

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**  
**DEPARTAMENTO DE ECONOMIA**

Leandro Caixeta Moreira

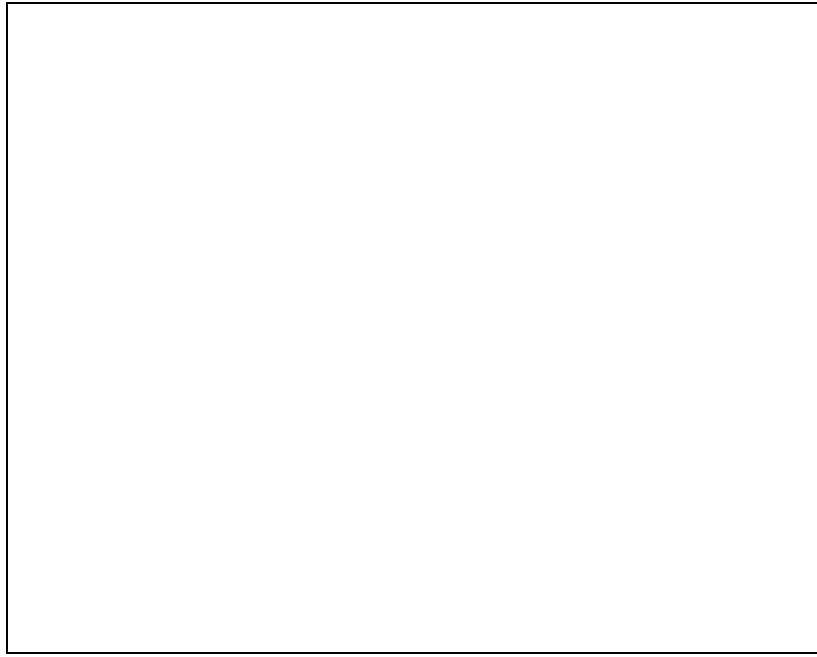
**TÍTULO: Um novo Mercado de Energia Elétrica para o Brasil**

Dissertação submetida ao curso de Economia do Setor Público do Departamento de Economia da Universidade de Brasília para a obtenção do grau de Mestrado em Economia do Setor Público.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Coutinho

Brasília

2016



Leandro Caixeta Moreira

**TÍTULO: Um novo Mercado de Energia Elétrica para o Brasil**

Esta monografia foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestrado em Economia do Setor Público, e aprovada em sua forma final.

Brasília, 28 de setembro de 2016.

**Banca Examinadora:**

---

Prof. Dr. Paulo Cesar Coutinho

Orientador

Universidade de Brasília

---

Prof., Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo,

Universidade de Brasília

---

Dr. Júlio César Rezende Ferraz,

Membro Externo

Para Fernanda, Amanda e Alice.

## RECONHECIMENTOS

Gostaria de agradecer à Diretoria da ANEEL pelo investimento que foi feito em minha capacitação. Meu mestrado foi custeado com recursos do orçamento da ANEEL e, portanto, públicos. Esse tipo de investimento me traz grande responsabilidade de corresponder com uma dissertação que contribua para o aprimoramento do setor elétrico brasileiro, em benefício de seus consumidores.

Depois, também gostaria de registrar meu reconhecimento ao trabalho dos Professores do Departamento de Economia da UnB, em particular ao meu orientador Dr. Paulo Cesar Coutinho por acreditar no desafio, pelo tempo e esforço dedicado a enriquecer a dissertação.

Ao Júlio César e Ivan Camargo por terem prontamente aceitado o convite para compor a banca examinadora e pelo tempo dedicado a avaliar e contribuir com a pesquisa. Trata-se de dois profissionais com profundo conhecimento do tema da dissertação.

Não poderia deixar de agradecer aos colegas da ANEEL que, mesmo sem perceber, foram generosos em expor suas ideias e pontos de vista, que me ajudaram a formar minhas convicções, apresentadas ao longo da dissertação. A ANEEL tem um time da mais alta qualidade e as discussões internas são sempre muito ricas e inspiradoras.

Ao meu pai, porque me ensinou princípios e valores que constituem o eixo principal de minha carreira profissional e vida acadêmica, além de sempre ser um excelente ponto de apoio para discutir e aprofundar ideias novas para o setor elétrico brasileiro.

Por fim, gostaria de agradecer aos amigos e familiares cuja convivência acaba sendo em parte sacrificada em razão de ter de conciliar trabalho e a conclusão do Mestrado.

## RESUMO

A dissertação avalia aprimoramentos a serem introduzidos no modelo de comercialização de energia elétrica no Brasil a partir da análise dos processos de reestruturação do setor elétrico conduzidos por outros países a partir da década de 1990. As recomendações são devidamente adaptadas para as particularidades do setor elétrico brasileiro. O modelo proposto busca uma relação de compromisso entre a eficiência dos mercados de eletricidade e a segurança para os necessários investimentos em expansão que deem segurança ao abastecimento deste insumo tão fundamental ao desenvolvimento do país. O aprimoramento da sinalização de preços propicia comportamento eficiente da demanda.

**Palavras-chave:** Mercado de energia elétrica; reestruturação do setor elétrico; segurança do abastecimento; reação da demanda; setor elétrico brasileiro e comercialização de energia elétrica.

## ABSTRACT

This dissertation evaluates enhancements to be introduced in the electricity market model in Brazil based on the analysis of the electricity sector restructuring processes in other countries since the 1990s. Recommendations are adapted to the peculiarities of the Brazilian electric sector. The proposed model is a tradeoff between the efficiency of electricity markets and security for the investments that bring supply adequacy of a primordial good to the development of the country as electricity. The improvement of price signaling provides efficient performance of demand.

**Key words:** Electricity market; restructuring of electricity market design; supply adequacy; demand response; Brazilian electricity sector e electricity trade.



## LISTA DE FIGURAS

- Figura 2.1 – Mercados de Energia Elétrica nos Estados Unidos
- Figura 3.1 – Produtividade da CEGB e BT com relação ao setor industrial do Reino Unido
- Figura 3.2 – Preços reais de eletricidade e telecomunicações para consumidores residenciais no Reino Unido
- Figura 3.3: Preço ao consumidor final da Noruega (excluindo a tarifa fio e os tributos).
- Figura 3.4 – Evolução da capacidade instalada, consumo e demanda máxima.
- Figura 3.5 – Mecanismos de Remuneração de Capacidade na Europa.
- Figura 4.1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro
- Figura 4.2 – Capacidade Instalada no Brasil em 2015
- Figura 4.3 – Evolução da Capacidade Instalada no Brasil
- Figura 4.4 – Capacidade instalada em diversos países
- Figura 4.5 – Composição da capacidade instalada em diversos países
- Figura 4.6 – Principais Empresas de Geração
- Figura 4.7 – Intercâmbio Sul – Sudeste/Centro-Oeste
- Figura 4.8 – Intercâmbio Norte – Sudeste/Centro-Oeste
- Figura 4.9– Intercâmbio Norte – Nordeste
- Figura 4.10 – Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste
- Figura 4.11 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN
- Figura 4.12 – Evolução do Sistema de Transmissão
- Figura 4.13 – Áreas de concessão de distribuição
- Figura 4.14 – Quantidade de Consumidores Livres e Especiais
- Figura 4.15 – Proporção do ACR e ACL na demanda total
- Figura 4.16 – Resultados dos leilões de energia nova e reserva
- Figura 4.17 – Portfolio atual das distribuidoras
- Figura 4.18 - Evolução do PLD, Patamar Pesado, Submercado Sudeste-Centro/Oeste
- Figura 4.19 – PLD e Nível de Armazenamento dos Reservatórios
- Figura 4.20 – Diferença entre o PLD nos Patamares de Carga Pesada e Leve
- Figura 4.21 – PLD no Patamar de Carga Pesada no Diferentes Submercados
- Figura 4.22 – Nível de acoplamento de preços nos diferentes submercados
- Figura 4.23 – Definição do Despacho pelo ONS
- Figura 4.24 – GSF, Armazenamento e PLD
- Figura 5.1 – Histograma anual do logaritmo natural dos preços semanais no Brasil.
- Figura 5.2 – Histograma anual do logaritmo natural dos preços médios diários da Nova Zelândia.

Figura 5.3 – Histograma anual do logaritmo natural dos preços médios diários da Colômbia

Figura 5.4 – Histograma anual do logaritmo natural dos preços médios diários da Noruega

Figura 5.5 – Histograma de preços no Brasil, Nova Zelândia, Noruega e Colômbia

Figura 5.6 – Leilões trimestrais, com produtos de 2 anos e antecedência variável

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 2.1 – Status dos processos de reestruturação do setor elétrico

Tabela 4.1 – Consumidores Livres e Especiais

Tabela 4.2 – Diferenças entre o ACR e o ACL

Tabela 5.1 – Empresas e Grupos Econômicos que atuam em vários segmentos

Tabela 5.2 – Principais características dos mercados europeus e norte-americanos

Tabela 6.1 – Recomendações de aperfeiçoamentos

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre  
ACR - Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica  
ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
BT - *British Telecom*  
CAISO - *California Independent System Operator*  
CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CEGB - *Central Electricity Generation Board*  
CEPEL - Centro de Pesquisa de Energia Elétrica  
CMA - *Competition and Markets Authority*  
CMO - Custo Marginal de Operação  
CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico  
CNPE - Conselho Nacional de Política Energética  
CPP - *Critical Peak Pricing*  
CVU - Custo Variável Unitário  
EPE - Empresa de Pesquisa Energética  
GSF - *Generation Scaling Factor*  
ISO-NE - *Independent System Operator in New England*  
MAE - Mercado Atacadista de Energia  
MCP - Mercado de Curto Prazo  
MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits  
MISO - *Midwest Independent System Operator*  
MME - Ministério de Minas e Energia  
MRE - Mecanismo de Realocação de Energia  
NETA - *New Trading Arrangements*  
NYISO - *New York Independent System Operator*  
OFGEM - *Office of Gas and Electricity Markets*  
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PAR - Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica  
PCH - Pequena Central Hidrelétrica  
PDT - Plano Decenal da Expansão da Transmissão  
PET - Programa de Expansão da Transmissão  
PJM-ISO - *Pennsylvania, New Jersey e Maryland Independent System Operator*  
PLD - Preço de Liquidação das Diferenças  
PPA - *Power Purchase Agreement*  
PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional  
PROINFA - Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica  
PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária  
RAP - Receita Anual Permitida  
RPM - *Reliability Pricing Model*  
SIN - Sistema Interligado Nacional  
SPE - Sociedade de Propósito Específico  
TEO - Tarifa de Otimização Energética

## Sumário

|  |    |
|--|----|
| 1. Introdução.....   | 15 |
| 2. Evolução dos mercados de energia elétrica no mundo .....                                  | 18 |
| 2.1 Contextualização .....   | 18 |
| 2.2 Motivação para a reestruturação do setor elétrico .....                                  | 19 |
| 2.3 Arquitetura básica do setor elétrico reestruturado .....                                 | 22 |
| 2.4 Status atual dos processos de reestruturação .....                                       | 33 |
| 3. Lições apreendidas a partir de outros processos de reestruturação do setor elétrico. .... | 37 |
| 3.1 O desafio da energia elétrica .....  | 40 |
| 3.2 Preparação do processo de reestruturação.....  | 41 |
| 3.3 Poder de Mercado.....  | 42 |
| 3.3.1 Califórnia e o choque de preços de 2000-2001 .....                                     | 43 |
| 3.4 Desverticalização, diversificação, capacidade de transmissão e monitoramento.....        | 46 |
| 3.5 Contratação de longo prazo .....   | 49 |
| 3.6 Participação da demanda.....   | 52 |
| 3.6.1 O mercado de eletricidade Nórdico e o choque de preços de 2002-2003 .....              | 52 |
| 3.7 Credibilidade do processo regulatório .....  | 57 |
| 3.7.1 A experiência do Reino Unido com o Pool .....  | 59 |
| 3.8 Compromisso Político.....  | 62 |
| 3.9 Competição no varejo para consumidores de pequeno porte .....                            | 63 |
| 3.10 Investimentos adequados em expansão e segurança do abastecimento .....                  | 66 |
| 3.10.1 Os Mercados de Capacidade .....   | 67 |
| 3.10.2 Mercados somente de energia elétrica .....  | 71 |
| 4. O Setor Elétrico Brasileiro .....   | 75 |
| 4.1 Breve Evolução Histórica.....  | 75 |
| 4.1.1 A Reforma da década de 1990 .....  | 76 |
| 4.1.2 A Reforma dos anos 2000 .....  | 78 |
| 4.2 Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro .....                               | 79 |
| 4.3 Geração de energia elétrica .....  | 82 |
| 4.4 Transmissão de energia elétrica.....   | 87 |

|   |     |
|---|-----|
| 4.5 Distribuição de energia elétrica .....                              | 93  |
| 4.6 O Modelo de Comercialização de Energia Elétrica .....               | 96  |
| 4.6.1 A segurança do suprimento .....                                   | 99  |
| 4.6.2 Leilões no ACR .....  | 99  |
| 4.6.3 O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) .....                   | 104 |
| 4.6.4 O Despacho do Operador Independente .....                         | 109 |
| 4.6.5 O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.....                   | 110 |
| 5. Um novo mercado de energia elétrica para o Brasil.....               | 113 |
| 5.1 Competição no Varejo.....   | 113 |
| 5.1.1 Resumo das Recomendações.....                                     | 115 |
| 5.2 Poder de Mercado.....   | 115 |
| 5.2.1 Participação da demanda.....                                      | 116 |
| 5.2.2 Desverticalização e diversificação.....                           | 120 |
| 5.2.3 Outras medidas.....   | 124 |
| 5.3 Mercado de Curto Prazo .....  | 124 |
| 5.3.1 Mercado baseado em Custos ou Lances .....                         | 125 |
| 5.3.2 Dimensão Temporal dos Lances.....                                 | 132 |
| 5.3.3 Dimensão Espacial dos Lances .....                                | 133 |
| 5.3.4 Operador do Mercado e do Sistema .....                            | 134 |
| 5.3.5 Resumo do Mercado de curto prazo proposto .....                   | 135 |
| 5.3.6 Resumo das Recomendações.....                                     | 136 |
| 5.4 Segurança do Suprimento, Leilões de Garantia Física e Energia ..... | 136 |
| 5.4.1 Mercados somente de energia elétrica .....                        | 137 |
| 5.4.2 Mercados de capacidade .....                                      | 140 |
| 5.4.2.1 O Mercado de Energia Firme da Colômbia .....                    | 142 |
| 5.4.3 Resumo das recomendações.....                                     | 147 |
| 5.5 Credibilidade do Processo Regulatório .....                         | 148 |
| 5.6 Transição do modelo atual para o novo modelo .....                  | 150 |
| 6. Conclusões.....  | 152 |
| 7. Referências Bibliográficas .....                                     | 156 |

## 1. Introdução

A dissertação busca contribuir com a relevante e atual discussão a respeito do modelo de comercialização do setor elétrico brasileiro. O objetivo é analisar extensa bibliografia existente sobre o tema com a finalidade de evitar experiências fracassadas, identificar escolhas exitosas e sugerir adaptações que se moldem às características do setor elétrico brasileiro. As recomendações feitas nesta dissertação têm potencial de tornar o setor elétrico mais eficiente, com melhor alocação de riscos entre os participantes do mercado e, conseqüentemente, preços que reflitam um equilíbrio eficiente do mercado, com sinalização adequada para os necessários investimentos em expansão e comportamento da demanda.

