade, assinatura de contratos etc.) que se somam aos preços praticados no mercado². Esses custos adicionais, denominados *custos de transação*, devem ser somados aos preços vigentes para identificar em que medida a produção empresarial é melhor alternativa que a simples aquisição no mercado.

Dessa forma, os preços praticados em mercados competitivos não são as únicas variáveis utilizadas pelas firmas para decidir entre produzir ou adquirir bens e

* Pesquisador associado ao CINDES e Membro do Conselho Curador da UFRJ.

¹ Agradeço os comentários a uma versão preliminar deste artigo feitos por Luciano Losekann, Alexandre Espósito, Roberto d'Araujo, Luis Alfredo Salomão e Ricardo Lima.

OBS: As opiniões apresentadas nesse artigo são de responsabilidade do autor e não necessariamente refletem as visões institucionais do CINDES.

² “Markets are institutions that exist to facilitate exchange, that is, they exist in order to reduce the cost of carrying out exchange transactions” (Coase, op. cit., p.7).

serviços no mercado. A comparação entre os custos da gestão da produção na empresa e os preços praticados no mercado *mais os custos de transação* conduz à solução economicamente competitiva para esse problema.

Os *custos de transação* têm sua origem nos *direitos de propriedade* que são assegurados aos agentes econômicos pela legislação e pelo regime regulamentar vigente no mercado. Coase nota que, ao usufruir desses direitos, os agentes podem provocar benefícios e/ou custos para os demais agentes atuantes no mercado. O equacionamento dos conflitos gerados por essas situações exige a adoção de mecanismos de coordenação das atividades dos agentes para evitar que esses conflitos acabem inibindo ganhos e/ou induzindo perdas econômicas para a sociedade.

O arcabouço legal e regulatório que dá suporte aos contratos pretende oferecer soluções ex-ante para a repartição dos custos e dos benefícios de situações conflituosas entre os agentes do mercado. Ele especifica os *direitos de propriedade* dos detentores de ativos, delimitando as condições de acesso dos demais agentes a esses ativos. Na prática, sempre que algum agente percebe que seus *direitos de propriedade*, tal como especificados no arcabouço regulamentar e nas leis, estão sendo violados, ele recorre ao judiciário para ter reconhecidos seus direitos. Como os custos legais são elevados, a judicialização das relações entre os agentes do mercado eleva fortemente os *custos de transação*. Esse é um dos principais fatores indutores de ineficiências econômicas na organização de mercados, podendo chegar a inibir o desenvolvimento de atividades econômicas socialmente desejáveis.

A regulação procura condicionar os mecanismos contratuais que os agentes do mercado usam para viabilizar a coordenação das suas atividades de forma a minimizar os seus *custos de transação*. Dessa forma, a regulação tem papel determinante na eficiência econômica dos mercados. A judicialização das relações econômicas entre os agentes do mercado é uma clara indicação da ineficiência da sua regulação. Ela induz a verticalização das atividades da cadeia produtiva e a concentração de suas atividades horizontais como mecanismos de redução dos *custos de transação*. O corolário dessas soluções é o incremento do poder de mercado das

empresas, com a conseqüente redução dos benefícios decorrentes da concorrência entre agentes do mercado.

2. Coordenação no mercado elétrico

No seu nascimento, a concentração e a verticalização foram adotadas como mecanismos de coordenação nos mercados elétricos. A escolha pela verticalização foi ditada fundamentalmente pela impossibilidade técnica de singularizar os fluxos elétricos entre geradores e consumidores nas condições daquela época (Stoft, 2002). Já a concentração foi impulsionada pelas oportunidades de ganhos de escala e de aglomeração oferecidas durante a fase de infante de difusão dos equipamentos elétricos (Christensen e Greene, 1976). A monopolização dos mercados elétricos foi decorrente dessas escolhas, e as agências reguladoras setoriais foram instituídas para conter o poder de mercado das empresas elétricas. O regime custo do serviço foi adotado para a fixação das tarifas elétricas (Kahn, 1988).

Nesse regime regulamentar, as concessionárias ficaram com a tarefa de identificar os custos e os benefícios econômicos da operação e da expansão da máquina elétrica sob seu poder de monopólio³. Ao regulador foi delegada a responsabilidade da repartição desses custos e benefícios entre as concessionárias e os consumidores de seus serviços. Os riscos econômicos do comportamento do mercado elétrico eram supervisionados pelo regulador e repassados para os consumidores. Os consumidores tinham papel passivo na dinâmica econômica do mercado elétrico.

As tarifas fixadas em custos passados garantiam a rentabilidade das concessionárias, e a expectativa de custos futuros cadentes oferecia sinal de menores tarifas para os consumidores. Essa expectativa, decorrente dos ganhos de escala e de aglomeração provocados pela expansão da máquina elétrica, deu sustentabilidade sociopolítica a esse regime regulamentar.

³ Os sistemas elétricos podem ser assimilados a uma gigantesca máquina conectando os geradores com milhões de consumidores distribuídos pelo território em tempo real.

No último quartil do século passado, o ambiente econômico que havia favorecido a organização dos mercados elétricos em torno de monopólios territoriais desapareceu. Os mercados elétricos locais haviam sido interconectados em mercados nacionais, e a difusão acelerada dos motores elétricos, consumidores intensivos de eletricidade, arrefeceu. As oportunidades de economias de escala e de aglomeração, que permitiram a expansão das máquinas elétricas com custos cadentes durante as décadas passadas, esgotaram-se (de Oliveira, 2007).

