

A DEFINIÇÃO DE MERCADO RELEVANTE DE GERAÇÃO DE ENERGIA SOB AS REGRAS DO NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

*Maria Eugênia Novis**

1. Introdução

As alterações promovidas pelo governo federal no arcabouço regulatório do setor elétrico após a grave crise de suprimento de 2001 modificaram substancialmente a forma de comercialização de energia elétrica no País. Tais medidas, que por óbvio causaram impacto sobre a concorrência no setor, devem necessariamente ser levadas em consideração pelos órgãos do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (SBDC) na análise de concentrações e condutas anticoncorrenciais.

Uma vez que a definição de mercado relevante é a ferramenta analítica essencial de que esses órgãos dispõem, este texto propõe-se a discutir a aplicação dos princípios que norteiam tal definição ao mercado de geração de energia elétrica, bem como a avaliar criticamente a adequação da definição de mercado relevante adotada pelos órgãos do SBDC em casos recentes.

Uma definição incompatível com os princípios basilares da regulação setorial que amplie ou restrinja demasiadamente a dimensão material e espacial em que se processam as relações de concorrência entre os geradores embute riscos não triviais. De fato, ela pode causar sérias distorções na avaliação das consequências de certas operações societárias ou práticas comerciais e, em circunstâncias extremas, até mesmo desestimular novos investimentos em um setor essencial para o desenvolvimento do País, notoriamente carente de recursos.

Para cumprir seu objetivo, este texto sintetiza as principais mudanças ocorridas na regulação setorial em décadas recentes, para então percorrer os fundamentos teóricos da definição de mercado relevante e, por fim, avaliar como se daria a sua correta aplicação na prática, o que é feito mediante análise da nova definição adotada pelo SBDC.

* Advogada, mestre em International Business Law pela Universidade de Leiden”.

2. Evolução recente do setor elétrico no Brasil

O exercício a ser empreendido não poderia prescindir de uma breve recapitulação de tema de conhecimento geral: os problemas e as grandes transformações pelas quais o setor de energia elétrica passou nas duas últimas décadas no Brasil. O modelo baseado predominantemente na atuação do Estado como empreendedor enfrentou sérios problemas decorrentes da ausência de investimentos significativos em novos empreendimentos, o que acarretou déficits crescentes de geração de energia e, conseqüentemente, insegurança quanto ao suprimento futuro da demanda.

Com o programa de privatização levado a efeito na década de 1990 o monopólio estatal foi substituído por um novo modelo, assentado no estímulo a investimentos privados nas atividades de geração e comercialização de energia – as únicas na cadeia produtiva que não constituem monopólios naturais –,¹ sobre as quais o Estado passou a desempenhar o papel de regulador. No que diz respeito àquela primeira atividade, as mudanças visavam atrair empresas para aumentar a capacidade geradora do parque elétrico nacional, garantir eficiência técnica e econômica na aplicação de recursos financeiros, assegurar a confiabilidade do sistema e ainda estimular a concorrência entre geradores para atingir a modicidade tarifária.

Mudanças de tal magnitude exigiam a criação de uma estrutura regulatória que viabilizasse os investimentos privados e, ao mesmo tempo, impedisse que o setor elétrico ficasse à mercê de variações de mercado e estratégias empresariais não necessariamente alinhadas ao interesse público.

A grande reforma do setor iniciou-se com a edição da Lei 8.631, de 4 de março de 1993, que previu bilaterais de suprimento entre geradores e

¹ A cadeia produtiva de energia elétrica divide-se em geração, transmissão, distribuição e comercialização. A geração é o processo de criação de eletricidade pelas usinas mediante processamento de diversas fontes de energia. Essa atividade é objeto de concessão, autorização ou permissão da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel. A transmissão consiste no envio de energia elétrica em alta tensão (geralmente acima de 230 KV) do local de geração até estações de rebaixamento de tensão, para evitar perdas no trajeto e possibilitar o rebaixamento de tensão para consumo. A distribuição consiste no transporte de energia das estações de rebaixamento até os consumidores finais. Por fim, a comercialização consiste na intermediação financeira das operações de compra e venda de energia elétrica no atacado. Em virtude de especificidades técnicas, elevados custos fixos e custos marginais mínimos, as atividades de transmissão e distribuição de energia têm características típicas de monopólios naturais.

distribuidoras nos quais seriam identificadas quantidades a serem supridas, bem como preços e regras de intercâmbio. Outro marco da reforma foi a edição da Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, que criou as figuras do Produtor Independente de Energia (PIE) e do consumidor livre. O primeiro atua na atividade de geração com intuito puramente comercial, sem se submeter ao regime de serviço público, e pode vender sua energia a consumidores livres, definidos como todos aqueles que atinjam determinados patamares de consumo ou carga.² A fim de estimular a concorrência na geração de energia elétrica, a Lei 9.648, de 27 de maio de 1998, permitiu às distribuidoras escolher os geradores com os quais contratar e negociar livremente os preços de suprimento.