Até os anos 1990, a concepção de setor elétrico dominante em todo o mundo se baseava em empresas verticalizadas (responsáveis pelas atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização), normalmente estatais, com tarifas reguladas pelo estado ou definidos pela própria empresa estatal. Uma série de fatores levou ao questionamento desse modelo tradicional, como: sobreinvestimento; alocação de riscos nos consumidores; falta de poder de escolha dos consumidores; tarifas muito discrepantes entre diferentes regiões; subsídios cruzados entre classes de consumidores; manipulação de tarifas com viés político; surgimento de tecnologias mais eficientes que encontravam na regulação uma barreira à entrada; dívida pública excessiva, minando a capacidade de investimento das empresas estatais; esgotamento do modelo de investimentos em países com demanda caracterizada por rápido crescimento, com necessidade de atrair capital privado, etc.

Em razão dos descontentamentos com os resultados do modelo tradicional, a partir do final dos anos 1990 diversos países vêm reestruturando seus setores elétricos. A arquitetura básica (a chamada “livro-texto”) do setor elétrico reestruturado compreende: 1) desverticalização – os segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização) seriam separados dos monopólios naturais (transmissão e distribuição). Nos primeiros, seria introduzida a competição, enquanto os últimos permaneceriam regulados, com a introdução da regulação por incentivos. 2) privatização; 3) reestruturação horizontal – quantidade mínima de agentes nos segmentos competitivos para que o mercado pudesse funcionar de maneira satisfatória; 4) criação de um operador independente do sistema elétrico; 5) instituir um mercado atacadista de energia elétrica; 6) fomentar participação da demanda no mercado; 7) Separar as tarifas por componentes (fio e energia); 8) agências reguladoras independentes que trariam segurança de que as regras seriam cumpridas pelos estados, independente de seus governos; 9) transição bem discutida e definida entre o modelo vigente e o modelo reestruturado. O Capítulo 2 da dissertação cuida desta discussão.

Embora se trate de uma experiência relativamente recente para um setor de infraestrutura caracterizado por investimentos de longo prazo, inúmeras lições podem ser tiradas da extensa análise acadêmica a respeito dos setores elétricos reestruturados. Este é o foco do Capítulo 3 da dissertação, ou seja, avaliar as mais relevantes discussões que serão úteis para o

aperfeiçoamento do modelo brasileiro. Sobretudo a crise da Califórnia dos anos 2000 e 2001 trouxe desenvolvimento, sem precedentes, das análises dos processos de reestruturação. De início, são avaliadas as razões pelas quais o “produto” eletricidade é tão singular, trazendo desafios particulares para o bom funcionamento dos mercados. Depois, é destacada a importância de se preparar adequadamente o processo de reestruturação, evitando cometer erros que custarão muito caro aos países e seus consumidores.

Limitar o abuso de poder de mercado é peça fundamental para o sucesso do processo de reestruturação. Há uma série de medidas essenciais para que o desenho de mercado não seja vulnerável como: desverticalização; diversificação; adequada capacidade de transmissão; monitoramento constante dos resultados do mercado; definição, *ex-ante*, de protocolos de mitigação de abuso de poder de mercado; obrigação de os agentes firmarem contratos de longo prazo para a maior parte de suas necessidades de energia elétrica; fomentar a participação da demanda, etc. Além disso, há formas de se aprimorar a credibilidade do processo regulatório e de fomentar compromisso político com o processo de reestruturação. Por fim, os processos de reestruturação sempre trazem para o topo da discussão política os incentivos para investimentos em expansão e a segurança do suprimento de um produto tão essencial como a energia elétrica. Sobre esse tópico, é apresentada a interessante e atual discussão entre mercados puros de energia elétrica e os mercados de capacidade.

Infelizmente, não há soluções de prateleira e cada país deve adaptar soluções para as características de seu setor elétrico. Neste sentido, o Capítulo 4 tem por objetivo apresentar as principais características de nosso setor. A exemplo da maioria dos países do mundo, o setor elétrico brasileiro evoluiu a partir de uma concepção de planejamento centralizado pelo governo. A maior parte dos investimentos em geração e transmissão ficavam sob responsabilidade da Eletrobrás enquanto o serviço de distribuição seria prestado pelos governos estaduais. Durante a década de 1990, o país passou por uma relevante reestruturação, com introdução de diversos aspectos dos processos usuais de reestruturação ao redor do mundo, como: 1) fim do regime de equalização tarifária e da regulação pelo custo do serviço; 2) criação da figura do produtor independente de energia elétrica, que comercializaria energia elétrica por sua conta e risco; 3) instituiu-se a agência reguladora para o setor elétrico; 4) criação do operador independente do sistema; 5) instituiu-se o mercado atacadista de energia elétrica; 6) os grandes consumidores industriais deixam de ser cativos das distribuidoras e ganham liberdade de escolher seu fornecedor de energia elétrica; 7) diversas distribuidoras estaduais são privatizadas; 8) é assegurado o livre acesso às redes de transmissão e distribuição.

A gradual implementação da reestruturação do setor elétrico brasileiro, no entanto, foi interrompida por uma grande crise no abastecimento de energia elétrica. Desde a década de 1980, a capacidade instalada cresceu sistematicamente menos do que a demanda por energia elétrica. Esse descasamento levou a um progressivo deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, atingindo nível críticos em 2001. A saída encontrada pelo governo foi instituir um racionamento mandatório entre maio de 2000 e maio de 2001. O racionamento de energia elétrica teve grandes consequências econômicas e políticas, e levou a uma nova reforma institucional do



setor elétrico brasileiro antes mesmo que a transição para o modelo de mercados competitivos houvesse sido concluída.

O novo modelo, instituído em 2004, traz como premissas fundamentais a segurança do abastecimento e a modicidade tarifária. Foi criada uma empresa pública que ficaria encarregada do planejamento da expansão da geração e transmissão, além de um comitê para monitorar, constantemente, as condições de abastecimento. A modicidade seria alcançada por meio de leilões públicos nos quais os agentes setoriais competiriam pelo mercado. Os contratos de comercialização seriam de longo prazo (até 30 anos) para que houvesse segurança de recebíveis aos investidores. Todo o segmento de consumo deveria ter contratos para atendimento da totalidade de suas cargas. Os contratos deveriam estar lastreados em garantia física dos geradores e, portanto, haveria uma clara ligação entre a obrigação de contratação e a expansão da geração. Foram introduzidos dois ambientes de contratação: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual as distribuidoras contratariam energia para seus consumidores cativos e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual os consumidores livres teriam autonomia para negociar seus contratos. As exigências mínimas para que os consumidores se tornassem livres não voltaram a ser revistas desde então.

Apresentados os pressupostos básicos dos processos de reestruturação (Capítulo 2), as principais lições aprendidas a partir de erros e acertos de outros mercados de eletricidade (Capítulo 3) e das características próprias do setor elétrico brasileiro (Capítulo 4), o Capítulo 5 cuida de fazer recomendações para aperfeiçoamento do mercado de energia elétrica brasileiro. De início, defende-se a flexibilização dos parâmetros para que os consumidores se tornem livres, aumentando a competição no varejo. Depois, alerta-se para mudanças estruturais necessárias para mitigar abuso de poder de mercado que envolvem: desverticalização, diversificação e maior participação da demanda no mercado. Em seguida, defende-se que o Brasil passe a ter um mercado de dia seguinte e tempo real como forma de aprimorar os sinais de preços para expansão da oferta e comportamento da demanda. Em seguida, é tratado o problema dos investimentos em expansão com a sugestão de segregar os produtos Garantia Física e Energia. Esta segregação daria à energia uma precificação mais aderente com o preço do mercado, ao mesmo tempo em que asseguraria os necessários investimentos em capacidade, tão difíceis de serem incentivados num sistema predominantemente hidrelétrico como o brasileiro. Por fim, alerta-se para a necessidade de uma transição que respeite os contratos e as posições assumidas sob o modelo atualmente vigente.

Finalmente, o Capítulo 6 traz as conclusões da dissertação.

## 2. Evolução dos mercados de energia elétrica no mundo

### 2.1 Contextualização

Nas décadas de 80 e 90 foram publicados os primeiros trabalhos propondo a reestruturação do setor elétrico e a introdução dos mercados de energia elétrica<sup>1</sup>. Os estudos propunham revisão do *status quo* e introdução de competição em segmentos que, até então, eram tratados como monopólios naturais regulados. Para melhor compreender as alterações propostas, é fundamental contextualizar a evolução do setor elétrico desde o início da exploração comercial da energia elétrica.

O setor elétrico, em praticamente qualquer parte do mundo, se desenvolveu a partir de empresas verticalizadas, que eram monopolistas em determinada área geográfica. Muitas eram empresas públicas e outras eram privadas e sujeitas à regulação de preços. A tarifa regulada compreendia, portanto, os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, que eram prestados por uma única empresa em toda a área em que era monopolista.

Nos Estados Unidos, por exemplo, esse modelo se desenvolveu rapidamente com elevados ganhos de produtividade entre 1900 e 1970, na medida em que as empresas ganhavam escala, densidade de carga e especialização. O regime de regulação pelo custo do serviço ou a própria propriedade estatal das empresas se encarregavam de transformar os ganhos de produtividade em tarifas menores a serem pagas pelos consumidores. Não havia maiores questionamentos, portanto, relativos à regulação<sup>2</sup>.

O cenário começa a mudar nas décadas de 1970 e 1980, quando problemas sérios começaram a ocorrer a partir do primeiro choque do petróleo e a disparada os preços dos combustíveis fósseis, inflação e taxas de juros. A matriz energética era predominantemente fóssil e os preços da energia elétrica, que eram regulados, começaram a subir, em termos reais, pela primeira vez desde o início de sua comercialização. Para uma dimensão do impacto do choque do petróleo, a demanda por energia elétrica no Reino Unido crescia 7,0% ao ano entre 1947 e 1974 e então passou a crescer 1,4% ao ano até 1990. Nos Estados Unidos, avaliando-se o mesmo período, a expansão da demanda por energia elétrica passou de 7,3% para 2,6% ao ano<sup>3</sup>.

Nesse período começaram a ser desenvolvidas comparações que demonstravam variações significativas do nível de preços e o desempenho das empresas entre os diferentes monopólios geográficos. A regulação e a estrutura de mercado passaram a ser questionados porque limitavam a oportunidade para geradores mais eficientes se expandirem, pressionando os menos eficientes.

---

<sup>1</sup> Joskow, Schmalensee (1983); Green, Newbery (1992), Hogan (1993).

<sup>2</sup> Joskow (2003).

<sup>3</sup> Newbery (2003).

Em razão do choque de preços dos combustíveis fósseis, diversos estados americanos e países europeus optaram pela diversificação de sua matriz energética. Dados os massivos investimentos necessários para construção das novas usinas, sobretudo as nucleares, foram firmados contratos de longo prazo, com preços definidos, enquanto a regulação garantia o repasse dos custos destes contratos para as tarifas dos consumidores finais.

Quando a situação se normalizou, em meados da década de 80, com redução dos preços dos combustíveis fósseis, da inflação e das taxas de juros, percebeu-se que os contratos de longo prazo estavam impedindo que os preços finais ao consumidor fossem reduzidos. Principalmente em alguns estados americanos, (como a Califórnia, Nova Iorque e Nova Inglaterra) que incentivaram fortemente a expansão da oferta, garantindo contratos de longo prazo, havia um excesso de oferta e os preços finais não tiveram a redução esperada porque a regulação assegurava o repasse destes contratos às tarifas dos consumidores.

Nesse contexto, começaram as comparações entre as tarifas reguladas e os preços que resultariam de um mercado competitivo da energia elétrica que, naquela época, eram claramente favoráveis ao segundo modelo. Consumidores industriais começaram a enxergar na regulação de preços um inibidor da eficiência e da redução de custos de energia elétrica. Nos estados onde os preços regulados eram mais altos, nos quais, aparentemente, havia uma grande diferença entre a tarifa regulada e o preço de mercado, houve uma grande pressão pela reforma, liberalização e reestruturação do setor elétrico.

## **2.2 Motivação para a reestruturação do setor elétrico**

Durante a década de 90, diversos países iniciaram a reestruturação de seus setores elétricos, com o objetivo de melhorar seu desempenho<sup>4</sup>. As mudanças incluíram privatização de empresas estatais; a separação, estrutural (de propriedade) ou funcional (empresas de um mesmo grupo econômico), dos segmentos competitivos (geração e comercialização) daqueles com características de monopólios naturais que continuariam regulados (transmissão e distribuição); criação de mercados competitivos atacadistas e varejistas; e a aplicação de regulação por incentivos, em substituição à regulação pelo custo do serviço, para os segmentos que continuariam regulados<sup>5</sup>.

O objetivo primordial das reformas foi criar uma nova governança setorial para trazer benefícios de longo prazo aos consumidores. Esses benefícios são alcançados ao se introduzir mercados competitivos com melhores incentivos à eficiência nos investimentos e custos operacionais de usinas novas ou existentes; ao encorajar inovação em tecnologias de geração de

---

<sup>4</sup> Alguns poucos países iniciaram programas de reestruturação um pouco antes, como Chile e o Reino Unido.

<sup>5</sup> Joskow (2006).

energia elétrica; ao deslocar riscos de escolhas equivocadas de tecnologias, investimentos e custos operacionais dos consumidores para os agentes do mercado.