Por outro lado, os custos das empresas elétricas tornaram-se crescentes. O aumento nos preços dos combustíveis provocado pela crise do petróleo elevou os custos operacionais das concessionárias, e as novas normas de proteção do meio ambiente ampliaram os custos de investimento na expansão da máquina elétrica. As tarifas fixadas com base em custos passados deixaram de remunerar os custos presentes. Elas passaram a crescer acima dos índices de preços das economias, gerando fortes críticas ao poder monopolista das empresas elétricas. Os monopólios elétricos, até então percebidos como indutores do desenvolvimento econômico, passaram a ser entendidos como difusores de ineficiências econômicas (de Oliveira, 1992).

A liberalização dos mercados elétricos passou a ser proposta como alternativa indutora da redução dos custos setoriais (Surrey, 1996). A proposta de liberalização dos mercados elétricos ganhou dimensão com a difusão das tecnologias de informação que, ao revolucionar as relações entre elos das cadeias produtivas, criou condições favoráveis para a singularização contratual das transações econômicas no mercado elétrico (David e Wright, 1999).

As reformas liberalizantes dos mercados elétricos assumem a dificuldade de singularizar os fluxos elétricos físicos entre geradores e consumidores de energia, porém adotam a singularidade contratual de seus fluxos econômicos. Para tanto, a coordenação técnica da operação da máquina elétrica é separada de sua coordenação econômica (Hunt e Shutelworth, 1996). A coordenação da operação técnica permanece centralizada em um único agente, que assume o papel de operador da máquina elétrica; apenas a coordenação econômica é delegada aos agentes do mercado.

Nos mercados elétricos liberalizados, a coordenação econômica entre os agentes atuantes nas atividades de transmissão é desvinculada das atividades dos agentes atuantes na geração e na comercialização de energia. As transações econômicas entre geradores e consumidores são realizadas sob a forma de contratos de longo prazo ajustados com preços de curto prazo determinados pela conjuntura da oferta e da demanda de energia. Dessa forma, as tarifas deixam de ser definidas por custos passados (*ex-post*) para serem estruturadas com base em expectativas futuras (*ex-ante*).

3. Coordenação do mercado elétrico brasileiro

Em mercados elétricos, como o brasileiro, onde é forte a presença de centrais hidrelétricas, a especificação dos *direitos de propriedade sobre os fluxos de água* para os reservatórios é determinante na escolha dos mecanismos de coordenação econômica setorial. Ocorre que a água que flui para os reservatórios hidrelétricos pode ser utilizada tanto para geração energia quanto para diversos outros usos (abastecimento de populações, sedenterização de animais, irrigação etc), além da geração de eletricidade. A coordenação econômica desses usos pelo mercado apresenta dificuldades significativas.

No Brasil, a gestão econômica dos usos da água foi delegada às concessionárias de energia elétrica que devem respeitar regras quantitativas para os seus usos consuntivos determinadas pelo poder concedente⁴. Essa decisão é tomada com base em diversas expectativas entre as quais se destacam: (i) a evolução do consumo de energia; (ii) as aflúncias para os reservatórios hidrelétricos; (iii) o comportamento dos preços das fontes alternativas de energia; (iv) a programação de investimentos na máquina elétrica; (vi) a preferência pelo presente dos agentes econômicos.

⁴ Mais recentemente, certos usos consuntivos da água têm sido precificados em algumas bacias hidrográficas.

Até a década de 1990, à imagem do que ocorria no resto do mundo, o mercado elétrico brasileiro estava organizado em torno de concessionárias às quais era delegado o monopólio territorial da coordenação das atividades em seu mercado. Detentoras do direito de propriedade de seus ativos, essas concessionárias eram administradas com tarifas fixadas pelo regulador setorial (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE) no regime custo do serviço. Uma vez aprovados pelo regulador, os custos operacionais e os investimentos das concessionárias eram ressarcidos. Além disso, as concessionárias recebiam uma remuneração pré-fixada (10% a 12%) para seus investimentos não amortizados, que lhes garantia acesso a recursos financeiros multilaterais em condições favoráveis (Dias Leite, 1997).

Deslanchada a interconexão dos monopólios elétricos estaduais, a coordenação das atividades desses monopólios passou a ficar subordinada a negociações em fóruns empresariais setoriais geridos pela Eletrobras⁵. Contudo, a eficácia dessa sistemática de coordenação foi se deteriorando na medida em que as oportunidades de economias de escala e de aglomeração nos principais monopólios territoriais se esgotavam. Os limites dessa sistemática ficaram particularmente evidentes quando, na década perdida, esses monopólios foram forçados a reduzir sua oferta de energia aos consumidores para acomodar a entrada de Itaipu no seu mercado regional (de Oliveira, 2015). A constituição de 1988, ao determinar a obrigação de toda concessão elétrica ser objeto de licitação pública, e a lei 8631/93, ao determinar o abandono da tarifa pelo custo do serviço, selaram a necessidade de uma profunda revisão nos *direitos de propriedade* das empresas elétricas brasileiras.