Aquele período foi marcado por profundas transformações institucionais, dentre as quais se destacam a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), do Operador Nacional do Sistema (ONS) e do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). À primeira competia, como órgão regulador, regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e a comercialização de eletricidade. Já o ONS foi incumbido de coordenar e controlar a operação de geração e transmissão de energia, passando a executar o chamado despacho centralizado do Sistema Interligado Nacional (SIN), pelo qual se determina que geradores produzirão energia a cada momento e para onde esta deverá fluir. Por fim, o MAE foi criado para intermediar as operações de compra e venda de energia elétrica tanto entre geradores e distribuidoras quanto entre PIE e consumidores livres. Funcionava principalmente como um mercado de curto prazo ou *spot*, no qual distribuidoras e geradores compensavam os déficits ou superávits de energia elétrica em relação à previsão dos contratos bilaterais – que ocorriam por força do sistema de despacho centralizado – a um preço correspondente ao custo marginal do sistema.

A gravíssima crise de suprimento que se abateu sobre o País em 2001 tornou evidente a necessidade não apenas de introduzir mudanças ainda mais profundas no ambiente de competição entre geradores e nas regras de comercialização de energia, mas também de diversificar a matriz elétrica brasileira. Diante do famigerado “apagão”, o governo federal concluiu que a garantia de estabilidade no fornecimento de energia aos consumidores finais dependia essencialmente da redução da exposição do setor elétrico a ciclos

² A categoria dos consumidores livres está prevista nos artigos 15 e 16 da Lei 9.074/1995 e abrange os consumidores cuja demanda contratada totalize no mínimo 3 MW e tensão mínima de suprimento de 69 KW.

hidrológicos desfavoráveis. Para isso era preciso estimular a utilização de fontes alternativas de energia, como pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e usinas eólicas,³ e, principalmente, aumentar a participação da geração térmica na matriz elétrica nacional.

Para viabilizar a construção e a operação de usinas termelétricas e garantir a modicidade tarifária, a segurança do suprimento e a alocação ideal de riscos hidrológicos, as Leis 10.847 e 10.848, ambas de 15 de março de 2004, e o Decreto 5.163, de 30 de julho do mesmo ano, deram início à implantação do que se convencionou denominar *novo modelo do setor elétrico*, erguido sobre dois pilares: a operação integrada de uma matriz hidrotérmica e a contratação predominante de energia em ambiente regulado.

3. As bases do novo modelo do setor elétrico

3.1 Operação da matriz hidrotérmica

A hidrografia brasileira privilegiada induziu naturalmente à formação de uma matriz elétrica essencialmente hídrica.⁴ A expansão da atividade econômica e da demanda por eletricidade no País, entretanto, colocou em xeque a adequação dessa matriz. Apesar de as usinas hidrelétricas permitirem a armazenagem de energia em seus reservatórios para uso futuro, sua energia natural afluyente (ENA), isto é, a quantidade de eletricidade que pode ser gerada pelo parque com a água que chega às centrais, está sujeita a fortes variações sazonais que tendem a causar problemas de abastecimento.

³ Dentre tais mudanças destaca-se a instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) pela Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, regulamentada pelo Decreto 5.025, de 30 de março de 2004. O Proinfa pretendia ampliar a matriz energética brasileira para evitar o deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas e diminuir a possibilidade de ocorrência de uma nova crise, pelo aumento da participação de empreendimentos concebidos com base em fonte eólica, biomassa e PCH no SIN.

⁴ Predominam atualmente no País as usinas de fonte hidráulica, o que se justifica pela alta capacidade de utilização dos nossos afluentes, aliada à escassez de combustíveis e ao custo de sua utilização. Dos empreendimentos de geração atualmente em operação, a matriz hidrelétrica perfaz 71%; o gás aproximadamente 10,4%; o óleo diesel e residual 4%; a biomassa 3,6%; a energia nuclear 1,9%; o carvão mineral 1,3%; e a energia eólica aproximadamente 0,2%. Fonte: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>>.

A crise de 2001 permitiu extrair lições importantes sobre o funcionamento do sistema elétrico brasileiro. Em primeiro lugar, esclareceu que muitos consumidores podem modificar seus hábitos de consumo caso recebam sinal claro quanto ao custo de oportunidade de seu suprimento elétrico. Além disso, mostrou que a interligação dos subsistemas regionais criou vulnerabilidades nos períodos de escassez de chuvas, principalmente quando são afetadas as regiões Sudeste e Centro-Oeste, onde se concentra a capacidade de armazenagem de energia do sistema elétrico.