A solução ideal seria a competição prover tanto os incentivos à eficiência quanto os meios de transferir os ganhos aos consumidores, de modo que não haveria renda deixada para renegociação com os reguladores e, conseqüentemente, deixaria de haver dúvidas quanto à credibilidade do processo regulatório. Seria introduzida a competição nos segmentos de geração e comercialização, de modo que o objetivo da liberalização e reestruturação seria confinar a regulação somente às redes, reduzindo assim a ineficiência regulatória<sup>6</sup>.

Competição perfeita proveria os mais fortes incentivos à eficiência e transferiria todos os ganhos aos consumidores e assim resolveria os problemas regulatórios de assimetria de informação e barganhas para capturar renda. No entanto, como a competição nunca é perfeita, a questão prática, portanto, passa a ser quão competitivo deve ser o mercado para, em primeiro lugar, garantir maior eficiência do que a regulação e, em segundo lugar, transferir os ganhos de eficiência aos consumidores.

Diversas motivações foram empregadas para sustentar a mudança do paradigma regulatório. Notadamente, eram apontadas diversas deficiências no modelo tradicional de regulação pelo custo do serviço, dentre as quais se destacam<sup>7</sup>:

- Sobreinvestimento – sob o regime tradicional de regulação pelo custo do serviço, as firmas são remuneradas pelos seus investimentos em infraestrutura. Quando a taxa de retorno é definida pelo regulador acima do custo de oportunidade do capital, o monopolista, tudo o mais constante, prefere ter mais ativos na chamada “base de remuneração”, onerando os consumidores.
- Alocação de risco – monopólios regulados usualmente repassam todo o risco dos investimentos para os consumidores cativos, que são condenados a carregá-lo por toda a longa vida útil dos ativos.
- Falta de poder de escolha – em troca da “obrigação de servir” o monopolista regulado detém exclusividade de atendimento em sua área de atuação, o que implica que os consumidores não têm escolha quanto ao fornecedor de energia elétrica, ainda que uma opção mais econômica esteja disponível. Enquanto isso pode não representar um grande problema para a maioria dos pequenos consumidores, certamente é uma questão relevante para grandes consumidores.

---

<sup>6</sup> Newbery (2003)

<sup>7</sup> Sioshansi e Pfaffenberger (2006)

- Discrepância de preços – em diversos países em que áreas vizinhas eram atendidas por diferentes empresas e/ou sob distintos regimes regulatórios, havia diferenças de preços significativas, causando pressões por mudanças.
- Subsídios cruzados – em vários países os reguladores, usualmente com aprovação tácita dos políticos, acharam conveniente permitir subsídios cruzados entre as tarifas de diferentes classes de consumo. O mesmo se aplicava entre as atividades na cadeia produtiva de energia elétrica no sistema verticalizado, com um segmento da cadeia tendo seu custo contabilmente apropriado para outro segmento. Como o sistema era verticalizado ficava difícil separar os custos como, por exemplo, separar o custo da energia, daquele relativo à transmissão ou à distribuição de energia elétrica. Com a reestruturação, usualmente ocorre a desverticalização e os custos são naturalmente segregados e divulgados, tornando mais complicada a introdução de subsídios cruzados entre classes de consumidores ou entre os diversos componentes do serviço prestado.
- Manipulação por políticos – monopólios regulados oferecem oportunidades irresistíveis para que reguladores e políticos microgerenciem ou interfiram no negócio. Por exemplo, preços podem ser manipulados para se perseguir uma agenda política; subsídios a grupos específicos podem ser definidos e repassados para as tarifas reguladas dos outros consumidores. Um ambiente de mercado competitivo tornaria tais manipulações mais custosas.

Além das críticas a aspectos regulatórios, também reforçaram a corrente de reestruturação do setor elétrico questões ideológicas, evolução tecnológica, restrições de investimentos, problemas fiscais, dentre outros a seguir resumidos:

- Turbinas à Gás Natural – o advento de turbinas a gás natural, altamente eficientes, tornou possível construir unidades menores, com riscos reduzidos e em tempo recorde. Esta evolução tecnológica reduziu muito as barreiras à entrada de novos geradores e tornou grandes usinas, intensivas em capital, menos atraentes. Até então, os ganhos de eficiência de escala eram muito significativos, fazendo com que fossem necessários vultosos investimentos em grandes usinas nucleares ou carvão. A nova tecnologia permitiu que existissem diversos geradores operando no ponto de eficiência de escala, propiciando concorrência na geração.
- Ideologia e Política – Em alguns casos, questões ideológicas e políticas tiveram papel fundamental na reestruturação. O exemplo clássico é o Governo do Partido Conservador no Reino Unido que viu na reestruturação do setor elétrico uma forma de reduzir o poder dos sindicatos do setor carvoeiro<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Newbery (1997)

- Dívida Pública – em alguns casos, a venda de empresas públicas traria alívio para Governos altamente endividados. Esse foi o caso, por exemplo, do Estado de Victória, na Austrália.
- Investimentos Inadequados – Sobretudo em países com rápido crescimento econômico, o modelo de expansão baseado em empresas estatais tornou-se impraticável. Seria necessário reestruturar como forma de atrair investimento estrangeiro.

Parte destas motivações foi empregada por praticamente todos os países e estados que reestruturaram seus setores elétricos. A reestruturação pressupunha a introdução de uma arquitetura básica, tanto institucional quanto regulatória, detalhada na subseção seguinte.

### 2.3 Arquitetura básica do setor elétrico reestruturado

De início, importante esclarecer que o termo “desregulação” não é apropriado. Em verdade, para que a competição pudesse ser introduzida e os mercados pudessem funcionar de maneira satisfatória, seria necessário rever a estrutura institucional do setor elétrico, sua regulação e criar um desenho de mercado adequado. Todas essas alterações devem ser feitas por meio de intervenções regulatórias. Embora varie bastante em cada caso, o modelo livro-texto do processo de reestruturação compreende os tópicos cobertos nos parágrafos seguintes<sup>9</sup>.

**Desverticalização.** A lógica de monopólios naturais verticalizadas deve ser quebrada. Os segmentos potencialmente competitivos (geração e comercialização) são segregados daqueles que continuam fortemente regulados por se tratarem de monopólios naturais (distribuição e transmissão). Nos monopólios naturais, a redução de custos é alcançada por meio da introdução de mecanismos inovadores de regulação por incentivos que premiam a eficiência nos investimentos e nos custos operacionais das empresas reguladas. A lógica dos mecanismos de regulação por incentivos passa a ser, justamente, simular a pressão da competição em monopólios naturais. Nos segmentos de comercialização e geração de energia elétrica, a introdução da competição passa a ser o fator preponderante para a redução dos custos.

A separação pode ser estrutural, com um mesmo grupo econômico deixando de atuar simultaneamente nos segmentos regulados e competitivos; ou funcional, com um mesmo grupo econômico podendo atuar nos diversos segmentos por meio de empresas diferentes. O primeiro desenho é preferível para o bom funcionamento dos mercados, embora politicamente somente o segundo foi possível implementar em diversos países.

Essa alteração regulatória é necessária para evitar alguns problemas que podem emergir com a reestruturação. Sem a separação, as empresas tendem a alocar custos da atividade

---

<sup>9</sup> Joskow (2008)

competitiva na atividade regulada, com objetivo de buscar repassá-los para as tarifas reguladas, embutindo um subsídio cruzado da atividade regulada para a competitiva. Este subsídio pode ser interessante para a empresa que enfrenta concorrência na atividade competitiva. É interessante notar que este subsídio cruzado não traria prejuízo para a atividade regulada, pois esta teria seus ganhos garantidos pelo regulador.

A desverticalização também é fundamental para a redução das barreiras a novos entrantes e o livre acesso às redes. Sem a separação, a empresa verticalizada pode negar, ou dificultar, acesso às suas redes de transmissão e distribuição para um novo gerador se essa escolha lhe render uma condição privilegiada para competir. Também podem haver situações em que o acesso às redes a um novo consumidor seja facilitado somente se a energia for adquirida do gerador do mesmo grupo econômico, por exemplo. Outro problema seria o *self-dealing* em que um gerador vende energia para um distribuidor do mesmo grupo para repassá-lo aos consumidores cativos desse distribuidor.

Por fim, a integração vertical traz problemas de abuso de poder de mercado, na medida em que um transmissor pode declarar indisponibilidade de uma instalação de transmissão se essa escolha resultar em elevação do preço da energia vendida por um gerador do mesmo grupo econômico. A desverticalização, portanto, é condição indispensável para que o mercado possa se desenvolver de maneira satisfatoriamente competitiva.

**Privatização** das empresas estatais monopolistas. Esta etapa busca criar uma restrição orçamentária rígida que incentive a melhoria de desempenho e torne mais difícil que o governo utilize suas empresas para perseguir custosas agendas políticas.

Definir incentivos para firmas privadas operando em mercados competitivos é razoavelmente simples. Como as firmas são maximizadoras de lucros, têm fortes incentivos a produzir pelo menor custo possível. Em outras palavras, é racional para a firma produzir de maneira tecnicamente e alocativamente eficiente. O desafio, portanto, implica em assegurar que essa produção eficiente se traduza em custos menores para os consumidores. Essa implicação não é automática, dado que uma firma maximizadora de lucro não repassará a redução de custos para o preço se o desenho de mercado permitir que aja dessa forma, por exemplo, por competição insatisfatória<sup>10</sup>.

Com empresas estatais, os mesmos incentivos podem ser ineficazes por duas razões. Primeiro, não está claro o nível de controle que os proprietários do capital social da firma são capazes de impor aos administradores e funcionários. Segundo, também não há clareza a respeito da função objetivo da firma. Por exemplo, não há certeza de que governos busquem maximizar os lucros das firmas estatais. Atingir custos menores do que suas receitas parece um objetivo crível, mas, uma vez que essa restrição tenha sido alcançada, governos podem optar por perseguir objetivos distintos da maximização de lucros como, por exemplo, maximizar o apoio político.

---

<sup>10</sup> Wolak (2003)

Todavia, mesmo o objetivo de obter custos menores que suas receitas é questionável. Nos Estados Unidos, país onde as regras de concorrência são mais fortemente estimuladas, há exemplos de empresas estatais persistentemente deficitárias recebendo subsídios. Uma vez que a empresa estatal tem essa fonte adicional de receitas (subsídios ou aportes do Tesouro Nacional) para cobrir seus custos realizados de produção, tem menos incentivos a produzir de forma eficiente. Em outras palavras, não há uma restrição orçamentária rígida.

Para o caso de firmas privadas, há respostas bem definidas para as duas questões. Os proprietários das firmas detêm direitos legais e participação no capital social pode ser comprada ou vendida com modestos custos de transação. Dado que os investidores procuram obter o maior retorno possível por seus investimentos, os detentores do capital social da firma gostariam que os administradores maximizassem o retorno sobre o capital. Isso implica que os proprietários tendem a definir um esquema de compensação para que os administradores se aproximem ao máximo do objetivo dos detentores do capital de maximizar o lucro.

Outra questão usualmente relacionada ao processo de privatização é a segurança para investimentos. Num contexto de mercados reestruturados, a formação de preços do mercado de curto prazo ganha extrema importância. Os geradores passam a depender dos preços de mercado para recuperar seus custos fixos e variáveis. Essa condição requer que os preços reflitam as condições de mercado e, portanto, subam para patamares elevados nos momentos de elevada demanda com restrição de oferta. No entanto, num sistema em que há predominância estatal, os agentes terão dúvidas se o governo utilizará suas empresas estatais para segurar os preços nos momentos de condições apertadas de abastecimento. Diante dessa incerteza, dificilmente tomarão a decisão de fazer pesados investimentos em nova capacidade instalada.

Atingir um nível adequado de competição é bastante complexo num mercado dominado por empresas estatais e, portanto, há uma complementariedade entre a liberalização e a privatização do setor elétrico. No entanto, embora a privatização seja necessária, não é suficiente. A privatização simplesmente cria as condições necessárias para a introdução da competição que, por sua vez, induz ao comportamento eficiente dos agentes<sup>11</sup>. Para que efetivamente haja competição que, por fim, favoreça o consumidor final, são necessários vários outros elementos além das privatizações. Um dos mais importantes é apresentado no tópico a seguir.

**Reestruturação horizontal do segmento de geração.** Deve-se criar um número adequado de geradores e comercializadores competindo com o objetivo de limitar o poder de mercado de cada firma individualmente e assim assegurar que o mercado funcione de forma razoavelmente competitiva.

Uma firma é considerada pivotal quando parte de sua capacidade é indispensável para atendimento da demanda em algum período de tempo, tipicamente o período de máxima demanda do sistema, chamado de demanda de pico. Durante esse período, a firma se depara com

---

<sup>11</sup> Newberry (2003)



a possibilidade de maximizar seus lucros abusando de seu poder de mercado, para elevar seus preços muito acima de seus custos de produção. A reestruturação horizontal deve ser dimensionada com o objetivo de impedir que uma firma se torne pivotal. Dessa forma, os agentes teriam os incentivos corretos para oferecer seu produto por preços que reflitam seus custos eficientes de produção, ou seja, para que efetivamente haja competição<sup>12</sup>.

A discussão não é recente. O processo de reestruturação do setor elétrico do Reino Unido implicou na divisão da *Central Electricity Generation Board* - CEGB, então única geradora, em duas empresas de geração convencional: *PowerGen* e *National Power*. Num artigo de 1992, os autores concluem que os dois agentes criados detinham considerável poder de mercado, que podia ser exercido sem necessidade de conluio. Dessa forma, os lances ofertados eram sistematicamente maiores do que os custos marginais de produção. A perda de peso morto foi estimada em 262 milhões de libras, por ano, comparado com os cenários em que a indústria houvesse sido dividida em 5 firmas de portes similares. Até então, o Governo apostava somente na entrada de novas empresas que, embora pudessem levar os preços a caírem, perdas sociais consideráveis seriam causadas por grandes e desnecessários investimentos em capacidade adicional<sup>13</sup>. Posteriormente, 4 GW de cada uma das duas empresas foram vendidos para outras companhias, com objetivo de aumentar a competição no mercado atacadista.

Sem que haja, portanto, um número suficientemente grande de agentes de geração e comercialização, o mercado tende a ser pouco competitivo, dominado por elevações de preço motivadas mais por abuso de poder de mercado do que pelas condições técnicas de produção e pela demanda.

**Operador Independente do Sistema.** Para haver competição efetiva entre os diversos geradores de energia elétrica, é necessário que cada gerador possa atender os diversos potenciais consumidores. Isso requer a existência de uma rede de transmissão de energia que integre os geradores e os consumidores num único (ou poucos) grande(s) mercado(s) de energia. Para coordenar o complexo sistema de despacho de energia na rede pelos geradores e retirada de energia da rede pelos consumidores é necessária a existência de um único operador independente do sistema que ficaria responsável por operar a rede, organizar o despacho das usinas de forma a atender a demanda, manter parâmetros físicos da rede em patamares adequados (frequência, tensão, estabilidade) e para guiar investimentos em infraestrutura de transmissão para atender padrões de segurança e economicidade.