No início da década de 1990, o essencial do potencial hidrelétrico remanescente não estava localizado nos territórios dos monopólios existentes, porém sua viabilidade econômica era largamente dependente da operação coordenada com os reservatórios cujos *direitos de propriedade* pertenciam aos monopólios existentes. Por outro lado, novas tecnologias de geração buscavam encontrar espaço nesse mer-

⁵ Grupo coordenador da operação interligada (GCOI) e grupo coordenador do planejamento da expansão (GCPs)

cado, e a sua viabilidade econômica era também fundamentalmente dependente da sua operação econômica coordenada com os reservatórios hidrelétricos. Um novo marco regulamentar, redefinindo os *direitos de propriedade* dos agentes do mercado elétrico, era necessário para acomodar essa nova realidade. A gestão econômica dos reservatórios hidrelétricos teria que estar no cerne dessa nova regulação.

A constituição de uma megaempresa monopolista para a geração e a transmissão de energia, que açambarcasse todo o território nacional nos moldes da Central Electricity Generation Board (CEGB) inglesa, eliminaria os *custos de transação* vinculados à gestão desses reservatórios em um novo mercado elétrico. Contudo, a experiência nos fóruns de coordenação da Eletrobras mostrara que essa megaempresa teria muita dificuldade em acomodar interesses políticos e econômicos historicamente consolidados nas concessionárias estaduais, especialmente no caso daquelas com ativos de geração e transmissão. Apesar do intenso debate sobre a reforma do mercado elétrico brasileiro entre as concessionárias monopolistas, não emergiu qualquer proposta consistente para a reforma⁶.

O ambiente econômico da década de 1990 favoreceu a adoção de uma proposta similar à das liberalizações elétricas adotadas no resto do mundo. A cadeia produtiva elétrica foi desverticalizada nas suas quatro etapas (geração, transmissão, distribuição e comercialização), para viabilizar a introdução da concorrência na geração e na comercialização de energia. As redes de transporte permaneceram operadas no regime monopolista, porém ficou determinado o livre acesso a essas redes para geradores e consumidores contratarem seus fluxos energéticos. Foi criado um mercado atacadista de energia onde geradores, distribuidoras, comercializadores e grandes consumidores pudessem negociar seus fluxos energéticos. Dessa forma, os consumidores passaram a ter papel ativo na coordenação do mercado elétrico, e os geradores passaram a competir para atender à demanda de serviços elétricos dos consumidores. A redefinição dos *direitos de propriedade* dos

⁶ Em 1988, as concessionárias elaboraram o Plano de Revisão Institucional do Setor Elétrico sem que tenha sido oferecida solução econômica satisfatória para os problemas setoriais.

agentes foi profunda, e a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) passou a exercer papel central na regulação desses direitos.

4. Distribuição e comercialização

As distribuidoras de energia preservaram os *direitos de propriedade* sobre seus ativos, porém perderam o poder de monopólio no suprimento de energia para os grandes consumidores de energia (demanda superior a 3MW) vinculados à sua rede de transporte. Esses consumidores (denominados livres) passaram a poder contratar diretamente com geradores e comercializadores seu suprimento de energia. Geradores e consumidores livres passaram a pagar uma tarifa fixada pela Aneel no regime preço teto incentivado pelo uso das redes de transporte das distribuidoras⁷.

Os demais consumidores (denominados cativos) deveriam permanecer *temporariamente* (!) subordinados ao poder monopolista das concessionárias, com tarifas fixadas pela Aneel também no regime preço teto incentivado. Paulatinamente, a liberdade de escolha do seu gerador seria granjeada a esses consumidores, liberalizando progressivamente as relações contratuais entre geradores e consumidores⁸. A figura jurídica do comercializador de energia foi introduzida para intermediar as relações contratuais entre geradores e consumidores de energia.

O livre acesso de geradores e consumidores às redes de transporte modificou radicalmente a coordenação do mercado elétrico. Os consumidores livres passaram a exercer papel ativo nessa coordenação ao definir de quais geradores estão dispostos a adquirir o suprimento de seus serviços elétricos. Por outro lado, os geradores, ao competirem para atender à demanda dos consumidores (livres e cativos), pas-

⁷ Nesse regime, o regulador estabelece a tarifa vigente durante certo período, especificando um indicador que incentive a concessionária a reduzir sua tarifa ou a melhorar a qualidade de seus serviços.

⁸ A progressão da liberdade de escolha do seu gerador para os consumidores cativos foi interrompida no governo Lula. Atualmente, está em tramitação no Congresso Nacional um projeto de lei que pretende dar continuidade a esse processo.

saram a assumir os riscos das escolhas das centrais para atender a essa demanda. Nessa nova organização do mercado elétrico, as expectativas quanto ao preço da energia ofertada ao mercado elétrico pelo parque gerador passaram a ter papel dominante na dinâmica da sua operação e da sua expansão.

5. Transmissão

As concessionárias de transmissão passaram a delegar os *direitos de propriedade* relativos ao uso de seus ativos ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), permanecendo com a obrigação de mantê-los disponíveis para o uso desse operador⁹. Em contrapartida, as empresas de transmissão têm remunerada a *disponibilidade* de seus ativos com base nas receitas outorgadas em leilões que são organizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e conduzidos pela Aneel. Dessa forma, apenas os riscos econômicos associados à construção e manutenção permanecem com as concessionárias dessas linhas¹⁰.

As empresas de transmissão têm papel passivo na coordenação da operação e da expansão do sistema de transmissão. A coordenação da operação desse sistema é realizada pelo ONS, que assume os custos operacionais e os riscos dessa operação, repassando esses custos para as tarifas dos consumidores. A coordenação da expansão é realizada pela EPE, que especifica as condições para a participação dos investidores nos leilões de linhas de transmissão organizados pela Aneel.