Aquela experiência também evidenciou que o País carecia de um parque térmico adequado para suprir a demanda em períodos de estiagem. Essa alternativa – perseguida desde o final da década de 1990 com o Programa Emergencial de Termelétricas, posteriormente ampliado e designado Plano Prioritário de Termelétricas – era vital para evitar novo colapso do abastecimento, na medida em que o combustível utilizado nas centrais térmicas opera como um reservatório adicional àquele das hidrelétricas,⁵ permitindo a geração de energia em períodos de ENA desfavorável. Desse modo, as centrais termelétricas consolidaram-se como a melhor opção para dotar o sistema da necessária confiabilidade de suprimento.

A crise demonstrou, sobretudo, que o modelo regulatório em vigor era absolutamente inadequado para promover a expansão do parque térmico.⁶ Até aquele momento, as centrais termelétricas podiam optar entre funcionar como reservatórios das hidrelétricas, sujeitando-se ao despacho do ONS, ou declarar sua inflexibilidade, situação em que funcionavam continuamente e abdicavam da possibilidade de reduzir seus custos operacionais mediante aquisição da energia secundária das hidrelétricas no mercado *spot* para honrar seus contratos de fornecimento.⁷

⁵ A definição da proporção ideal entre os dois tipos de reservatório sob o ponto de vista econômico depende não apenas dos custos diretos incorridos na construção e operação de centrais hidrelétricas e termelétricas, mas também do modelo adotado na gestão de incertezas quanto à ENA e às condições de suprimento de combustíveis. Sobre essa questão, ver: OLIVEIRA, Adilson de. Mercado elétrico: centralizar a gestão de riscos? *Regulação e concorrência no Brasil – governança, incentivos e eficiência*. Instituto de Pesquisas Econômicas Aplicadas – IPEA, 2007, p. 227.

⁶ Ver OLIVEIRA, Adilson de, op. cit., p. 239.

⁷ De acordo com o modelo criado no início da década de 1990, no momento da outorga da concessão às centrais hidrelétricas estas recebiam certificados com uma quantidade de energia assegurada com base em sua potência instalada. Somente a energia assegurada podia ser oferecida nos contratos de longo prazo livremente negociados

Como os investidores privados optaram em sua maioria pela inflexibilidade, deixou-se de gerar grande quantidade de energia hidrelétrica secundária no sistema para consumir gás natural para a geração térmica, em clara demonstração de ineficiência alocativa. Como se não bastasse, aquele modelo produziu prejuízo ainda maior: a quebra da confiabilidade de suprimento nos períodos de estiagem em virtude do número insuficiente de centrais termelétricas flexíveis.

Os problemas aqui sintetizados revelaram a necessidade premente de instituir regras que permitissem estruturar a gestão combinada dos reservatórios das hidrelétricas com os reservatórios de gás natural e centralizar a administração do risco hidrológico nas mãos do governo federal. Para atingir tais objetivos, o novo modelo do setor elétrico precisava de um arcabouço regulatório que viabilizasse a integração das matrizes hídrica e térmica em uma estrutura coesa de geração, com efetiva substituíbilidade entre suas usinas.

Esse arcabouço foi criado com a reestruturação do mercado mediante a comercialização de energia elétrica em leilões, a estipulação de contratos diferenciados para hidrelétricas e termelétricas e a sujeição das centrais térmicas com potência líquida disponibilizada para o SIN superior a 30 MW ao sistema de despacho centralizado, como será detalhado a seguir.

3.2 Contratação de energia em ambiente regulado

Com o intuito de estabelecer regras claras, estáveis e transparentes para estimular os investimentos privados na atividade de geração, o novo modelo do setor elétrico instituiu dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). No primeiro comercializa-se a energia elétrica destinada às concessionárias de distribuição; no segundo, aquela destinada a suprir a demanda dos consumidores livres.

Em ACR as operações de compra e venda entre geradores e distribuidoras são efetuadas mediante licitação na modalidade leilão, tanto para novos empreendimentos como para empreendimentos existentes. Os leilões de energia são promovidos de acordo com regras emanadas pelo Ministério das

com os consumidores. A energia extra ou secundária podia ser comercializada apenas no mercado de curto prazo, cujos preços eram ditados por modelos computacionais desenvolvidos pelo ONS.

Minas e Energia (MME) e pela Aneel ou, por delegação desta, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) – órgão que substituiu o MAE na estrutura institucional do novo modelo.