**Mercado atacadista de energia elétrica.** Outra mudança institucional seria a criação de um mercado atacadista voluntário de energia elétrica e reserva operativa (serviços ancilares<sup>14</sup>) que ficaria responsável por facilitar as trocas econômicas entre os supridores e entre

---

<sup>12</sup> Wolak (2003)

<sup>13</sup> Green e Newbery (1992).

<sup>14</sup> Serviços ancilares são os serviços fornecidos pelos agentes de geração para que o operador o sistema elétrico possa atender a demanda instantaneamente, em todos os pontos do sistema. O termo é utilizado para se referir às

compradores e vendedores. As trocas e, conseqüentemente, os preços devem ser consistentes com os requisitos impostos pelo operador independente do sistema para balancear em tempo real a oferta e a demanda, ou seja, preços que reflitam a condição de oferta e demanda em cada ponto do sistema e em cada unidade de tempo, consistente com a capacidade limitada de transmissão e a necessidade de responder rapidamente e efetivamente por contingências de transmissão ou geração.

Atualmente, o mercado atacadista de energia elétrica é uma combinação de diversas formas distintas de comercializar energia elétrica, e as interações entre elas são tão importantes que nenhum mercado deveria ser estudado de forma isolada. Usualmente, o conceito chave e o principal responsável pela definição dos preços é o leilão do dia seguinte para compra e venda de energia elétrica e serviços ancilares, por meio do qual geradores oferecem curvas de ofertas (por lances ou custos) para atendimento da demanda, que também pode, ou não, oferecer curvas de demanda. Fazer o leilão com um dia de antecedência é suficiente para que se planeje a operação com previsões de demanda e disponibilidade de geração razoavelmente acuradas.

Essas previsões, no entanto, não se realizarão em tempo real e então também são necessárias regras para se proceder aos ajustes da operação em tempo real. A forma mais usual é agregar um mercado de tempo real, no qual geradores e consumidores transacionam as diferenças entre a programação definida no mercado de dia seguinte e os valores de geração e consumo efetivamente medidos. Os desvios, portanto, são valorados pelos preços definidos no mercado de tempo real.

Os preços do mercado do dia seguinte e tempo real são, usualmente, bastante voláteis e as firmas e consumidores, tentando se proteger dessas oscilações, comercializam grande parte de sua energia com bastante antecedência por meio de mercados a termo, que tipicamente operam por meio de contratos bilaterais, ao invés de um leilão organizado. No entanto, podem ser padronizados produtos para serem comercializados de forma centralizada, trazendo maior transparência e liquidez às transações de compra e venda de energia elétrico no médio e longo prazo.

Por fim, diversos mercados reestruturados introduziram mercados de longo prazo para assegurar capacidade suficiente para garantir a segurança do abastecimento. Trata-se dos mercados de capacidade que podem funcionar bilateralmente ou por meio de leilões centralizados nos quais o operador contrata capacidade com antecedência suficiente para permitir construção de novas unidades geradoras.

Há diferenças importantes entre os modelos de mercado atacadista predominantes nos Estados Unidos e Europa. Nos Estados Unidos, os principais mercados atacadistas são gerenciados pelo próprio Operador Independente do Sistema, responsável pela transmissão de

---

operações, além da geração e transmissão, que são necessários para manter a estabilidade e a segurança da rede. Esses serviços incluem geralmente, controle de frequência, as reservas girantes e as reservas operativas.

energia em cada área do mercado, enquanto na Europa, o desenho mais usual é de empresas separadas, uma para gerenciar o mercado atacadista e outra para coordenar o sistema de transmissão e os parâmetros de tensão, frequência, etc. Essa divisão faz com que os operadores de sistema da Europa tenham que adquirir serviços ancilares, como reserva operativa, de maneira separada do mercado de energia elétrica. Nos Estados Unidos, por outro lado, os operadores de sistema podem adquirir energia e serviços ancilares no mesmo mercado de energia elétrica.

Há outra diferença importante entre os dois desenhos de mercado. Nos Estados Unidos, em resposta ao temor de que os mercados competitivos não dariam receitas suficientes aos geradores de ponta<sup>15</sup>, foram criados mercados de capacidade para garantir-lhes receita adicional enquanto na Europa ainda predominam mercados que somente transacionam energia, sem mercados de capacidade. Trata-se de uma tendência dominante, embora nos Estados Unidos também existam mercados puros de energia elétrica e na Europa, mercados de capacidade.

Por fim, nos Estados Unidos predomina a precificação locacional, ou seja, cada ponto de entrada e saída do sistema tem seu preço definido de maneira separada, enquanto na Europa os preços normalmente são definidos para todo um país ou grandes zonas regionais dentro destes países. Isto significa que os operadores de sistema da Europa têm que tomar medidas separadas para lidar com problemas de restrição de transmissão, enquanto nos Estados Unidos essas restrições são refletidas nos preços, evidenciando a necessidade de investimentos adicionais onde há restrições de transmissão<sup>16</sup>.

Quais os requisitos necessários para que um mercado atacadista possa ter seu desempenho classificado como satisfatório? O *Stanford Energy Modeling Forum* definiu seis princípios que deveriam ser seguidos na definição dos preços de transmissão. Os mesmos princípios se aplicam ao mercado atacadista, somente mudando o foco dos transmissores para os geradores. Nesse sentido, o mercado atacadista deve<sup>17</sup>:

- 1) Assegurar a operação diária eficiente do setor de geração;
- 2) Sinalizar a necessidade de investimentos em geração e gerenciamento pelo lado da demanda.
- 3) Promover escolhas eficientes para os novos investimentos sob o ponto de vista locacional.
- 4) Compensar de maneira suficiente os proprietários dos ativos de geração existentes.
- 5) Ser o mais simples, transparente e estável possível; e
- 6) Ser politicamente implementável.

---

<sup>15</sup> Geradores que somente são utilizados quando a demanda é muito elevada, como tardes muito quentes de verão. Como geram poucas horas por ano, demandam um preço muito mais elevado do que os geradores de base para recuperarem seus custos fixos. Usualmente são unidades geradoras a gás natural ou óleo combustível.

<sup>16</sup> Green (2008)

<sup>17</sup> Green (2008)

**Participação efetiva da demanda.** São necessárias regras regulatórias para que os consumidores reajam de maneira adequada aos sinais de preços do mercado atacadista. No paradigma anterior, de planejamento centralizado da expansão em monopólios regulados, o foco era o dimensionamento da oferta para que fosse suficiente para atravessar períodos críticos. Na concepção da reestruturação dos mercados, ganha importância substancial o comportamento da demanda como forma de balanceamento complementar à expansão da oferta.

Caso não houvesse variação na demanda ou oferta ao longo das horas do dia, dias da semana ou semanas do ano, seria possível construir capacidade de geração suficiente para atender toda a demanda a um preço fixo. No entanto, a realidade é bastante distinta e tanto a oferta de energia, quanto a demanda e a disponibilidade de sistema transmissão variam de uma forma não totalmente previsível. Essa característica do setor elétrico implica que sempre haverá alguma probabilidade de que a oferta seja insuficiente para o atendimento da demanda<sup>18</sup>.

Dada uma restrição na oferta de energia, há duas possibilidades para eliminar eventual desequilíbrio entre oferta e demanda: ou se elevam os preços com a conseqüente redução da demanda ou simplesmente será necessário eliminar parte da demanda por meio de um processo de racionamento. Claramente, o racionamento é uma forma extremamente ineficiente para assegurar equilíbrio entre oferta e demanda. Primeiro, ocorrerá má alocação dos recursos, pois o corte quase certamente ocorrerá sobre consumidores que valorizam muito mais a energia que outros. Por exemplo, cortar a energia de uma produtora de aço, cujo custo de desligamento e religamento de um alto-forno é extremamente elevado. Segundo, os custos indiretos de um racionamento no nível de atividade econômica, em geral, podem ser substanciais. Terceiro, muitos políticos têm percebido que as conseqüências de um racionamento podem ser devastadoras para suas pretensões de manutenção do poder.

Uma forma mais eficiente de lidar com a restrição de oferta seria permitir que os preços finais ao consumidor subissem para o nível que levasse um número suficiente de consumidores a reduzir seu consumo de forma a reequilibrar oferta e demanda. Embora esse conceito possa parecer um pouco agressivo quando se trata de um bem essencial como a energia elétrica, é exatamente dessa forma que operam os mercados de praticamente todos os outros produtos.

Um conceito fundamental é que consumidores e geradores sejam tratados de maneira simétrica. Se a regulação impede que isso ocorra, então é provável que ocorram graves problemas como o experimentado pela Califórnia nos anos de 2000 e 2001. A forma de menor custo de implementar esse conceito é simplesmente garantir que haja repasse de toda a variação de preços horários do mercado atacadistas para as tarifas dos consumidores finais. Assim, geradores e consumidores ficam sujeitos aos mesmos riscos e incentivos e a precificação dinâmica faria com que houvesse equilíbrio entre oferta e demanda.

---

<sup>18</sup> Wolak (2003)

A menos que os geradores façam contratos a termo com comercializadores para entrega de seu produto, receberiam o preço-hora do mercado de curto prazo do mercado atacadista por toda a energia que produzissem. De maneira similar, todos os consumidores finais, incluindo os residenciais e pequenos negócios deveriam ser faturados pelo repasse dos preços-hora de curto prazo do mercado atacadista adicionado das tarifas relativas à transmissão e distribuição da energia elétrica. Por outro lado, assim como os geradores, os consumidores também devem ser autorizados a fazer contratos a termo com comercializadores de modo a limitar sua exposição às flutuações de preços do mercado atacadista<sup>19</sup>.

A concepção regulatória pode prever mecanismos que busquem uma relação de compromisso entre a estabilidade das contas mensais de energia elétrica e a correta sinalização de preços. Por exemplo, um consumidor pode adquirir uma quantidade pré-definida de energia elétrica diária para o ano seguinte, com determinada distribuição ao longo das horas do dia, dias da semana e um preço acordado com um comercializador. No entanto, este consumidor deve ser autorizado a comprar déficits ou liquidar sobras sempre que seu consumo diferir do perfil contratado. Esse tipo de arranjo resulta em contas mensais significativamente menos voláteis do que a simples exposição de todos os consumidores a preços de mercado de curto prazo, mas preserva o sinal de preço. Em situação de restrição de oferta, os preços sobem e o consumidor pode reduzir seu consumo e liquidar sobras pelos preços elevados.

Com essa configuração, os próprios consumidores ficam responsáveis por modular sua exposição aos preços de mercado. Aqueles mais adeptos ao risco, podem optar por adquirir uma parte menor de seu consumo horário por meio de um contrato com preço definido. Como todos os consumidores têm incentivo de reduzir seu consumo durante os períodos de preços elevados e deslocá-lo para os momentos de preços mais baixos, o mecanismo também tem por consequência uma menor volatilidade dos próprios preços do mercado de curto prazo.

É legítimo que os formuladores de políticas públicas se preocupem com a exposição dos consumidores ao risco dos preços do mercado atacadista, o que traz elevada volatilidade das contas mensais de energia elétrica. No entanto, essa preocupação tem levado muitas vezes a intervenções com pouco fundamento econômico. Por exemplo, a regulação exige que as tarifas sejam fixadas por um período de um ano, sem acompanhar as flutuações dos preços no mercado atacadista. Num primeiro momento, as diferenças entre as tarifas reguladas e os preços do mercado atacadista são absorvidas pelo comercializador e/ou distribuidor e, posteriormente, repassadas para os consumidores, sem o benefício da sinalização eficiente de preços.

Embora seja parte fundamental do processo de reestruturação, a participação da demanda tem sido decepcionante e pouco explorada. Todos os mercados existentes nos Estados Unidos e possivelmente todos os mercados que existem em outros países falharam em introduzir

---

<sup>19</sup> Wolak (2013)

mecanismos de participação pelo lado da demanda<sup>20</sup>. As restrições à efetiva participação da demanda podem ser segregadas em duas naturezas distintas: técnicas e políticas.

Sob o ponto de vista técnico, normalmente não há universalização dos medidores horários de energia elétrica necessários para que o comercializador sinalize aos consumidores as flutuações de preços nos mercados atacadistas. Com essa limitação de infraestrutura, a informação que o consumidor detém sobre o comportamento de seu consumo é muito limitada. Usualmente, o consumidor recebe uma conta mensal e a quantidade de energia consumida desde a última medição realizada pela distribuidora local é, normalmente, a única informação fornecida. De nada adiantaria informar o consumidor de que a energia que consumiu no mês passado foi muito cara ou muito barata. Para que o consumidor retenha o benefício de sua participação, é fundamental que tenha informação sobre o comportamento dos preços com relação aos dias e horários, de forma a reduzir seu consumo dos horários onde tipicamente os preços são mais elevados.

Avanços tecnológicos precisam ser feitos para que haja superação dessa barreira técnica. O custo dos medidores horários é mais elevado do que os tradicionais, mas, por outro lado, os custos com manutenção, leitura do consumo e faturamento são menores. A ausência de medidores horários limita a resposta da demanda e encarece o custo global da energia elétrica no mercado atacadista. Esta redução potencial de custo decorrente da reação da demanda deve ser considerada. Sobretudo em sistemas com predominância termelétrica, nos quais usualmente há grande variação de preços ao longo do dia e, conseqüentemente, maior potencial de redução de custos a partir da resposta da demanda do que em sistemas predominantemente hidrelétricos, nos quais as variações de preços são principalmente sazonais. Grandes consumidores têm maior potencial de deslocar consumo e tornar a instalação dos medidores economicamente viável. Todas essas questões precisam ser consideradas para que seja superada a barreira técnica quando houver sentido econômico. Recentemente, o estado de Victoria na Austrália, a província de Ontário no Canadá e os estados da Califórnia e Texas nos Estados Unidos decidiram universalizar os medidores horários. Os custos serão incluídos nas tarifas da distribuidora local.

Com relação à restrição política, os formuladores de políticas públicas e reguladores usualmente buscam proteger os consumidores das flutuações de preços do mercado atacadista. O problema reside quando as intervenções regulatórias impostas sob o pretexto de proteção aos consumidores resultam, em verdade, em prejuízo aos mesmos, impedindo que se beneficiem dos processos de reestruturação do setor elétrico.