É importante notar que, apesar de a programação da expansão ser determinativa, esta somente ocorre quando os agentes consideram que as condições ofertadas

⁹ O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos. O Operador Nacional é constituído por empresas de geração, transmissão, distribuição e consumidores livres de grande porte. Também participam importadores e exportadores de energia, além do Ministério de Minas e Energia (MME).

¹⁰ Ainda que a operação em si da linha não imponha riscos para as concessionárias de transmissão, elas são punidas quando não respeitam os padrões de qualidade de funcionamento de suas linhas (taxa limite de indisponibilidade, por exemplo).

nos leilões remuneraram adequadamente seus investimentos. O descompasso entre a entrada em operação das centrais e das linhas de transmissão necessárias para colocar a sua energia no mercado consumidor é uma das consequências econômicas negativas, porém não a única, dessa sistemática de coordenação da expansão.

Os *custos de transação* criados por essa sistemática de coordenação do sistema de transmissão são perceptíveis e recorrentes: (i) atrasos na execução dos projetos de expansão reduzem a eficiência econômica de linhas de transmissão existentes; (ii) deterioração do desempenho das linhas de transmissão ao longo do contrato de concessão devido à falta de incentivos para investimentos adicionais; (iii) em certas circunstâncias, insuficiência da capacidade de transmissão para conectar geradores e consumidores, provocando a ociosidade forçada de investimentos realizados na geração, enquanto, em outras circunstâncias, a capacidade de transmissão fica inativa. A continuada elevação do custo unitário da transmissão (R\$/MWh) tem sido o corolário dessa sistemática de alocação e repartição dos *direitos de propriedade* do sistema de transmissão.

Nos mercados elétricos liberalizados, a concessionária monopolista regulada no regime preço teto incentivado tem sido a solução mais recorrente para a coordenação tanto da operação quanto da expansão do sistema de transmissão. Essa solução garante a sinergia necessária entre as equipes de manutenção das linhas e a compatibilidade dos equipamentos utilizados pela concessionária, sem que seja necessária a intervenção do regulador setorial. No Brasil, a preocupação com a minimização dos riscos dos projetos induziu a balcanização do sistema de transmissão entre diversas empresas, sem que fosse dada a necessária atenção aos seus efeitos econômicos no longo prazo, apontados acima.

A experiência com a balcanização do sistema de transmissão nos indica que ela não oferece condições favoráveis para a melhoria da eficiência econômica da máquina elétrica brasileira. A diversidade das situações geoeconômicas do território brasileiro sugere que a criação de monopólios territoriais regionais é a

melhor alternativa para equacionar os problemas apontados acima¹¹. Esses monopólios territoriais teriam a responsabilidade de coordenar tanto a operação quanto a expansão do sistema de transmissão em sua região. Apenas a coordenação dos fluxos energéticos entre as empresas regionais de transmissão ficaria sob a supervisão da Aneel e o controle do ONS. Diferentemente do que ocorre atualmente, a expansão do parque gerador ficaria condicionada pelo programa de expansão da transmissão.

As concessionárias regionais manteriam o direito de propriedade sobre seus ativos, sujeito à regulação pelo preço teto incentivado. Nessa situação, elas ficariam responsáveis pela gestão tanto da operação quanto da expansão de suas redes de transmissão, porém os custos eventuais provocados por atraso na construção de linhas e subestações, bem como por falhas na operação da rede existente, não seriam repassados para os geradores, tampouco para os consumidores atuantes em seu território. Essa solução tem o mérito de permitir acomodar os problemas políticos e econômicos decorrentes da diversidade de situações da economia brasileira. Ela viabilizaria também a exploração de sinergias regionais na gestão dos ativos de transmissão (equipes de manutenção, contratação de serviços de apoio etc.).

A interligação entre os sistemas regionais de transmissão seria objeto de programa de expansão *determinativo* do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que combinaria critérios econômicos (minimização de custos) e geopolíticos. Esse programa seria executado por meio de parcerias entre as empresas regionais e regulado pela Aneel também no regime preço teto incentivado. A oferta de incentivos regulatórios seria o principal instrumento adotado para promover as fusões e as aquisições necessárias para a progressão das empresas de transmissão existentes em monopólios regionais. Nessa nova situação, os *custos de transação* do sistema de transmissão ficariam limitados aos fluxos de energia entre os monopólios regionais.

6. Geração

A coordenação da operação do parque gerador é conduzida por um *cartel* de geradores legalmente organizado em torno do ONS¹². Os geradores delegam ao operador a escolha do momento e da intensidade em que suas centrais são despachadas para atender à demanda dos consumidores. O ONS coordena o despacho *econômico* (!) das centrais com o apoio de modelos computacionais que buscam atender à demanda de energia colocada pelos consumidores na rede de transmissão com a meta de minimização dos custos operacionais do parque gerador¹³. Tanto os geradores quanto os consumidores têm papel passivo na gestão do despacho do parque gerador¹⁴.

Os geradores participantes do *cartel* detêm os *direitos de propriedade* da energia gerada pelo conjunto de centrais. A maior parte dessa energia é distribuída pelas centrais participantes do *cartel* com base em garantias físicas (GFs) outorgadas pela União no momento de suas respectivas concessões¹⁵. Essa parcela pode ser comercializada em contratos de longo prazo com consumidores ou distribuidoras de energia.