Os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos obedecem a várias etapas.⁸ Em primeiro lugar, os empreendedores privados que desejarem atuar na geração de energia elétrica apresentam projetos de usinas à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cuja competência abrange principalmente a elaboração de estudos sobre a matriz energética e o aproveitamento dos recursos hidráulicos, o desenvolvimento de planos de expansão de geração e transmissão de energia e a elaboração de estudos de impacto ambiental e social de novos empreendimentos.⁹

Paralelamente, as distribuidoras declaram ao MME sua necessidade de compra de energia para atendimento do respectivo mercado no prazo de um, três ou cinco anos. Com base nessas declarações, o MME define qual o mercado total a ser suprido pelos leilões.¹⁰ O MME define também, com base nos estudos promovidos pela EPE, o preço-teto de cada produto que será leiloado, entendido este termo como energia proveniente de matriz hídrica (usinas hidrelétricas e PCH) e outras fontes (usinas termelétricas e eolielétricas). Uma vez estipulados preço e demanda, a EPE divulga quais dos projetos analisados estão habilitados tecnicamente a participar do leilão.

Na etapa seguinte, os geradores-vendedores habilitados e as distribuidoras-compradoras inscrevem-se para participar dos leilões. As últimas não participam *diretamente* dos certames, em que são representadas pela figura do leiloeiro. Sob essa estrutura de contratação as distribuidoras não podem optar pela energia proveniente de uma determinada fonte ou de uma usina específica, pois devem contratar uma parcela da quantidade total de energia

⁸ Nos leilões de empreendimentos já existentes, os geradores fazem propostas de fornecimento de certa quantidade de energia a um preço determinado. A quantidade é definida pelo volume total demandado, e as propostas são ordenadas em ordem crescente de preço. Os geradores que apresentarem propostas inferiores ao ponto de corte, que define as tarifas competitivas, celebrarão contratos individuais, denominados Contrato de Comercialização de Energia em Ambiente Regulado, com todas as distribuidoras. A quantidade ofertada por cada gerador será distribuída proporcionalmente à demanda de cada distribuidora.

⁹ Criada pelo Decreto 5.184, de 16 de agosto de 2004, que regulamentou a Lei 10.847, de 15 de março de 2004, e a Lei 10.848, de 15 de março de 2004.

¹⁰ Essa informação é mantida em sigilo e não é divulgada antes da realização de cada certame.

ofertada por todos os geradores vencedores do leilão, na proporção de suas demandas declaradas.

Após a adjudicação do resultado do leilão – realizado sob a forma de leilão reverso, pelo qual se sagram vencedores aqueles geradores que ofertarem os preços mais baixos a partir do preço-teto fixado pelo MME –, os geradores recebem outorga de concessão ou autorização para explorar o empreendimento e celebram Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) com cada uma das distribuidoras habilitadas.

Os CCEAR, que respondem por cerca de 75% da energia comercializada no Brasil atualmente, podem ser celebrados sob duas modalidades: por quantidade ou por disponibilidade de energia. Nos contratos por quantidade o agente vendedor assume os riscos hidrológicos, enquanto naqueles por disponibilidade o comprador é que assume os riscos hidrológicos e, com isso, pode adquirir o produto a um preço mais reduzido.

O volume de energia remanescente é comercializado em ACL, ambiente de contratação secundário no qual se estabelece a livre negociação e contratação bilateral entre os geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia.

4. Definição de mercado relevante de geração de energia sob o novo modelo do setor elétrico

A definição de mercado relevante é uma ferramenta analítica essencial para o direito da concorrência.¹¹ Ao traçar as fronteiras dentro das quais se verifica a rivalidade entre empresas, essa definição permite identificar as pressões competitivas – fatores que limitam decisões estratégicas referentes a preço e quantidade produzida – a que estas estão submetidas e avaliar se existem condições para o exercício do poder de mercado. Em síntese, o exercício da definição de mercado relevante consiste em identificar as reais fontes alternativas de fornecimento para os clientes de uma empresa tanto em termos de produtos¹² quanto em termos de localização geográfica dos fornecedores.

¹¹ Na área antitruste o termo *mercado* tem acepção específica e distinta daquela utilizada em outros contextos. Emprega-se frequentemente esse termo em referência à área em que determinadas empresas vendem seus produtos ou, de modo geral, à indústria que integram.

¹² O termo aqui utilizado engloba produtos e também serviços.

4.1 Dimensão produto

Quanto à chamada “dimensão produto” do mercado relevante, uma empresa sujeita-se a pressões competitivas decorrentes basicamente da percepção quanto à possibilidade de substituição de seus produtos sob a ótica da demanda e da oferta.

Sob a perspectiva econômica, a substituíbilidade sob a ótica da demanda constitui o elemento de disciplina mais imediato e eficaz sobre os fornecedores de um dado produto, em especial no que diz respeito a decisões em matéria de preços. É possível identificar a gama de produtos considerados substituíveis pelo consumidor devido a suas características, preços e utilidades por meio da estimativa de qual seria a reação desse consumidor diante de um hipotético aumento, pequeno mas duradouro, do preço de um dado produto, em torno de 5 a 10%. Ou seja, se o consumidor do produto A passasse a comprar o produto B diante de um aumento de 5% no preço de A, ambos os produtos devem ser vistos como parte de um mesmo mercado relevante.