Os reguladores usualmente temem que sejam repassadas para os consumidores finais as flutuações dos preços do mercado atacadista. Além da elevada volatilidade, um dos principais argumentos utilizados pelos reguladores é que o mercado é suscetível a abuso de poder de mercado e, portanto, repassar as oscilações do mercado atacadista para os consumidores finais poderia levar a preços injustos e pouco razoáveis. No entanto, os remédios propostos para limitar o abuso de poder de mercado podem causar maior dano ao consumidor que a potencial perda

---

<sup>20</sup> Wolak (2013)

gerada por preços excessivamente elevados, além de impedir comportamento eficiente do próprio mercado.

Um primeiro remédio é a definição de um valor máximo para os lances a serem ofertados pelos geradores. A presença desse tipo de intervenção muda a escolha ótima de comercializadores e consumidores com relação ao nível ótimo de *hedge* contra flutuações de curto prazo dos preços. Sabendo que os preços do mercado atacadista não poderão superar determinado patamar, os consumidores e comercializadores, com um mesmo nível de aversão ao risco, terão uma parte menor de seu consumo esperado coberto por contratos de longo prazo. Por outro lado, geradores argumentam que a imposição destes limites impede a recuperação de seus custos fixos e evita a correta sinalização para a expansão da oferta. Em razão da reação dos geradores, diversos reguladores optam por mercados de capacidade, em que geradores são pagos não pela energia que produzem, mas pela capacidade instalada de suas plantas. Por fim, esses custos são repassados aos consumidores.

Em conclusão, cada mercado tem características próprias e as soluções devem ser estudadas e customizadas considerando essas particularidades. No entanto, o processo de reestruturação só faz sentido se o consumidor for exposto ao risco de preços do mercado atacadista e tiver benefício de tomar decisões tanto no mercado a termo quanto no mercado de curto prazo, adaptando de seu consumo conforme os sinais de preços. Investimentos em instrumentos de *hedge* e tecnologia de resposta da demanda então levarão a preços menores e mais estáveis. Somente provendo incentivos corretos para a operação eficiente das usinas geradoras e a partir de um regime de tarifação em tempo real os mercados de energia podem conduzir a preços médios menores. Se politicamente for inviável expor o consumidor aos riscos e à volatilidade do mercado atacadista, então pode ser preferível permitir que somente parte dos consumidores tenha liberdade de comprar sua energia de qualquer comercializador, preservando os demais consumidores com tarifas definidas pelo regulador.

**Separação das tarifas finais em componentes fio e energia.** Historicamente, sobretudo para os pequenos consumidores, há uma única tarifa que é multiplicada pelo consumo mensal. Essa tarifa engloba todos os custos do serviço prestado pela distribuidora local monopolista, como compra de energia, pagamento pela transmissão, serviço de distribuição da energia elétrica, além do atendimento comercial. Com a reestruturação, as tarifas devem ser abertas. A parcela relativa aos monopólios naturais de transmissão e distribuição de energia elétrica seria a componente “fio” e continuaria sendo regulada, embora com os importantes avanços trazidos pela regulação por incentivos. A parcela relativa à energia elétrica e o atendimento comercial relacionado seria definida pelo processo competitivo do mercado reestruturado. Basicamente, o consumidor escolheria seu comercializador de energia elétrica que lhe encaminharia a fatura mensal a partir das condições livremente pactuadas. Embora pareça uma mudança relativamente simples, a quebra de paradigma no faturamento de um serviço público essencial como a energia elétrica sempre gera reações políticas relevantes.

**Credibilidade do processo regulatório.** A criação de uma agência reguladora independente, com equipe altamente capacitada e que confira credibilidade e estabilidade às regras de mercado é requisito indispensável para o processo de reestruturação. Primeiro, a agência reguladora permanece regulando as tarifas relativas aos monopólios naturais de transmissão e distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, precisa ter boa informação relativa aos custos dos agentes regulados, qualidade do serviço prestado e avaliação de eficiência. A partir das informações disponíveis, deve ter qualificação, autonomia e competência para impor regulação relativa à qualidade do serviço prestado e tarifas a serem cobradas. Depois, também cabe à agência reguladora a regulação relativa ao livre acesso às redes de transmissão e distribuição. Sem uma boa regulação relativa ao acesso, condições de qualidade do serviço prestado e preços, não há condição para que o mercado de eletricidade se desenvolva.

Além das competências relativas à regulação de monopólios naturais, a participação de regulador é indispensável para o bom funcionamento do mercado atacadista. Há um consenso crescente de que qualquer mercado de eletricidade requer monitoramento prospectivo para que funcione de maneira adequada. A experiência com processos de reestruturação tem demonstrado que falhas de mercado são mais prováveis e substancialmente mais danosas para os consumidores devido à forma como a eletricidade é produzida e entregue, além do papel crucial que tem na economia moderna. Colapsos de mercados atacadistas de diversas magnitudes e durações têm ocorrido ao redor do mundo e muitos deles poderiam ter sido evitados se um processo de monitoramento prospectivo do mercado, suportado pela Agência Reguladora, estivesse presente no início da operação do mercado<sup>21</sup>.

O regulador deve olhar para frente e avaliar como pequenas falhas de mercado podem se avolumar e causar danos aos agentes envolvidos. Depois, tem que ter a competência institucional para rapidamente corrigir falhas detectadas em seu processo de monitoramento. O monitoramento deve ser feito de forma regular a partir de padrões internacionais, fornecendo medidas consistentes do desempenho do mercado e do sistema elétrico. Além disso, o regulador tem papel fundamental em produzir informação. Toda a informação produzida pelo operador do sistema e pelo mercado atacadista deve ser disponibilizada ao público pelo regulador. Essa informação é indispensável para que os agentes tomem decisões de maneira eficiente e também possibilita que outras entidades façam suas avaliações relativas ao desempenho do mercado. Por fim, é fundamental que a coordenação do processo de monitoramento do mercado seja independente do coordenador do mercado atacadista, do operador do sistema e do processo político. Isso limita o incentivo à distorção de informações relativas ao desempenho do mercado ou do sistema elétrico, elevando a probabilidade de que as análises de desempenho sejam fidedignas e não viesadas.

Um regulador efetivo, ágil e com credibilidade aumenta a competição do mercado. Especificamente, se o regulador faz com que as penalidades associadas a qualquer violação das

---

<sup>21</sup> Wolak (2005)



regras de mercado custem mais do que os benefícios auferidos, então os agentes considerarão obedecer às regras do mercado como a estratégia maximizadora de lucro<sup>22</sup>.

Qualquer mecanismo de penalização imposto pelo regulador deve ter dois objetivos. Primeiro, as multas devem ser maiores do que o dano financeiro causado aos demais participantes do mercado. Segundo, essa penalidade também deve ser suficiente para fazer com que o valor esperado das multas a serem pagas por violar as regras de mercado exceda o valor esperado do benefício decorrente das violações. Esta segunda restrição implica que a firma considerará a estratégia de obedecer às regras do mercado como maximizadora de lucro.

O regulador é elemento fundamental do processo de reestruturação. Ao menos que o regulador seja capaz de implementar um mecanismo de mitigação de poder de mercado e de intervir e mudar regras e estrutura de mercado, danos significativos ao consumidor vão acabar ocorrendo em algum momento futuro. Estabelecer um processo regulatório crível e efetivo talvez seja o ponto mais desafiador tanto do ponto de vista técnico quanto político nos países em desenvolvimento, com pouca história de regulação.

**Transição do modelo vigente.** Mecanismos de transição devem ser colocados em prática para mover-se do antigo regime para os mercados atacadistas de eletricidade. Esses mecanismos precisam ser compatíveis com o desenvolvimento de um mercado competitivo que funcione de forma adequada e representar uma relação de compromisso entre a preservação dos legítimos contratos firmados sob as regras anteriores e a introdução de um novo paradigma.

## 2.4 Status atual dos processos de reestruturação

Desde meados dos anos 1980, diversos países iniciaram processos de reforma de seus setores elétricos, que incluíram liberalização, privatização e reestruturação da indústria. As motivações para mudar a governança do setor elétrico e o paradigma da regulação variam de caso para caso, mas usualmente há objetivos comuns, como: introduzir competição com o objetivo de tornar a indústria mais eficiente, fazer com que o processo de formação de preços seja mais transparente e transferir riscos dos consumidores e dos contribuintes para o setor privado, que lida de forma mais eficiente com tais riscos. Como consequência do processo de reestruturação, esperam-se ganhos de produtividade, maior racionalização de custos operacionais e combustíveis, melhor escolha das tecnologias a serem utilizadas para geração de energia elétrica, redução de custos com investimentos que, por sua vez, levaria a menores custos com energia elétrica e serviços de melhor qualidade, favorecendo os consumidores<sup>23</sup>.

O Chile é frequentemente lembrado como o primeiro país a iniciar o processo de reestruturação, em 1987. Em seguida, Inglaterra e País de Gales iniciaram um processo de privatização e liberalização a partir de 1989. O modelo Inglês foi amplamente estudado e

---

<sup>22</sup> Wolak (2003)

<sup>23</sup> Sioshansi (2008)

reproduzido em diversos processos de reestruturação ao redor do mundo. Desde então, elementos básicos do processo de reestruturação têm sido introduzidos, em maior ou menor grau, em diversos países. Não há uma padronização absoluta dos processos e todos os países continuam a evoluir em seus desenhos do mercado, no que se convencionou chamar de reforma das reformas. A tabela a seguir ilustra os países que introduziram elementos básicos do processo de reestruturação, ainda que parte deles tenha voltado atrás ou interrompido o processo.

**Tabela 2.1 – Status dos processos de reestruturação do setor elétrico<sup>24</sup>**

| País           | Destques e Comentários do Processo de Reestruturação   |
|----------------|--|
| Argentina      | Inicialmente considerado um modelo promissor, enfrentou problemas decorrentes de crises econômicas internacionais que minaram o processo de reestruturação.  |
| Austrália      | Cada estado tem competência de reestruturar seu setor elétrico. Atualmente, o <i>National Electricity Market – NEM</i> – atende os estados de <i>New South Wales, Queensland, South Austrália, Victória, Tasmania e Australian Capital Territory</i> . É considerado um mercado bem-sucedido, embora ainda haja problemas com poder de mercado.  |
| Brasil         | Setor elétrico reestruturado na década de 1990 com introdução de diversos elementos do processo de reestruturação. Um racionamento no início dos anos 2000 motivou a revisão do processo de reestruturação, embora a maior parte do processo de reestruturação tenha sido preservada.  |
| Canadá         | As províncias de Alberta e Ontário introduziram competição. Houve retrocesso em Ontário após pressão da opinião pública decorrente da elevação dos preços e da crise da Califórnia. O mercado de Alberta é considerado bem-sucedido. Reestruturação estagnada nas demais províncias do país.   |
| Chile          | Considerado o primeiro país a ter um programa de reestruturação em 1987. Continua aprimorando e adaptando seu modelo.  |
| Colômbia       | Introduziu o processo de reestruturação em 1994-95 e experimentou diversos problemas na competição no varejo, mercado atacadista e reserva de capacidade. Conduziu um processo de reforma da reestruturação original, preservando os princípios e diretrizes do processo original.   |
| Coréia do Sul  | Criou a <i>Korea Power Exchange</i> e dividiu a KEPCO (originalmente o único agente de geração) em diversas empresas de geração com o objetivo de introduzir competição. No entanto, o processo estagnou por oposição política e de sindicatos dos trabalhadores.  |
| Estados Unidos | Cada Estado tem competência para decidir acerca de seu processo de reestruturação. A introdução de competição no atacado foi incentivada desde 1992 com a aprovação do <i>Energy Policy Act</i> e é considerada bem-sucedida em diversos mercados regionais. O regulador federal (FERC) tem apoiado fortemente o processo. Competição no varejo introduzida desde 1998 com resultados controversos. O processo de reestruturação |

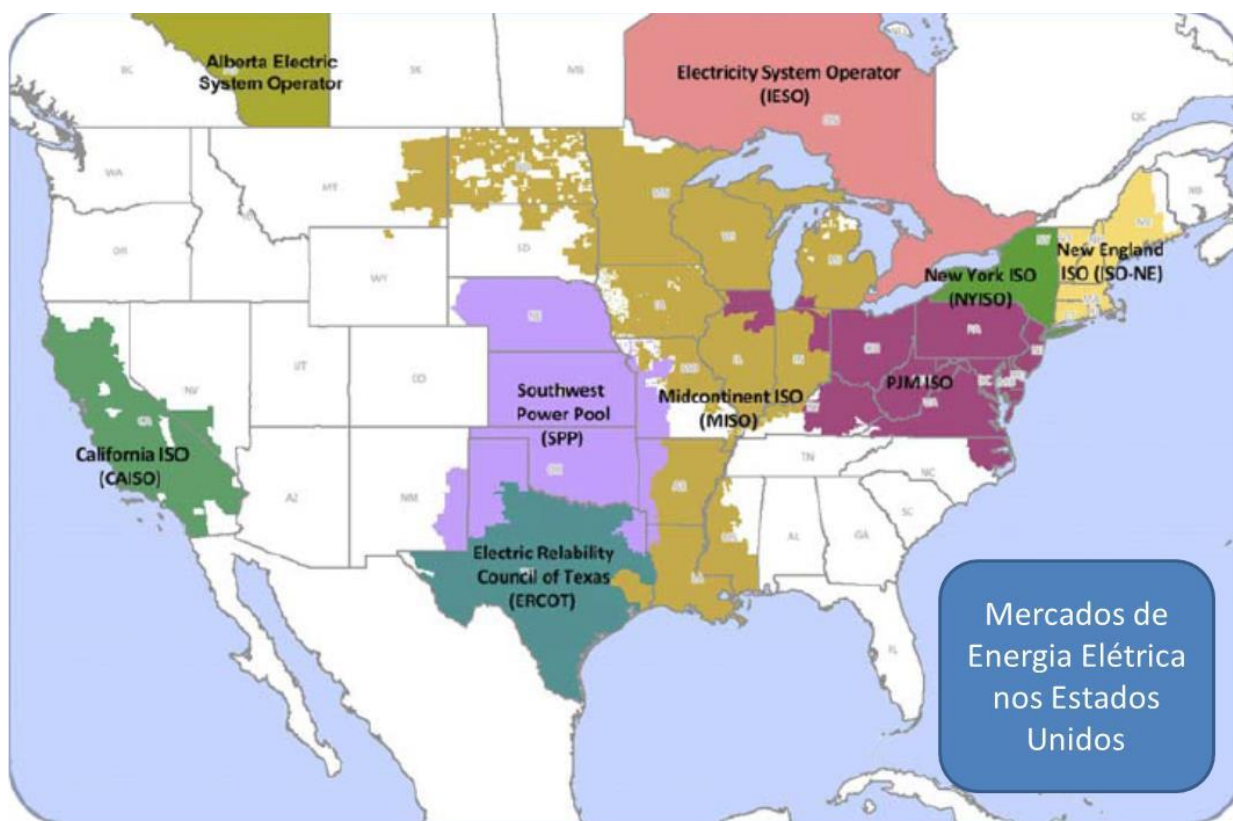
<sup>24</sup> Adaptado de Sioshansi (2008)