Além de sua GF, as hidrelétricas participantes do *cartel* podem produzir eventualmente outra parcela, denominada energia *secundária*. Esta segunda parcela deve necessariamente ser comercializada pelas hidrelétricas no mercado de curto prazo, no preço do momento do despacho do parque gerador. Esse preço, denominado preço de liquidação de diferenças (PLD), é utilizado para determinar os custos de

fluxos elétricos não contratados pelos agentes. Os contratos permitem a geradores e consumidores mitigarem os riscos da flutuação do preço da energia no mercado de curto prazo (PLD).

Para participar do *cartel*, as centrais têm a obrigação de provar que apresentam plenas condições operacionais para serem despachadas, *sempre* que seu despacho for decidido pelo ONS (lastro). Para tanto as centrais térmicas necessitam contratar seu suprimento de combustível para operar a plena carga, ainda que seu despacho possa ocorrer intermitentemente. Essa exigência tem como consequência a transferência de riscos do mercado elétrico para o mercado de combustíveis, contaminando a coordenação econômica nesse outro mercado¹⁶.

A EPE define as GFs das centrais do *cartel* com base em cenários para o comportamento futuro do mercado elétrico com o apoio dos mesmos modelos computacionais utilizados para informar o despacho do parque gerador pelo ONS. Como pode ocorrer que a conjuntura hidrológica não permita ao ONS gerar as GFs outorgadas às hidrelétricas no momento da concessão, estas centrais, quando isso ocorre, são obrigadas a comprar energia gerada pelas térmicas no mercado de curto prazo. Dessa forma, os *direitos de propriedade* sobre a energia gerada pelas centrais ficam subordinados às decisões de despacho do ONS. Essa situação tende a criar contenciosos judiciais bastante complexos em períodos hidrológicos desfavoráveis, como ficou evidenciado em 2014 e 2015¹⁷.

A coordenação da expansão do parque gerador é conduzida em leilões articulados em torno de planejamento indicativo realizado pela EPE. Esses leilões são realizados tendo como perspectiva previsões otimistas para a expansão da demanda de energia dos consumidores cativos das distribuidoras (mercado regulado). Esse otimismo é justificado com o argumento de ser economicamente eficiente evi-

¹² Inicialmente, esse *cartel* era composto apenas pelas centrais hidrelétricas. As termelétricas deveriam competir com esse *cartel*. Essa solução esdrúxula para a coordenação do mercado elétrico está na origem da crise do racionamento de 2001. O governo Lula incorporou as termelétricas no *cartel* gerador.

¹³ Os geradores assentados em fontes primárias alternativas renováveis são despachados com base em suas capacidades conjunturais de geração.

¹⁴ O uso de modelos computacionais na determinação do despacho do ONS pretende garantir que não haja interferência de interesses específicos no seu despacho com o objetivo de obter vantagens econômicas.

¹⁵ Um mecanismo financeiro (Mecanismo de Realocação de Energia- MRE) é utilizado pelo *cartel* para compensar as geradoras por déficits e superávits entre a sua energia assegurada e a sua energia efetivamente gerada.

¹⁶ A disponibilidade dos combustíveis para os demais consumidores fica condicionada pelas decisões de despacho das termelétricas pelo ONS.

¹⁷ A Aneel adotou uma regulação específica para equacionar esse problema que repassa os custos desse problema para as tarifas elétricas (Resolução Normativa nº 684/ 2015).

tar riscos de racionamento, ainda que, em consequência, os consumidores cativos tenham que arcar com alguma capacidade de oferta ociosa. Os grandes beneficiários dessa sistemática são os consumidores livres, que não necessitam correr os riscos da necessidade de expansão da máquina elétrica, já que os consumidores cativos garantem a sua expansão.

As centrais hidrelétricas e eólicas participantes nos leilões oferecem preços para suas GFs em contratos com prazos longos de vigência, porém as centrais térmicas oferecem apenas o seu custo operacional nesses leilões. Um artifício contábil (Índice Custo Benefício-ICB) é utilizado para identificar a GF dessas centrais e emular o preço de sua oferta de energia. Esse índice é calculado com base em expectativas para os despachos das centrais térmicas durante a vigência de seu contrato, com o apoio dos mesmos modelos computacionais utilizados pelo ONS em seu despacho e com as expectativas do comportamento futuro do mercado elétrico da burocracia setorial.

Esse artifício econômico pretende oferecer ao leiloeiro condições para justificar sua seleção entre centrais com características técnicas e econômicas radicalmente distintas. Seu corolário é a oferta de *direitos de propriedade* para as térmicas sobre uma parcela da energia gerada pelo ONS, mesmo quando essas centrais não são despachadas. Nessas situações, os reservatórios das hidrelétricas são esgotados precocemente para suprir a energia não gerada pelas térmicas. Essa sistemática regulatória está na origem do esgotamento dos reservatórios hidrelétricos, que tem recorrentemente colocado em risco o suprimento de energia no mercado elétrico brasileiro.