A substituíbilidade sob a ótica da oferta também pode ser levada em consideração na definição de mercado relevante, especialmente quando seus efeitos equivalem, em termos de eficácia, aos da substituíbilidade sob a ótica da demanda. Isso requer que, em resposta a um aumento pequeno mas duradouro de preço do produto A, os fabricantes do produto B possam passar a produzi-lo e comercializá-lo a curto prazo sem incorrer em custos adicionais significativos. Nesse caso, os produtos A e B também devem ser incluídos em um único mercado relevante.

Sempre que preenchidas tais condições, a produção adicional colocada no mercado terá um efeito disciplinar sobre o comportamento concorrencial da empresa objeto de análise. Normalmente, isso ocorre quando as empresas comercializam uma vasta gama de qualidades ou tipos de um mesmo produto – por exemplo, papéis de diferentes tamanhos, cortes ou granulagens.¹³ No entanto, quando a substituíbilidade do lado da oferta implicar a necessidade de adaptação significativa dos ativos produtivos existentes, a realização de

¹³ Mesmo se, para um determinado cliente final ou grupo de consumidores, as diferentes qualidades não forem substituíveis, essas diferentes qualidades serão reunidas no âmbito de um único mercado do produto, desde que a maioria dos fornecedores esteja em condições de oferecer e vender as diversas qualidades de imediato e na ausência de qualquer aumento significativo de custos.

investimentos adicionais ou alterações nas decisões estratégicas, não deverá ser considerada para a definição de mercado relevante.¹⁴

4.2 Dimensão geográfica

Já a delimitação da dimensão geográfica do mercado relevante requer a identificação da área em que dada empresa fornece produtos em condições suficientemente homogêneas de concorrência. A questão que se coloca é saber se, em resposta a um hipotético aumento pequeno mas duradouro de preço, os clientes daquela empresa canalizariam rapidamente suas compras para fornecedores situados em outros locais. Se essa possibilidade for suficiente para tornar o aumento de preços não lucrativo devido à perda de vendas daí resultante, as áreas adicionais serão incluídas no mercado relevante.

Indícios importantes para extrair uma conclusão correta quanto à delimitação geográfica do mercado são, por exemplo, provas de que já se verificou deslocamento das compras para outras áreas no passado, características básicas da demanda¹⁵ e opiniões dos consumidores e dos concorrentes da empresa em questão.

Para a correta definição de um mercado relevante é indispensável considerar os dados concretos do caso sob análise, notadamente o comportamento efetivo dos consumidores e as características do próprio sistema econômico em que o agente se encontra. Trata-se de um exercício que, de fato, não pode ser feito de forma abstrata e estática.¹⁶

4.3 Análise crítica da nova definição adotada pelo SBDC

Considerando os pressupostos teóricos da definição de mercado relevante e a dinâmica do mercado de energia elétrica no Brasil ditada pela

¹⁴ Cf. *Commission notice on the definition of relevant market for the purposes of community competition law*. Disponível em: [http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=EN&numdoc=31997Y1209\(01\)&model=guichett](http://eur-lex.europa.eu/smartapi/cgi/sga_doc?smartapi!celexapi!prod!CELEXnumdoc&lg=EN&numdoc=31997Y1209(01)&model=guichett).

¹⁵ A natureza da procura do produto relevante pode, em si, determinar a dimensão do mercado geográfico. Fatores como, por exemplo, as preferências nacionais ou as preferências pelas marcas nacionais, a língua, a cultura e o estilo de vida, bem como a necessidade de presença local podem potencialmente limitar o âmbito geográfico da concorrência.

¹⁶ Cf. SALOMÃO FILHO, Calixto. *Regulação e concorrência: estudos e pareceres*. São Paulo: Malheiros, 2002, p. 18.

regulação, passa-se a analisar criticamente a definição de mercado relevante na atividade de geração de energia elétrica adotada recentemente pelos órgãos do SBDC.

O SBDC definia tradicionalmente o mercado relevante de geração de energia elétrica como o “processo de criação de eletricidade por intermédio do processamento, em usinas de geração, de diversas fontes de energia”. De acordo com esse entendimento, o mercado relevante de geração de energia era único e englobava todas as diferentes matrizes elétricas presentes no SIN.