| País                       | Destques e Comentários do Processo de Reestruturação   |
|----------------------------|--|
|                            | em diversos estados foi interrompido ou nem chegou a ser iniciado, principalmente, em razão da crise da Califórnia em 2000/2001.   |
| Inglaterra e País de Gales | Fez um processo radical de privatização e reestruturação em 1989. Desde então passou por três grandes modelos de reforma e continua a evoluir. Recentemente implementou o <i>Energy Market Reform – EMR</i> .  |
| Japão                      | Introduziu pouca competição até o momento, num ritmo bastante lento e cauteloso. Criou a <i>Japan Electric Power Exchange</i> , mas o volume de transações é limitado.   |
| Nova Zelândia              | Inicialmente introduziu o processo de reestruturação sem uma agência reguladora especializada, o que levou a diversos problemas. Posteriormente, foi criada a figura do regulador e atualmente tem um mercado atacadista que atende todo o país. O modelo de precificação nodal é considerado excessivamente complexo.   |
| Países Nórdicos            | Considerado um dos mais bem-sucedidos processos de reestruturação. O mercado Nórdico tem crescido bastante e incorporado novos países. O mercado sobreviveu a uma grande seca (a Noruega é predominantemente hidrelétrica) sem que o sistema entrasse em colapso ou fosse necessário instituir um racionamento.  |
| Singapura                  | Considerado um mercado razoavelmente bem-sucedido, apesar de seu pequeno porte, reduzido número de competidores e um esquema de precificação nodal excessivamente complexo.  |
| Tailândia                  | Processo de privatização e reestruturação foi interrompido por falta de apoio político e oposição dos sindicatos dos trabalhadores.  |
| União Europeia             | 25 países membros continuam a fazer lento progresso. Vários prazos para conclusão do processo de desverticalização e introdução da competição no varejo foram definidos, mas não totalmente implementados. Competição plena no varejo foi estabelecida desde 2007, mas praticamente não alterou o <i>status quo</i> . O objetivo de um mercado europeu plenamente integrado continua incerto, apesar de todos os esforços políticos nesse sentido. |

Os Estados Unidos refletem bem as controvérsias e escolhas a serem feitas no processo de reestruturação. Apesar de toda a discussão acadêmica e experiências vivenciadas em outros países, a reestruturação do setor elétrico em estados americanos teve início somente em meados da década de 1990. De início, diversos estados adotaram, ou ao menos sinalizaram a intenção de adotar, programas de reestruturação que levariam a melhores preços aos consumidores. Desde o princípio das discussões, o regulador federal (FERC) apoiou fortemente o processo de reestruturação, apontando um modelo padrão a ser adotado pelos estados, bem como as mudanças na governança do setor para que houvesse competição efetiva. No entanto, a crise da Califórnia em 2000 e 2001 diminuiu o apetite por reformas em diversos estados e, atualmente, há uma clara divisão no país, com aproximadamente 50% da capacidade instalada do país em estados que foram adiante com os processos de reestruturação e o restante em estados que, majoritariamente, permaneceram com o regime anterior, no qual o regulador define a tarifa correspondente a todos os segmentos da indústria da energia elétrica<sup>25</sup>. A figura a seguir ilustra essa divisão. Há basicamente sete mercados

<sup>25</sup> Joskow (2006b)

regionais e os estados em branco não introduziram elementos relativos aos processos de reestruturação.



**Figura 2.1 – Mercados de Energia Elétrica nos Estados Unidos<sup>26</sup>**

Na Europa, destacam-se os processos de reestruturação do Reino Unido e dos Países Nórdicos. No restante da Europa, apesar das diversas diretivas da União Europeia com prazos definidos, o processo de reestruturação estagnou em diversos países chaves e, atualmente, não há competição no varejo na maior parte dos países. Enquanto alguns países realmente liberalizaram seus mercados de eletricidade e gás natural, outros tantos somente o fizeram no papel e, ainda assim, a contragosto. A introdução da competição total no varejo na União Europeia, com início em julho de 2007, é vista como uma mera formalidade dado que o *status quo* não foi alterado na maior parte dos países relevantes. As principais razões apontadas para que alguns países não deem suporte ao processo de reestruturação são: i) interferência deliberada dos países no sentido de apoiar os chamados “campeões nacionais de energia”; ii) falta de interesse dos agentes dominantes, e mesmo dos formuladores de políticas públicas, em construir linhas de transmissão que permitam a unificação do mercado de eletricidade europeu; iii) pouco cumprimento das diretivas da União Europeia nos países membros.

<sup>26</sup> Fonte: Borenstein e Bushnell (2015)

### 3. Lições aprendidas a partir de outros processos de reestruturação do setor elétrico.

Até o presente momento, tem havido poucas avaliações abrangentes e conclusivas a respeito dos custos e benefícios sociais dos processos de reestruturação dos setores de eletricidade. Tem havido muito mais pesquisa em segmentos individuais do setor elétrico reestruturado em diversos países, como a produtividade do trabalho nos segmentos de geração e distribuição; desempenho de mercados atacadistas; investimentos em geração, etc. Um dos principais desafios ao se fazer uma análise robusta de desempenho é encontrar um *benchmark* contrafactual que permita fazer comparações. Ou seja, é necessário medir por diversas métricas de desempenho e compará-las com o que seriam caso as reformas não tivessem sido feitas ou se tivessem sido feitas de maneira diversa e isso é extremamente complexo<sup>27</sup>.

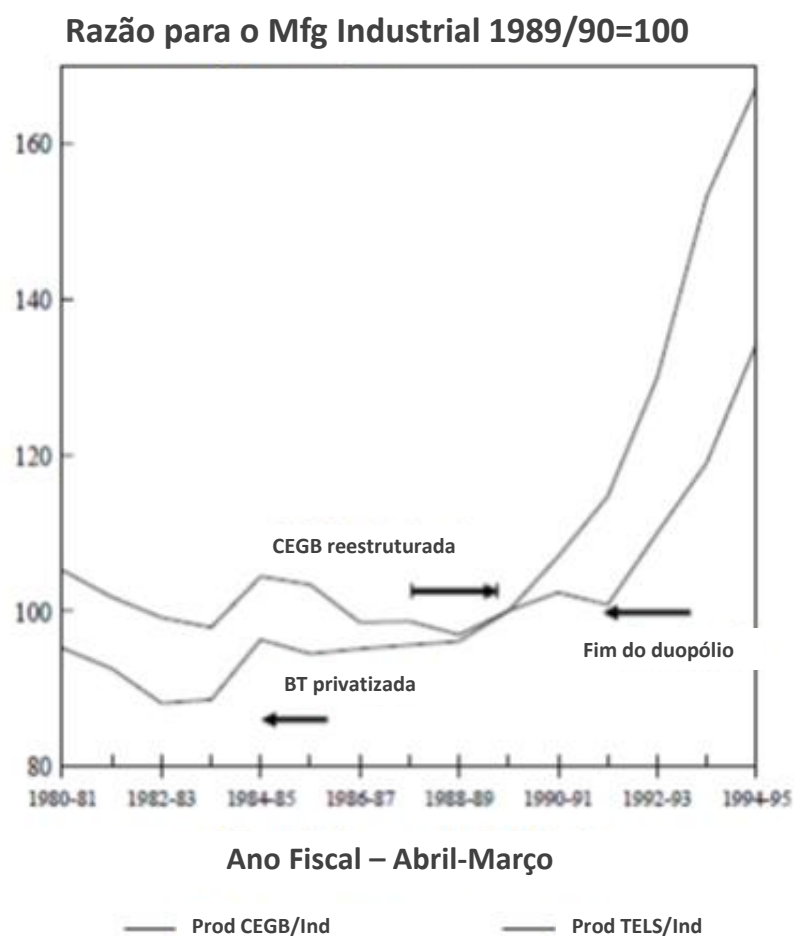
Seja num regime regulado ou em mercados competitivos, o grande desafio do formulador de políticas públicas é incentivar os agentes de mercado a produzir de maneira eficiente e garantir que os preços pagos pelos consumidores reflitam esses custos eficientes. O argumento pela liberalização é que a competição proveria incentivos mais fortes, mais baratos e menos manipuláveis à eficiência do que a regulação. Competição perfeita não só proveria os incentivos corretos mais também garantiria que todos os ganhos de eficiência fossem repassados aos consumidores, resolvendo o problema de barganha dos agentes sobre o regulador em busca de preços maiores. No entanto, a competição nunca é perfeita, e a questão prática seria quão competitivos os mercados de energia elétrica precisam ser para que, em primeiro lugar, haja mais eficiência do que sob regulação e, em segundo lugar, esses ganhos sejam transferidos aos consumidores<sup>28</sup>.

A experiência internacional mostra que as duas preocupações precisam ser enfrentadas no processo de reestruturação. Caso contrário, o incentivo à eficiência pode existir sem que haja benefício ao consumidor. As figuras a seguir, retiradas de Newbery (2003), ilustram bem a discussão. A Figura 3.1 mostra a evolução da produtividade relativa da CEGB (estatal e única empresa de geração e transmissão do Reino Unido até o processo de reestruturação) e da British Telecom (BT - responsável pelos serviços de telecomunicações), comparada com o setor industrial do Reino Unido. A BT foi privatizada sem reestruturação do setor e sua produtividade relativa permaneceu estável até a entrada de vários competidores, em 1991. No sentido contrário, o crescimento da produtividade da CEGB, que vinha em linha com o restante da indústria do Reino Unido, subiu fortemente em razão da privatização, reestruturação e introdução de competição. Logo, não basta privatizar, é necessário que também haja competição.

---

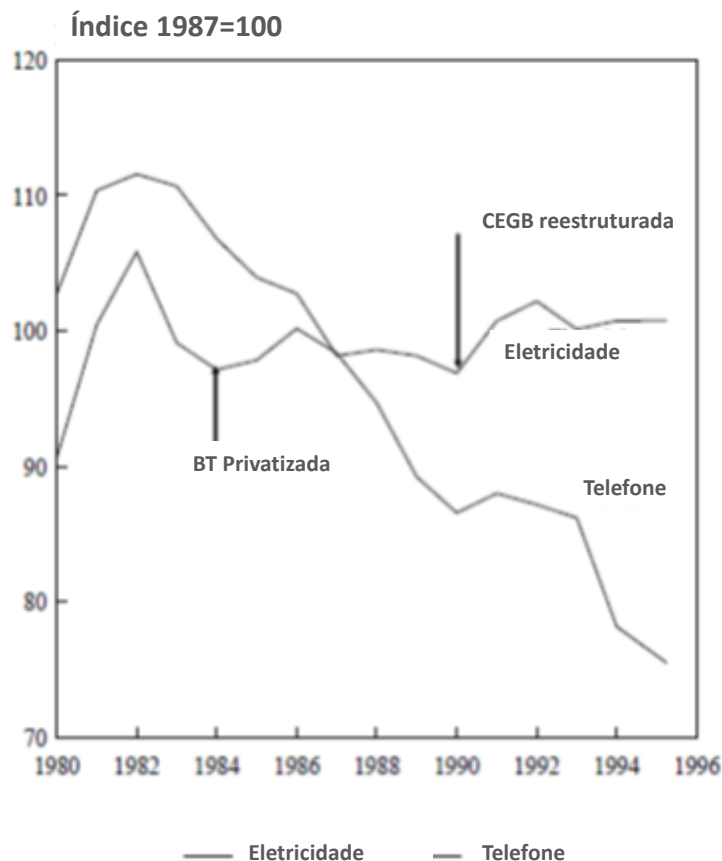
<sup>27</sup> Joskow (2008)

<sup>28</sup> Newbery (2003)



**Figura 3.1 – Produtividade da CEGB e BT com relação ao setor industrial do Reino Unido**

A figura a seguir compara os preços reais (descontada a inflação) dos serviços de telefonia e eletricidade. Os preços da telefonia subiram um pouco depois do processo de privatização, em 1984, como resultado de um realinhamento de preços, para depois ser reduzido em um quarto, enquanto os preços da eletricidade subiram no mesmo período. A regulação dos serviços de telecomunicações fez com que os ganhos potenciais de produtividade fossem repassados aos consumidores, enquanto a privatização e reestruturação em eletricidade deu incentivos para corte de custos, mas a falta de competição resultou em lucros maiores ao invés de preços menores aos consumidores.



CSO Compilado Mensal de Estatísticas

**Figura 3.2 – Preços reais de eletricidade e telecomunicações para consumidores residenciais no Reino Unido**

Essa ilustração do Reino Unido serve para lembrar que o desafio de fazer a competição funcionar nos mercados reestruturados de eletricidade não é, nem de perto, trivial. Sem um arranjo institucional e regulatório que garanta que os benefícios decorrentes da competição sejam repassados aos consumidores, os mesmos podem estar melhor sob regimes regulados. A privatização realmente fez com que as empresas reduzissem custos e se tornassem mais eficientes, mas, a ausência de competição fez com que todos os ganhos ficassem com os geradores, sem que os consumidores fossem beneficiados.

As reestruturações do setor de elétrico têm benefícios potenciais bastante significativos, mas também carregam o risco de relevantes custos potenciais caso as reformas sejam implantadas de maneira incompleta ou incorreta. É justo afirmar que quando um programa de reestruturação com desagregação ao longo da cadeia produtiva e introdução da competição é bem estudado, planejado e executado, o desempenho do setor elétrico tende a melhorar em diversos aspectos, como os custos operacionais, as perdas de energia, a disponibilidade dos geradores, investimentos, níveis e estrutura de preços, qualidade do serviço, dentre outros, quando comparado com o modelo anterior de empresas verticalizadas e totalmente reguladas. Importante



salientar que essa conclusão não é inconsistente com a avaliação de que há monopólios verticalizados regulados que apresentam boa performance e que, nesse caso, o processo de reestruturação teria pouco a oferecer em termos de ganho de desempenho<sup>29</sup>.