A necessidade de provocar o racionamento de energia em 2001 para recompor níveis adequados nos reservatórios hidrelétricos ofereceu a primeira evidência da obsolescência da coordenação cartelizada do mercado elétrico. No entanto, a resposta adotada para o problema foi o controle governamental da gestão da operação do *cartel* pelo Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE) e da gestão da expansão pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Esse controle permitiu escamotear a obsolescência do *cartel* esgotando os reservatórios hidrelétricos. Porém ele provocou forte elevação nos *custos de transação* setoriais, que foram repassados para o Tesouro e para as tarifas dos consumidores como incrementos nos encargos setoriais (ESS, CDE etc). A judicialização das relações setoriais tornou-se fatal quando Tesouro e consumidores passaram a resistir a novas ofertas de compensações financeiras demandadas pelos agentes do mercado.

Os diversos problemas criados pelos mecanismos atuais de coordenação do parque gerador foram evidenciados pela Aneel em sua nota técnica 238/2015. Entre os mais graves estão as GFs superestimadas e a falta de incentivos para a melhoria do desempenho econômico das centrais elétricas. Esses problemas seriam suficientes para indicar que a solução cartelizada para a gestão do parque gerador está obsoleta.

7. Esboço de um novo mercado atacadista

Nos mercados elétricos, a coordenação econômica tem por objetivo garantir a confiabilidade do suprimento de energia a preços competitivos. No caso brasileiro, essa coordenação está centrada nos *direitos de propriedade* do uso da água. Seu objetivo é a minimização do custo operacional da máquina elétrica, evitando despachos térmicos, porém preservando níveis de água nos reservatórios que evitem o risco de racionamento de energia. E essa tarefa deve ser cumprida tendo presente que a água tem usos mais nobres que a geração de eletricidade. Portanto, ela deve necessariamente ficar subordinada às decisões da Agência Nacional de Água (ANA) quanto aos usos consuntivos da água.

A solução atual para a coordenação econômica do mercado elétrico brasileiro é fruto da decisão de preservar os mecanismos utilizados na coordenação do uso da água desenvolvidos durante o período monopolista estatal. No momento da liberalização do mercado elétrico, estudo elaborado no GCOI indicou o risco de perdas de até 25% na oferta assegurada (firme) de energia ao mercado consumidor, caso as centrais hidrelétricas passassem a decidir autonomamente o momento e a intensidade de seu despacho.

Caso isso ocorresse, a liberalização do uso da água teria como consequência uma forte desvalorização dos ativos hidrelétricos existentes, situação que reduziria o seu preço durante as privatizações. Ela reduziria também, significativamente, a atratividade econômica do vasto potencial hidrelétrico ainda não aproveitado, especialmente aquele localizado na Amazônia, situação que conflitava com interesses geoeconômicos da época. Os interesses estabelecidos em torno das hidrelétricas se mobilizaram para evitar que a liberalização do mercado os obrigasse a sair da situação confortável de repasse dos riscos econômicos da gestão da água para passar a assumir esses riscos no mercado liberalizado. A sistemática de gestão do período monopolista foi preservada.

A coordenação do uso da água é fundada em diversas expectativas, entre as quais se destaca o comportamento futuro da pluviometria. Porém este não é a única variável relevante na definição do valor econômico da água disponível para a geração hidrelétrica que, é importante notar, tende a ser decrescente na medida em que a urbanização e a modernização da atividade agrícola ampliam seus usos consuntivos! A evolução da demanda de energia, as flutuações nos preços dos combustíveis, os ventos nos parques eólicos, a expansão da rede de transmissão e a entrada em operação de novas centrais são também variáveis bastante relevantes. Obviamente, os agentes do mercado elétrico têm percepções bastante distintas quanto ao comportamento desse conjunto de variáveis.

É fácil perceber que formular um cenário consensual para o comportamento do conjunto dessas variáveis não é tarefa factível. É praticamente inexorável que as expectativas da burocracia setorial não se confirmem e que, portanto, seu gerenciamento *ótimo* (sic) dos riscos associados à gestão do uso da água seja inadequado. As duas décadas de experiência com o uso de modelos computacionais alimentados com expectativas da burocracia setorial deixaram claro que esse mecanismo de coordenação de expectativas mantém o mercado elétrico oscilando entre períodos de abundância no suprimento elétrico que são sucedidos por períodos de extrema escassez.

Nos períodos de abundância, o suprimento de energia é oferecido abaixo de seu custo de oportunidade, porém o preço da energia supera largamente seu custo de oportunidade nos períodos de escassez. A experiência histórica nos ensina que as perdas econômicas nos períodos de escassez são muito superiores aos ganhos dos períodos de abundância. E a repartição desses custos e benefícios é também bastante ineficiente: os preços baixos dos períodos de abundância são em grande medida aproveitados pelos consumidores livres, enquanto os preços elevados dos períodos de escassez são repartidos entre consumidores livres, cativos e o Tesouro!

É importante reconhecer que o mercado elétrico sofreu radical transformação desde que a sua reforma liberalizante foi deslançada na década de 1990. Naquele, então, e as termelétricas tinham seu despacho limitado à complementação do despacho hidrelétrico nos períodos de forte estiagem. As tarifas eram fixadas com base em custos médios de períodos passados, e os consumidores não tinham qualquer incentivo tarifário para alterar seu padrão de consumo. Esse ambiente favoreceu a centralização da identificação e da repartição dos riscos do mercado elétrico na burocracia setorial.