No ano de 2007, a Secretaria de Acompanhamento Econômico (SEAE) e a Secretaria de Direito Econômico (SDE) começaram a promover estudos sobre o setor elétrico para avaliar a adequação daquela definição de mercado relevante. Na esteira da realização dos referidos estudos, as Secretarias propuseram nova definição em pareceres emitidos em atos de concentração, a qual foi seguida, total ou parcialmente, nos votos proferidos pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).¹⁷

Sob essa nova definição os órgãos do SBDC rechaçaram a unidade do mercado relevante de geração sob a ótica do produto, que foi segmentado segundo o ambiente em que se processa a comercialização de energia e as matrizes elétricas exploradas pelos agentes econômicos envolvidos nas operações. Sob a ótica geográfica, as Secretarias propuseram ainda que o mercado fosse segmentado de acordo com os subsistemas geográficos onde estão instaladas as centrais elétricas.

Tal definição, no entanto, é incompatível com a realidade econômica e com a lógica subjacente ao novo modelo do setor elétrico e, caso se consolide, tende a causar sérias distorções na análise concorrencial e até mesmo a desencorajar investimentos necessários e desejáveis na atividade de geração.

4.4 Segmentação do mercado de geração

No que tange à dimensão produto do mercado de geração, a nova definição ampara-se em (i) diferentes sistemáticas de aquisição de energia em ACR e ACL, (ii) peculiaridades dos processos produtivos das usinas hidre-

¹⁷ Anova definição foi adotada, por exemplo: no Ato de Concentração 08012.011510/2007-60 (Requerentes: Águas Guariroba Ambiental Ltda. e Arembepe Energia S.A.); no Ato de Concentração 08012.011916/2007-42 (Requerentes: Delta Energética S/A e Carlos Weinschenck de Faria); e no Ato de Concentração 08012.002531/2007-94 (Requerentes: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e Brentech Energia S.A.).

létricas e termelétricas, (iii) diferentes modalidades de contratos decorrentes de leilões promovidos em ACR, e (iv) ausência de interação concorrencial entre as usinas de diferentes matrizes durante esses leilões, o que faz que o preço de um produto hidro não exerça pressão competitiva sobre o preço de um produto termo e vice-versa.

Tal entendimento é incompatível com a evidente substituibilidade, sob a ótica da demanda, da energia gerada a partir de matrizes distintas – ponto principal para a definição de mercado relevante – sob o novo marco regulatório, lastreado em uma matriz hidrotérmica integrada e na predominância da contratação de energia elétrica em leilões. Esses aspectos, aliados ao sistema de despacho centralizado, exigem o reconhecimento de um mercado único de geração de energia elétrica.

A primeira crítica à nova definição proposta pelo SBDC diz respeito à segmentação do mercado relevante de geração de energia por ambiente de contratação, dado o caráter restrito do ACL e a interdependência entre este e o ACR em termos de preços, quantidade ofertada e agentes participantes.

A comercialização em ambiente livre, que corresponde a apenas 25%, aproximadamente, da energia total comercializada no País, foi criada para atender as necessidades específicas dos chamados consumidores livres, que demandam volumes substanciais de energia elétrica e exigem maior flexibilidade na negociação de seus contratos.

Além de constituir mercado secundário, as condições de comercialização em ACL sujeitam-se à pressão competitiva do ACR, na medida em que a imposição de preços em muito superiores àqueles praticados no ambiente regulado afastaria o consumidor livre, que também pode, sob certas condições, contratar o fornecimento de energia junto às distribuidoras de energia elétrica. Ademais, eventual tentativa de exercício de poder de mercado em ACL tende a fracassar diante do perfil dos consumidores, compradores de grandes volumes de energia dotados de poder de barganha, o que lhes dá considerável influência na determinação das condições e preços dos contratos celebrados com os geradores. Decorre disso que a contratação de energia em ACL não deveria ser tratada como um mercado relevante distinto para fins de análise concorrencial.¹⁸

¹⁸ Esse entendimento já foi adotado pelo CADE nos termos de voto proferido pelo Conselheiro Paulo Furquim de Azevedo, que assim se manifestou: “Uma vez que o distribuidor é obrigado a comprar toda a energia que irá revender e, por outro lado, se compromete a fornecer energia a todos os consumidores em sua área de concessão,

A segunda crítica diz respeito à segmentação de mercado relevante por matriz de geração em ACR, cujos leilões não apenas tolhem o poder de decisão dos agentes econômicos sobre as próprias condições de oferta como limitam a possibilidade de escolha de distribuidoras e consumidores finais.

Sob as regras do novo modelo do setor elétrico, as distribuidoras passaram, como visto, a contratar toda sua energia por meio de leilões. Esses certames seguem as diretrizes fixadas pelo MME, que, com base em estudos promovidos pela EPE, determina previamente quantos lotes de cada matriz elétrica serão ofertados e os preços-teto para cada matriz. As usinas a serem construídas e contratadas são selecionadas de acordo com os critérios de habilitação para novos empreendimentos fixados pelos órgãos reguladores no edital de leilão. O procedimento demonstra claramente quão ampla e profunda é a regulação setorial, por meio da qual o governo determina a trajetória da expansão a ser executada pelos geradores em regime de competição *pelo* mercado, e não *no* mercado.