### 3.1 O desafio da energia elétrica

Os desafios relativos aos processos de reestruturação são enormes e não faltam exemplos de falhas causadas por erros de implementação ou, simplesmente, porque alguns países têm características que exigiam adaptações importantes que não foram feitas. O setor elétrico tem características particulares que tornam a introdução de competição bastante desafiadora, como<sup>30</sup>:

- A eletricidade não pode ser armazenada de uma maneira economicamente eficiente e, por essa razão, a energia deve ser produzida ao mesmo tempo em que é consumida.
- As leis físicas que regem a operação em tempo real de uma rede elétrica (frequência, tensão e estabilidade), em conjunto com as restrições de transmissão entre localidades diferentes e a impossibilidade de armazenamento, significam que o equilíbrio entre oferta e demanda deve ser feito continuamente em cada localidade da rede. É um desafio significativo criar um mercado que opere eficientemente em tantas localidades.
- A elasticidade de curto prazo da demanda é bastante reduzida e a oferta se torna inelástica nos momentos em que a elevação da demanda atinge os limites de capacidade disponível para o operador do sistema.
- Restrições operativas podem reduzir a capacidade de geradores localizados em diferentes regiões competirem. A capacidade de transmissão é um limitador para que um gerador de determinada região possa competir com geradores de uma região diversa.
- A demanda por eletricidade varia ao longo dos meses; entre o dia e a noite; com a temperatura; entre dias úteis e fins de semana; com o desempenho econômico, etc. Como a energia não pode ser armazenada de maneira economicamente viável, boa parte da capacidade instalada irá operar por períodos relativamente curtos, para atender a demanda de ponta do sistema. Então a formação de preços nesses horários é fundamental para tornar esse tipo de investimento atrativo e viável.
- Devido a essas características (não armazenamento, variação pouco previsível da demanda, baixa elasticidade da demanda, restrições operativas na geração e transmissão, necessidade de balanço em tempo real entre oferta e demanda, pouca flexibilidade de oferta

---

<sup>29</sup> Joskow (2008)

<sup>30</sup> Joskow (2003).



quando a demanda se aproxima da capacidade instalada) os sistemas precisariam de alguma reserva distribuída nas diversas localidades do mercado.

Dados os desafios particulares do setor elétrico e o curto tempo transcorrido desde o início do processo de reestruturação, o que se tem visto é um processo que envolve muito aprendizado e adaptações constantes em função de problemas que advêm da introdução desse novo modelo em países que têm características bastante distintas. Não há um modelo padrão que funcione bem em qualquer circunstância. No entanto, há uma série de lições que, se levadas em consideração, aumentam muito a probabilidade de que o processo de reestruturação seja bem-sucedido. As seções seguintes detalham as principais destas lições.

### 3.2 Preparação do processo de reestruturação

A experiência de diversos países deixa claro que a reestruturação bem-sucedida do setor elétrico não é simples e há um risco de problemas de desempenho muito custosos quando a reforma é implementada de forma incorreta ou incompleta. A Califórnia é o exemplo clássico de reforma malsucedida. Mesmo no Reino Unido, grandes mudanças foram necessárias no desenho do mercado original. Tem sido difícil entregar os benefícios prometidos da competição no varejo para pequenos consumidores industriais e residenciais; incentivar investimentos adequados para a expansão da geração, transmissão e distribuição tem sido um problema em diversos países que executaram as reformas. Estes problemas decorrentes da transição podem ser minimizados se a reestruturação for detidamente avaliada e implementada de maneira planejada e completa, desde o início<sup>31</sup>.

Um mercado competitivo de energia elétrica pode ser um veículo para perseguir o interesse público, mas somente se a estrutura do mercado considera as características bastante particulares dos sistemas elétricos com sua mistura complexa de infraestruturas essenciais e grandes externalidades decorrentes do uso das redes. Mercados de energia devem ser, estudados, planejados e, posteriormente, reestruturados. É ilusório acreditar que a competição e os ganhos aos consumidores simplesmente acontecem dando liberdade de escolha aos consumidores. É fundamental que as regras de acesso às redes e tarifação deem incentivos consistentes e eficientes. Não se trata de meros detalhes que podem ser deixados de lado e resolvidos pela mágica dos mercados. O ponto central em partir para maior dependência de mercados é a convicção de que os agentes do mercado responderão a incentivos. Mas mercados com instituições mal desenhadas não darão incentivos apropriados e, uma vez que os erros sejam cometidos, não será fácil consertar<sup>32</sup>.

Uma lição aprendida com os processos de reestruturação de países desenvolvidos é que é fácil cometer erros que custarão extremamente caro aos consumidores, ao mesmo tempo em que é complicado evitar que alguns erros aconteçam. Colapsos ocorreram na Califórnia e Nova Zelândia. A principal razão foi a falta de cuidado na implementação da reestruturação (os formuladores de políticas públicas não cuidaram corretamente, desde o início, dos problemas de abuso de poder de mercado, de participação da demanda, etc.). Em maior ou menor grau, todos os

---

<sup>31</sup> Joskow (2008)

<sup>32</sup> Hogan (2001)

países que implantaram mercados atacadistas experimentaram períodos longos com preços muito elevados não explicados simplesmente pelos preços dos combustíveis ou de outros insumos. Essas experiências sugerem que certamente haverá erros no início do processo de reestruturação e as instituições deverão se adaptar para enfrenta-los<sup>33</sup>.

No entanto, é possível evitar a maior parte dos erros cometidos em outros países se observarmos que os programas de reestruturação mais bem-sucedidos seguiram a estrutura básica detalhada no capítulo anterior de maneira razoavelmente próxima (o chamado modelo livro-texto): privatização das empresas estatais; reestruturação vertical e horizontal para favorecer a competição e evitar problemas de *self-dealing* e de subsídios cruzados; regulação por incentivos aos segmentos de transmissão e distribuição; bom desenho do mercado atacadista que facilita a competição entre os geradores, entrada competitiva de novos geradores e competição no varejo, pelo menos para os consumidores industriais<sup>34</sup>.

Quanto mais a reestruturação se afasta do modelo livro-texto, maior a probabilidade de que os resultados sejam decepcionantes e os consumidores não se beneficiem do processo de reestruturação. Investir profundamente na fase de preparação, analisando alternativas e simulando impactos, além de discutir com todos os agentes do setor, é primordial para uma reestruturação que, embora certamente necessitará de ajustes em sua fase de implantação, tenha maior probabilidade de ser bem-sucedida. Ampla e transparente discussão também traz consequências positivas para a legitimidade do novo modelo e para o suporte político.

### 3.3 Poder de Mercado

Um conceito bem aceito é que uma firma maximizadora de lucro atuando num mercado competitivo tem fortes incentivos a produzir de uma forma eficiente tanto do ponto de vista técnico quanto do ponto de vista alocativo. Eficiência técnica implica em produzir a maior quantidade de produto dada uma quantidade pré-definida de insumos, como trabalho, capital, combustível, etc. Eficiência alocativa significa que a firma escolhe uma cesta de insumos que minimiza o custo de produzir determinada quantidade de produto.

Por outro lado, também é igualmente bem aceito que uma firma maximizadora de lucro não tem nenhum incentivo a repassar para os consumidores preços que reflitam o custo de produção eficiente. A firma somente o fará se enfrentar competição suficiente de outros agentes do mercado. Num regime regulado, a firma busca reduzir custos, mas não tem competência para definir os preços. No regime de mercado, a firma busca tanto reduzir custos quando definir o maior preço possível por seu produto.

A teoria econômica descreve as condições para que um mercado apresente a solução ótima, isto é, que maximize o bem-estar da sociedade. Uma destas condições é que exista muitos produtores, todos pequenos em relação ao tamanho do mercado, de modo que isoladamente cada um não tenha condições de influenciar o mercado a partir de suas decisões. Infelizmente, essa condição é quase impossível de encontrar no setor elétrico dado o tamanho dos participantes do mercado antes do início dos processos de reestruturação. Essas firmas sabem que permanecendo

---

<sup>33</sup> Wolak (2003)

<sup>34</sup> Joskow (2008)

grandes terão mais possibilidade de influenciar o mercado e as decisões políticas a partir de suas escolhas unilaterais. Além disso, há ganhos de escala no segmento de geração de energia elétrica de modo que é improvável que a forma mais eficiente de estrutura seja um enorme número de firmas extremamente reduzidas. Logo, há razão econômica para permitir que as firmas permaneçam grandes (ganhos de escala), mas certamente não tão grandes quanto gostariam de ser (poder de mercado). Essa é uma das razões pelas quais o desenho de mercados de eletricidade é tão complexo<sup>35</sup>.

O formulador da política pública e reguladores devem ter presente que a firma maximizadora de lucros vai definir sua estratégia ótima tomando como dadas as regras e estrutura de mercado. Não há como eliminar os incentivos ao abuso de poder de mercado unilateral e o melhor que o desenho de mercado pode fazer é reduzi-lo.

O desenho de mercado deve limitar a possibilidade de uma firma se tornar pivotal, ou seja, quando parte de sua capacidade é indispensável para atendimento da demanda em algum período de tempo, tipicamente o período de máxima demanda do sistema. Durante esse período de tempo, a firma se depara com a possibilidade de maximizar seus lucros elevando seus preços acima do custo marginal.

Os problemas podem ser atribuídos à interação entre as características particulares do setor elétrico, mencionadas na seção 3.1; poucas empresas de geração competindo; falhas do desenho do mercado atacadista; integração vertical das atividades de geração e transmissão que cria o incentivo e a oportunidade para comportamento oportunista; peso excessivo do mercado de curto prazo em detrimento de contratos de longo prazo; e informação incompleta e mal disseminada a respeito dos preços do mercado de curto prazo que, combinada com tecnologia inadequada, limita a participação dos consumidores no mercado de curto prazo<sup>36</sup>.

Não há dúvida de que poder de mercado é um problema que deve ser levado a sério pelos formuladores de políticas públicas e reguladores. Nenhum mercado será competitivo sem um número suficientemente grande de empresas competindo, resposta adequada pelo lado da demanda, composição entre mercado de curto prazo e contratos de longo prazo. Como resultado, estratégias para coibir abuso de poder de mercado se tornaram questão fundamental dos processos de reestruturação de diversos países. O caso da Califórnia é emblemático dos problemas decorrentes de abuso de poder de mercado.

### 3.3.1 Califórnia e o choque de preços de 2000-2001

A crise da Califórnia (2000-2001) é o exemplo clássico de reestruturação malsucedida do mercado de energia elétrica<sup>37</sup>. No dia 23 de setembro de 1996, o Governador da Califórnia assinou a legislação que cuidava da reestruturação do mercado de eletricidade do estado. A nota a imprensa dizia o seguinte (tradução livre):

---

<sup>35</sup> Wolak (2003)

<sup>36</sup> Joskow (2008)

<sup>37</sup> Joskow (2001), Woo (2001). Woo, Lloyd, Tiskler (2003)

*“Cada vez que um residente desse estado aciona um interruptor, ele paga 40% a mais do que outros residentes dos Estados Unidos. [...] A legislação que estou assinando hoje irá conduzir a uma nova era de competição, fazendo da Califórnia o primeiro estado do país a dismantelar este monopólio de energia elétrica. Esta legislação marca um passo importante em nossos esforços para garantir menores tarifas, proporcionar a escolha do cliente e oferecer um serviço seguro, de modo que ninguém seja, literalmente, deixado no escuro.”*

Alguns anos depois, o colapso da reestruturação do setor elétrico daquele estado chamou a atenção de todo o mundo. Os preços no mercado atacadista cresceram aproximadamente 500% entre a segunda metade de 1999 e o segundo semestre de 2000. Nos primeiros quatro meses de 2001, o média de preços no mercado atacadista atingiu U\$ 300/MWh, dez vezes mais que a média dos anos de 1998 e 1999. Alguns consumidores foram obrigados a reduzir seu consumo em razão de escassez de oferta.

Os preços subiam no mercado atacadista, no qual as distribuidoras eram obrigadas a adquirir toda a sua energia (não tinham contratos de longo prazo), enquanto os preços finais ao consumidor eram fixos. Como resultado, as duas maiores distribuidoras do estado estavam pagando muito mais no mercado atacadista do que tinham possibilidade de repassar a seus consumidores. As duas se tornaram insolventes em janeiro de 2001 e pararam de pagar pela compra de energia, além de outras obrigações financeiras. Quando os problemas financeiros das distribuidoras começaram a se tornar evidentes, os geradores não regulados interromperam a venda de energia. Por um curto período de tempo, ordens emergenciais do Departamento de Energia dos Estados Unidos e de tribunais federais exigiram que os geradores sujeitos a jurisdição federal continuassem suprindo.

O Governo do Estado da Califórnia finalmente entrou na discussão e teve que usar fundos do estado para comprar energia dos geradores não regulados e evitar *blackouts* generalizados. Entre janeiro e agosto de 2001 foram gastos aproximadamente U\$ 10 bilhões. Além disso, o estado teve que negociar e garantir contratos de longo prazo para novos geradores (estima-se que as obrigações assumidas com esses contratos totalizam U\$ 60 bilhões). Os preços ao consumidor final tiveram que ser elevados em 40% e passaram a valer a partir de junho de 2001.

Em razão da crise da Califórnia, ganhou força o debate a respeito de abuso de poder de mercado em mercados de energia elétrica. Vários estudos concluíram que houve abuso de poder de mercado relevante, dentre eles destacam-se: Borenstein, Bushnell e Wolak (2001); Wolak, Nordhaus e Shapiro (2000); Puller (2001); Joskow e Kahn (2001); Joskow (2002) Hildebrandt (2001); Sheffrin (2001), Borenstein (2002), Woo (2001). Woo, Lloyd e Tiskler (2003).

A discussão sobre poder de mercado na Califórnia difere bastante da discussão conceitual presente em diversas outras indústrias porque focou no exercício de poder de mercado por firmas que têm uma fração relativamente pequena da capacidade total instalada do mercado relevante. Os proprietários da geração de energia elétrica que foram acusados de abuso de poder de mercado detinham de 6% a 8% da capacidade total da Califórnia. O regulador federal americano, o *Federal*

*Energy Regulatory Commission* (FERC), detinha a competência de monitorar e mitigar poder de mercado, mas, até 2001, sua visão era que firmas com uma participação de mercado inferior a 20% não teriam condições de exercer poder de mercado relevante.