A realidade atual é radicalmente distinta. As novas centrais hidrelétricas não possuem reservatórios relevantes, as centrais eólicas já são parte significativa do parque gerador, boa parte das centrais térmicas é despachada para atender a base da curva de carga e os reservatórios hidrelétricos deixaram de ser utilizados em regime plurianual. A sobreoferta de energia que sucedeu o período de racionamento e as medidas regulamentares adotadas após a crise do racionamento do início da década passada interromperam o processo de liberalização do mercado atacadista de energia iniciado no final do século passado¹⁸. Essas medidas permitiram escamotear por algum tempo os problemas da coordena-

¹⁸ Organização do mercado em dois segmentos distintos (regulado e livre), obrigação de lastro para as térmicas, criação da EPE e do CMSE, leilões de energia para o mercado regulado, energia de reserva.

ção econômica do mercado elétrico brasileiro, porém provocaram forte elevação dos seus *custos de transação*¹⁹.

Os *custos de transação* do mercado elétrico estão dispersos em diversos regulamentos que procuram equacionar demandas específicas de situações regionais, grupos empresariais e situações sociais. A maior parte desses custos são carregados cobertos com encargos setoriais, porém eles estão também presentes no exótico mecanismo das bandeiras tarifárias²⁰ e na repactuação do risco hidrológico das centrais hidrelétricas recentemente implementado pela Aneel. Não é surpreendente que esse ambiente seja indutor da judicialização da coordenação do mercado elétrico.

A refundação dos mecanismos de coordenação do mercado elétrico é indispensável para que a máquina elétrica brasileira volte a cumprir seu histórico papel difusor de desenvolvimento econômico. Ainda que o *despacho técnico* do parque gerador deva necessariamente permanecer coordenado pelo ONS para preservar as condições operacionais da máquina elétrica, o seu *despacho econômico* não pode continuar sendo governado pela burocracia setorial, como ficou claramente explicitado na Nota Técnica 238 da Aneel. É fundamental reconhecer que a burocracia setorial não é capaz de coordenar o gerenciamento dos riscos desse mercado. Esses riscos são governados por um conjunto diversificado de expectativas que somente os agentes do mercado podem identificar e mitigar.

Como se verifica em outros mercados elétricos liberalizados, a identificação dos riscos dessa gestão bem como a repartição de seus custos e benefícios podem ser realizadas delegando às concessionárias os *direitos de propriedade* sobre a energia resultantes de sua decisão de despacho. Nesses mercados, o despacho econômico

¹⁹ Um bom indicador desses custos é a existência de uma quinzena de associações empresariais setoriais que atuam em Brasília para minimizar os impactos desses custos na vida econômica de seus associados.

²⁰ Reconhecendo que os sinais de preço oferecidos pelos modelos computacionais não refletem os custos de oportunidade da energia, a Aneel criou esse artifício tarifário para aproximar as tarifas desses custos. Na prática, essas bandeiras operam como fonte de receita extraordinária para as distribuidoras para compensar boa parte de seus *custos de transação*.

do parque gerador é realizado com base em ofertas de curvas horárias (quantidades e preços) dos geradores e dos consumidores (mercados livre e regulado), situação que permite identificar o custo de oportunidade da energia percebido pelos agentes do mercado elétrico.

No caso brasileiro, é preciso ter atenção para as dificuldades provocadas para a *coordenação econômica* derivadas da forte presença de centrais hidrelétricas no parque gerador. Para garantir os usos consuntivos prioritários da água, a ANA deve determinar níveis anuais de água (mínimo e máximo) que devem ser preservados nos reservatórios para os esses usos. Após a fixação desses limites, caberia ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabelecer que uma parcela da água disponível para a geração de eletricidade seja preservada para mitigar o risco de racionamento provocado pelo esgotamento precoce dos reservatórios. A parcela de água restante poderia ser utilizada livremente pelas concessionárias na sua oferta competitiva de energia no mercado atacadista.

Essa regulamentação garantiria os usos prioritários da água para a sociedade, mitigaria o risco de racionamento e ofereceria às concessionárias o controle da gestão dos riscos econômicos do despacho de suas centrais. Para evitar que os benefícios econômicos da concorrência do parque gerador não sejam superados pela elevação nos *custos de transação*, a coordenação do uso da água nas centrais hidrelétricas situadas em uma mesma bacia hidrográfica poderia ser negociada e apresentada conjuntamente para o despacho do ONS. Fusões e aquisições de centrais atuantes em uma mesma bacia hidrográfica seriam incentivadas para reduzir os custos desse processo.

Objetivando facilitar o aprendizado dessa nova sistemática de coordenação pelos agentes, as curvas de oferta e de demanda de energia seriam informadas ao ONS com dois dias de antecedência do dia de despacho. Com base nessas ofertas, a CCEE calcularia sua expectativa para os preços horários da energia no dia programado. Divulgadas essas expectativas, os agentes poderiam eventualmente revisar suas curvas de oferta e de demanda para o dia seguinte. Essas propostas definitivas

seriam utilizadas pelo ONS para programar o despacho, sendo obedecido o mérito das curvas declaradas. Na programação do despacho do parque gerador, o ONS demandaria a disponibilidade de uma parcela adicional da capacidade instalada para um eventual despacho não programado (margem de reserva).