As distribuidoras nem sequer participam diretamente dos leilões e não podem escolher a matriz geradora do produto que será adquirido. Todos os geradores vencedores, independentemente da matriz, venderão energia a todas as distribuidoras na proporção dos montantes ofertados por aqueles e dos declarados por estas como necessidades de compra. Aos consumidores finais, obviamente, tampouco cabe escolher a procedência da energia que lhes será suprida.

O fato de hidrelétricas e termelétricas estarem sujeitas a diferentes modalidades contratuais não configura qualquer restrição à competição entre as matrizes e, portanto, não constitui justificativa válida para segmentação do mercado. Ao contrário, a adoção da modalidade de contratação por disponibilidade para as termelétricas e por quantidade para as hidrelétricas visa justamente garantir a concorrência efetiva entre as matrizes.

O contrato por disponibilidade impõe a transferência dos riscos hidrológicos de despacho de usinas térmicas às distribuidoras de energia. Desse

o preço no ACL tende a não divergir substancialmente do preço da energia no ACR. Isso ocorre porque, se o preço em ACL subir, o consumidor livre pode optar pelo fornecimento via distribuidora, resguardado o prazo mínimo de migração da compra livre de energia para a compra via distribuição. Portanto, também não se justifica uma distinção tão profunda entre ACL e ACR a ponto de considerá-los mercados distintos.” (Cf. Ato de Concentração 08012.007852/2007-85; Requerentes: Petrobras e Companhia Energética Petrolina).

modo, o gerador é pago independentemente da energia que venha a ser usada pela distribuidora, dado que isso depende da decisão de despacho do ONS. Assim, seu risco hidrológico é suportado pela distribuidora, que deverá arcar com o custo variável com combustível da usina. Desonerada de tais custos, sem correspondência nas hidrelétricas, as usinas termelétricas tornam-se aptas a competir paritariamente com aquelas nos leilões de energia em ACR.¹⁹

Esse sistema de contratação engenhoso depõe, uma vez mais, a favor da unificação, para fins de análise concorrencial, do mercado de geração de energia elétrica. De fato, a regulação setorial criou mecanismos jurídicos aptos a neutralizar as diferenças de custos operacionais das usinas termelétricas em face das hidrelétricas, com o claro propósito de garantir a substituibilidade entre tais matrizes geradoras.

Além disso, a regulação impõe o descasamento entre a operação comercial e a operação física das usinas hidrelétricas e térmicas no âmbito do SIN. A operação física é determinada pelo despacho do ONS, conduzido com base em estudos de planejamento do comportamento do sistema que levam em consideração os níveis dos reservatórios, as tendências hidrológicas, o custo de operação das usinas térmicas lastreado nos preços dos combustíveis utilizados e o custo do déficit pelo não atendimento da demanda, ou seja, custo social da interrupção no fornecimento de energia.

Dessa forma, é o ONS que determina – adotando o critério de custo mínimo global de geração e considerando os custos individuais de comercialização – quais usinas hidrelétricas e térmicas vão gerar energia em determinado momento para atender à demanda. O proprietário de uma usina sujeita a despacho centralizado, portanto, não tem controle sobre sua produção, de modo que a energia contratada mediante celebração do CCEAR não equivale necessariamente à energia de fato gerada no sistema.

A operacionalização do despacho centralizado baseia-se justamente na substituibilidade entre as matrizes: havendo restrições à geração por hidrelétricas, o suprimento de energia é assegurado pelas usinas termelétricas. Exemplo disso ocorreu nos primeiros meses de 2008, quando, devido ao

¹⁹ O contrato por quantidade não dispõe de um sistema de gerenciamento dos custos variáveis das termelétricas homólogo ao disciplinado pelo contrato por disponibilidade. Logo, caso as termelétricas fossem contratadas nessa modalidade, tenderiam a considerar o pior cenário possível (i.e., a ausência de capacidade financeira para arcar com os custos de operação), o que as levaria a praticar preços altos e pouco competitivos comparativamente aos das hidrelétricas.

reduzido volume de chuvas, os reservatórios chegaram perto do nível de risco, e várias térmicas foram despachadas para substituir as hidrelétricas na geração de energia.