A função objetivo da programação do ONS seria a minimização do custo da operação da máquina elétrica com base nos despachos definitivos *programados por geradores e consumidores*. As propostas definitivas de despacho dos agentes seriam utilizadas pela CCEE para calcular as quantidades despachadas e os preços horários de curto prazo usados na liquidação dos fluxos de energia contratados e não contratados. Todo consumo de energia acima da demanda informada à CCEE pagaria uma forte penalidade adicional ao preço de curto prazo, como ocorre atualmente, para evitar comportamentos oportunistas dos agentes. Os geradores despachados para atender a demandas não previstas seriam remunerados em função dos preços de sua curva de oferta, como ocorre atualmente.

Essa proposta aceita que a experiência do despacho econômico *ótimo* produzido por expectativas da burocracia setorial para as condições do mercado elétrico fracassou. O despacho “ótimo” deve brotar da diversidade de percepções das condições do mercado elétrico dos agentes que nele atuam. Obviamente, essa proposta provocaria o abandono do conceito de energia assegurada, das GFs e do MRE. Os riscos hidrológicos deixariam de ser administrados pelo CMSE, passando a ser geridos pelos agentes do mercado.

Para dar continuidade à liberalização do mercado elétrico, a contratação bilateral de energia seria ampliada e estimulada. A proposta de portabilidade das contas elétricas atualmente em debate no Congresso Nacional seria introduzida na regulação setorial²¹, e a CCEE criaria um conjunto de contratos padrão com diferentes prazos de vencimento com liquidação diária. Esses contratos deveriam ser estruturados em moldes similares aos adotados com sucesso em outros mercados elétricos libe-

ralizados para garantir sua liquidez. Deveria ser estabelecido um prazo razoável para que todos os consumidores possam decidir com liberdade com quem contratar seu suprimento de energia.

A questão da renda hidráulica merece particular atenção. As centrais hidrelétricas operam concessões outorgadas pela União para o uso de um *bem público*. Como tal, é razoável exigir que essas centrais devam ressarcir a União pelo uso desse bem. Ocorre que as centrais hidrelétricas são ativos econômicos muito diferenciados entre si, com custos de construção e operação também muito diversificados. Esses custos dependem das dificuldades do licenciamento, das condições geológicas do sítio, das limitações impostas pela ANA para os usos da água, etc. Por outro lado, as receitas da central dependem do comportamento do mercado elétrico. Dessa forma, é muito difícil determinar a renda hidráulica associada a centrais hidrelétricas no momento de sua outorga. Uma solução alternativa é estimá-la durante o seu período de operação. Para tanto, a energia dessas centrais seria comercializada exclusivamente no mercado de curto prazo no seu custo de oportunidade e sua remuneração seria realizada com base no custo do seu serviço, com tarifas incentivadas²².

As concessionárias repassariam as diferenças entre o preço de mercado e o custo do seu serviço para um fundo de renda hidráulica. Como o preço da energia no curto prazo é, em média, superior ao custo do serviço, a receita líquida desse fundo será positiva, podendo seu saldo ser destinado a programas vinculados ao sistema elétrico, tais como o financiamento de projetos de interesse nacional ou a oferta de subsídios a consumidores de baixa renda. Para incentivar o gerador hidráulico a vender sua energia a preço superior ao custo do seu serviço (e, dessa forma, incrementar a renda hidráulica!), ele receberia uma parcela da renda hidráulica.

²¹ Projeto de lei 1917/2015.

²² Caberia à Aneel determinar o custo do serviço das hidrelétricas.

A ampliação da capacidade instalada com centrais térmicas alimentadas com gás natural suprindo energia na base da curva de carga é essencial para garantir a confiabilidade do suprimento de energia. A obrigação de lastro é um forte desincentivo econômico para a ampliação dessa capacidade. No entanto, é razoável exigir que as centrais térmicas apresentem a garantia de condições para serem despachadas como pré-requisito para a oferta de energia no mercado atacadista.

A exigência de contratos de suprimento de combustível com prazo trimestral de vigência poderia ser suficiente para evitar comportamentos oportunistas desses geradores. Paralelamente, é essencial avançar na liberalização do mercado de gás natural, sobretudo criando condições favoráveis para a entrada de novos agentes nesse mercado.

Referências bibliográficas

Coase, RH (1988), *The Firm, the Market and the Law*, University of Chicago Press

Christensen, LR e Greene, WH (1976), *Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation*, in *Journal of Political Economy*, Chicago University Press

David, PA e Wright, G (1999), *General Purpose Technologies and Surges in Productivity: Historical Reflections on the Future of the ICT Revolution*, Discussion Papers in Economic and Social History, University of Oxford

Dias Leite, A (1997), *A Energia do Brasil*, Editora Nova Fronteira, Rio de Janeiro

Dixit, A e Pindyck, R (1994), *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press

Hart, O (1995), *Firms, Contracts, and Financial Structure*, New York: Oxford University Press, USA.

Hunt, S. e Shutelworth, G (1996), *Competition and Choice in Electricity*, West Sussex: Wiley

Kahn, A (1988), *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, Cambridge: MIT Press.

de Oliveira, A (1992), *Electricity System Performance: Options and Opportunities for Developing Countries*, COPED/CEC, Luxemburgo

de Oliveira, A (2007), *The Political Economy of the Brazilian Power Industry*, in Victor, D. and Heller, T, *Economy of the Power Sector Reform*, Cambridge University Press, 2007

de Oliveira, A (2015), *Liberalização Interrompida*, Revista USP, no 104

Stoft, S (2002), *Power System Economics*, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Wiley and Sons, New York

Surrey, J (1996), *The British Electricity Experiment*, Earthcan Publication, London