4.5 Segmentação do SIN

Quanto à dimensão geográfica, a SEAE e a SDE entenderam necessário segmentar o mercado em regiões, diante da existência de restrições técnicas para a transmissão entre os subsistemas.²⁰ Tal entendimento, contudo, também não pode prevalecer diante da incontestável realidade econômica do setor elétrico, como o CADE já reconheceu acertadamente em alguns casos.²¹

De fato, além de exigir e justificar a definição de mercado relevante único para todas as matrizes geradoras, a sistemática de aquisição de energia nos leilões em ACR e o sistema de despacho centralizado também pressupõem que a dimensão geográfica do mercado de geração de energia elétrica corresponda ao SIN. Afinal, a energia gerada em um dado subsistema não necessariamente será contratada por uma distribuidora daquele mesmo subsistema. Considerando que todas as distribuidoras habilitadas contratam com todos os geradores vencedores, distribuidoras e geradores localizados em subsistemas distintos compram e vendem energia entre si regularmente.

Na verdade, pouco importa a origem da energia adquirida e o destino da energia gerada, pois os leilões de energia e despacho centralizado viabilizam seu fornecimento para todo o SIN. Justamente para assegurar a confiabilidade do suprimento em todas as regiões interligadas do território nacional²² realizaram-se vultosos investimentos nos sistemas de transmissão.

²⁰ Ver, por exemplo: Ato de Concentração 08012.007852/2007-85 (Requerentes: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e Cia. Energética de Petrolina) e Ato de Concentração 08012.00251/2008-22 (Requerentes: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e Termocabo S.A.).

²¹ Ver, por exemplo, Ato de Concentração 08012.007852/2007-85 e Ato de Concentração 08012.002534/2007-28 (Requerentes: Petrobras Distribuidora S.A. e Brasil PCH S.A.).

²² Ainda há sistemas isolados na região Norte do Brasil. No entanto, a Aneel já licitou as linhas de transmissão – denominadas em conjunto “Linhão Tucuruí-Manaus-Macapá” – que interligarão em breve os principais sistemas isolados da região Norte ao SIN. A estimativa é de que parte das novas linhas de transmissão começaria a ser explorada em 2009 e as demais até 2011. Além disso, o MME criou o Grupo de Trabalho do Sistema Elétrico de Manaus – GTSEM, competente para propor

Hoje há grandes troncos através dos quais fluem blocos de energia gerados em subsistemas distintos, o que possibilita inversões de fluxo para fazer que áreas deficitárias recebam energia de áreas superavitárias.

O quadro a seguir confirma esse entendimento ao demonstrar que 70 a 90% da energia consumida nos subsistemas Norte, Nordeste e Sul provém de subsistemas diversos.²³

Compra de Energia Elétrica entre Submercados (2007)

Submercado comprador	Energia comprada fora do submercado (GW)	Energia comprada fora do submercado (%)	Energia comprada no submercado (GW)	Energia comprada no submercado (%)
Nordeste	27.626,552	77,98	7.803,297	22,02
Norte	10.456,496	88,97	1.296,766	11,03
Sudeste	32.291,030	43,05	42.725,413	56,95
Sul	18.546,532	87,10	2.747,955	12,90

Considerando que as distribuidoras podem contratar com geradores localizados em quaisquer subsistemas, e a energia pode ser consumida em um subsistema distinto daquele em que foi gerada, apesar de alguns gargalos ainda existentes nos sistemas de transmissão todos os subsistemas regionais formam um único mercado relevante, cuja dimensão geográfica é equivalente ao SIN.

5. Conclusão

Este texto foi movido pela necessidade de avaliar a adequação da nova definição de mercado relevante no setor de geração de energia elétrica adotada pelo SBDC à luz da regulação setorial.

e monitorar ações e medidas nesse sistema, de forma a garantir o suprimento de energia e a sua interconexão com o SIN. Por fim, até o final de 2009 o governo deve publicar medida provisória que disciplinará regras de transição para adaptar os contratos de suprimento de energia celebrados com distribuidoras nos sistemas isolados aos contratos firmados em ACR.

²³ Quadro elaborado pelo gabinete do Conselheiro Paulo Furquim de Azevedo a partir de dados extraídos dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado de 2007. O quadro está disponível no voto proferido no Ato de Concentração 08012.007852/2007-85 (Requerentes: Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras e Companhia Energética Petrolina).

Ao cabo desse esforço, parece-nos inadequado segmentar o mercado relevante de geração por matrizes elétricas e subsistemas geográficos regionais. Em síntese, a separação de produtos por matriz nos leilões de comercialização corresponde a uma segmentação artificial, promovida para viabilizar políticas públicas setoriais baseadas justamente no funcionamento de um parque gerador integrado, com efetiva substituibilidade entre as fontes hídrica e térmica. Além disso, a definição de dimensão geográfica que não equivalha ao SIN seria também equivocada, pois a regulação exige que distribuidoras e geradores localizados em subsistemas distintos comprem e vendam energia entre si, o que de fato ocorre regularmente.

Espera-se que as autoridades responsáveis pela aplicação do direito da concorrência não se furtem a rever posições já adotadas em um futuro próximo, e empreendam esforços para assegurar a necessária coerência entre análise concorrencial e regulação setorial.