Esse foco na simples participação de mercado ignora as particularidades do setor elétrico mencionadas anteriormente, como a reduzida elasticidade da demanda e a rígida restrição de oferta. Sob estas condições, mesmo uma firma com pequena participação na capacidade instalada total pode exercer grande poder de mercado quando a demanda cresce. Numa tarde quente de verão em que o operador do sistema precisa de 97% da capacidade instalada gerando para atender a demanda, uma firma que detém 6% da capacidade se depara com a possibilidade de exercer poder de mercado<sup>38</sup>.

Outra questão interessante do caso Californiano diz respeito à forma de implementar o processo de diversificação dos geradores. Houve pressão do Governo da Califórnia para que as três empresas dominantes no Estado vendessem parte de sua capacidade instalada. As empresas o fizeram vendendo praticamente toda a sua capacidade instalada de usinas a gás natural. Cinco novas empresas compraram essa capacidade e cada uma destas passou a ter de 6% a 8% da capacidade total do estado. Ocorre que nos momentos de demanda elevada, as usinas a gás natural definiam o custo marginal e, dessa forma, ainda que 6% a 8% da capacidade instalada do Estado não seja uma participação relevante, essas poucas empresas detinham praticamente a totalidade das usinas necessárias para atender a demanda de ponta, ampliando a capacidade de exercer poder de mercado.

---

Embora seja o caso mais emblemático, abuso de poder de mercado não foi uma exclusividade da Califórnia. Mesmo no Reino Unido sua presença foi relevante em prejuízo dos consumidores. Conforme mencionado anteriormente, o duopólio criado a partir da reestruturação inicial de seu setor elétrico fez com que os agentes detivessem considerável poder de mercado, o qual poderia ser exercido sem necessidade de conluio, de forma que os lances ofertados poderiam ser sistematicamente maiores do que os custos marginais de produção. A perda do peso morto foi estimada em 262 milhões de libras, por ano, comparado com os cenários em que a indústria houvesse sido dividida em 5 firmas de portes similares. Posteriormente houve maior diversificação de agentes e a competição fez com que os preços caíssem<sup>39</sup>.

Diversos outros mercados enfrentaram problema de competição decorrente de participação extremamente relevante do antigo incumbente. É o caso da *Electricité de France*, na França, da GDF Suez, na Bélgica<sup>40</sup>, dentre outros.

Como resultado, estratégias para mitigar poder de mercado se tornaram fundamentais nos processos de reestruturação. Nos Estados Unidos, protocolos de monitoramento do mercado e de mitigação de poder de mercado, definidos pelo regulador federal, se tornaram componentes chave de todas as iniciativas de reestruturação. Os protocolos definem regras de comportamento de

---

<sup>38</sup> Borenstein (2002)

<sup>39</sup> Newbery (2003)

<sup>40</sup> Percebois (2013)

mercado, bem como as penas por violação das mesmas. As regras determinam, por exemplo, que as unidades geradoras devem ser programadas e despachadas em conformidade com as regras de mercado; proíbe condutas utilizadas para manipulação do mercado; estabelece a forma de comunicação entre os agentes do mercado e os operadores do sistema e do mercado, reguladores e unidades de monitoramento do mercado; define indicadores a serem reportados às partes interessadas; exige que os agentes armazenem toda a informação necessária para um futuro processo de investigação; dentre outros. A partir dos protocolos, todos os operadores de sistema dos Estados Unidos são obrigados a manter equipes específicas de monitoramento de mercado, que reportam seus achados para o regulador. Além disso, foram definidos limites para os lances no mercado atacadista, e restrições específicas foram criadas para geradores localizados em áreas com restrições para a competição. A legislação foi alterada para dar maior competência ao regulador para punir agentes envolvidos em manipulação do mercado.

Esses protocolos têm sido bastante bem sucedidos em limitar abuso de poder de mercado. Por outro lado, outra lição aprendida é que se deve ter cuidado para que as intervenções não sejam muito agressivas. Definir preços máximos para o mercado de curto prazo, por exemplo, pode impedir que o preço sinalize escassez em uma situação normal de demanda elevada e capacidade de geração totalmente utilizada. Logo, os esforços para restringir abuso de poder de mercado no curto prazo devem ser cuidadosamente dosados para que não criem desincentivos para investimentos em nova capacidade instalada no longo prazo. Sua aplicação deve se limitar a situações em que o abuso de poder de mercado seja claramente caracterizado e as regras a serem aplicadas nesses momentos devem ser previamente estabelecidas para que não haja comportamento oportunista do regulador<sup>41</sup>.

Além dos protocolos de monitoramento e mitigação de poder de mercado, lições fundamentais aprendidas com os sucessos e fracassos de outros processos de reestruturação, e que devem ser preferencialmente tomadas antes do início do processo de reestruturação incluem a separação de geração e comercialização das atividades de distribuição e transmissão; diversificação dos agentes; capacidade adequada de transmissão; fomentar maior participação da demanda e contratos de longo prazo. Todas essas medidas levam ao que Wolak e Borenstein<sup>42</sup> chamam de elevar a elasticidade da demanda residual e, conseqüentemente, proporcionar maior competição nos mercados de eletricidade. As subseções seguintes detalham essas lições.

### **3.4 Desverticalização, diversificação, capacidade de transmissão e monitoramento**

Atualmente, alguns mercados são considerados exemplos de reestruturações bem-sucedidas. Dentre eles, podemos citar os Países Nórdicos, Inglaterra e País de Gales e o estado do Texas. Todos esses mercados cuidaram, de partida ou ao longo de sua trajetória, de enfrentar o problema de desverticalização, diversificação, capacidade de transmissão e monitoramento.

---

<sup>41</sup> Joskow (2008)

<sup>42</sup> Wolak (2003), Borenstein (2002)

## Texas<sup>43</sup>

A Lei do Texas permitiu que as empresas de eletricidade tradicionais permanecessem envolvidas tanto em seguimentos regulados quanto em atividades competitivas. No entanto, as empresas verticalmente integradas tinham que ser desverticalizadas e separar as atividades em empresas distintas dentro do mesmo grupo econômico, antes que os consumidores passassem a ter liberdade de escolher seu comercializador, em janeiro de 2002. Geração e comercialização foram fortemente desreguladas, mas diversas salvaguardas, como o código de conduta entre a empresa regulada e suas partes relacionadas competitivas, foram impostas. Monitoramento regulatório sobre a transmissão e distribuição de energia elétrica foi mantido. Limitações foram impostas com relação à troca de informação e pessoal entre as empresas relacionadas.

Desde a introdução da competição no varejo no Texas, duas das três maiores empresas incumbentes tomaram ações voluntárias para separar totalmente suas operações. *CenterPoint* e *American Electric Power* venderam suas atividades de geração e comercialização e atualmente prestam o serviço regulado de distribuição e transmissão. Ao contrário, a TXU, a maior incumbente, vendeu partes de seus ativos de geração, mas ainda continua operando como uma empresa verticalmente integrada, com segregação funcional. Exatamente essa empresa que não separou as atividades foi alvo de investigação sobre abuso de poder de mercado pelo regulador estadual, tendo sido multada em US\$ 15 milhões.

Com relação à diversificação, estudos mostraram que ainda havia bastante poder de mercado local em razão da localização estratégica de algumas unidades geradoras; a infraestrutura de transmissão precisava de reforços importantes para possibilitar a competição e o recém-reestruturado mercado de energia elétrica era sujeito a manipulação. As autoridades legislativas e regulatórias do Texas reconheceram a necessidade de prevenir o abuso de poder de mercado e deram passos importantes para enfrentar o problema por meio de emendas legislativas ao *Public Utility Regulatory Act (PURA)* e a definição de regras pelo regulador. Uma das mudanças legais foi a imposição de um limite de 20% para a participação de um gerador no mercado total. Além disso, para os agentes que permanecessem verticalizados, restrições seriam impostas a qualquer negociação que superasse 15% da capacidade instalada do mercado. Com relação ao regulador, há uma equipe especializada em monitoramento do mercado a partir de protocolos pré-estabelecidos. Ainda assim, o abuso de poder de mercado é uma preocupação relevante que ameaça o bom desempenho do mercado do Texas.

Finalmente, no que diz respeito à infraestrutura de transmissão de energia elétrica, o regulador reconheceu a importância de sua expansão para facilitar a operação e competição no mercado reestruturado. Em cooperação com o operador do mercado, foram identificados gargalos de transmissão e as empresas vêm investindo constantemente para melhorar a infraestrutura.

---

<sup>43</sup> Adib e Zarnikau (2006); Adib, Zarnikau e Baldick (2013)

### **Países Nórdicos<sup>44</sup>**

O mercado de eletricidade Nórdico compreende a Dinamarca, Finlândia, Noruega, Suécia e, mais recentemente, Estônia e Lituânia. Começando pela Noruega, em 1991, a reestruturação do setor elétrico logo espalhou para os demais. Desde o princípio, a separação das atividades competitivas das atividades monopolistas foi exigida de todos os países que quisessem integrar o mercado.

Uma forma de diluir a participação de mercado dos antigos incumbentes se deu por meio da integração dos países. Foram feitos investimentos relevante em linhas de transmissão de interconexão de modo que geradores dos diversos países pudessem competir no mercado atacadista. Um nível reduzido de participação de cada agente no mercado integrado é considerado uma das principais razões para que a reestruturação tenha sido bem-sucedida. Os autores, inclusive, alertam para o risco de fusões e aquisições, tanto horizontais quanto verticais, que poderiam comprometer o bom desempenho do mercado.

### **Inglaterra e País de Gales<sup>45</sup>**

Trata-se do primeiro processo completo de reestruturação do setor elétrico. Antes da reestruturação, todo o serviço de geração e transmissão dos países era prestado pela empresa estatal CEGB. Para possibilitar a reestruturação, houve desverticalização das atividades e duas empresas foram criadas, o *National Grid* cuidaria da transmissão e a CEGB continuaria com a atividade de geração. A questão da competição então se tornou relevante e a quantidade mínima de agentes de geração para que o mercado funcionasse de maneira razoavelmente competitiva era o ponto central de discussão. As usinas nucleares não eram rentáveis e foram alocadas numa empresa estatal, chamada *Nuclear Electric*. 60% da geração convencional foi alocada à recém-criada *National Power* e o restante à *PowerGen*. O *National Grid* recebeu a geração com característica de reserva operativa.

A posterior privatização das empresas, combinada com a desverticalização e um mercado atacadista transparente, forneceram os incentivos para ganhos de eficiência consideráveis. No entanto, a estrutura do mercado concentrada, com poucos geradores, possibilitou que os mesmos ficassem com a maior parte dos ganhos, ou seja, o poder de mercado fez com que os ganhos de produtividade significassem lucros maiores e não preços menores para os consumidores.

Havia um reconhecimento geral de que a concentração de mercado e o conseqüente poder de manipulação dos incumbentes era o maior problema do desenho de mercado da Inglaterra, a impedir que houvesse, de fato, competição. Inicialmente, foi estimulada a entrada de novos geradores por meio da permissão regulatória para que os distribuidores oferecessem *Power Purchase Agreements (PPAs)* para novos produtores independentes de energia elétrica. A solução foi aceita e dentro de alguns meses foram assinados contratos de longo prazo, usualmente de 15 anos, com aproximadamente 5 GW de nova capacidade, movida a gás natural.

---

<sup>44</sup> Amundsen, Bergman e Fehr (2006)

<sup>45</sup> Newbery (2005), Newbery (2006)



Posteriormente, *PowerGen* entrou em negociações com o secretário de estado para vender 4 GW de capacidade instalada em troca do direito de adquirir uma distribuidora e uma comercializadora. De maneira similar, a *National Power* concordou em vender 4 GW de capacidade de geração em troca do direito de adquirir uma comercializadora de energia elétrica. Por não ter tratado adequadamente o problema da diversificação no início do processo de reestruturação, o Governo teve que tratar o problema, a posteriori, o que é muito mais custoso.

---

A lição que fica, portanto, é que a separação vertical (no mínimo funcional, mas, preferencialmente, estrutural) combinada com boa capacidade de transmissão, privatização, regras transparentes de mercado e uma quantidade suficiente de competidores é indispensável para que o mercado de energia elétrica possa funcionar de maneira razoavelmente competitiva, em benefício dos consumidores. O problema deve ser enfrentado, preferencialmente, antes do início do processo de reestruturação dado que a solução a posteriori, além de mais complexa, gerará danos aos consumidores.

### 3.5 Contratação de longo prazo

O desenho de mercado também deve permitir e até incentivar contratação de longo prazo. Fazê-lo traz duas consequências benéficas à reestruturação. Primeiramente, sob a perspectiva da demanda, cria um *hedge* contra a volatilidade de preços do mercado de curto prazo. Depois, pelo lado da oferta, além de também reduzir riscos, leva os geradores a darem lances mais agressivos no mercado de curto prazo, favorecendo a competição e o bom desempenho do mercado atacadista<sup>46</sup>.

A possibilidade de vender com antecedência torna mais difícil para a firma reprimir a competição e manipular o mercado. Se a firma vendeu parte de seu produto com antecedência, ela terá menor incentivo a restringir sua oferta no mercado de curto prazo com o objetivo de pressionar os preços do mercado, uma vez que não receberá o preço mais elevado do mercado de curto prazo para a fração do produto que vendeu em contratos de longo prazo. Também, se a firma vendeu parte do seu produto com antecedência, ela terá menos a perder se for mais agressiva no mercado de curto prazo. A existência do mercado de longo-prazo traz incentivos à firma manipular menos e ser mais agressiva (no sentido de redução do preço pedido) no mercado de curto prazo. Assim, em antecipação a uma competição mais agressiva no mercado de curto prazo (porque a firma sabe que os competidores venderam parte de seu produto em contratos de longo prazo), a firma tende a buscar contratos de longo prazo, elevando a competição e dando mais liquidez ao mercado.

Em outras palavras, o incentivo para uma firma exercer poder de mercado depende de sua condição líquida no mercado de curto prazo em determinado instante de tempo, ou seja, da diferença entre sua possibilidade de geração e suas vendas em contratos de longo prazo. Se a firma tem uma posição líquida muito grande, terá maior incentivo a restringir a oferta de seu produto

---

<sup>46</sup> Wolak (2003) traz uma demonstração matemática para esse argumento.

para elevar o preço do mercado. Se tiver vendido a maior parte de seu produto em contratos de longo prazo, então terá muito menos incentivo para exercer poder de mercado<sup>47</sup>.

. Esta atuação mais agressiva da firma no mercado de curto prazo leva às demais firmas a enfrentarem uma demanda mais elástica, o que gera nelas também um comportamento mais agressivo. E assim vai se criando o círculo virtuoso de contratação para a limitação do poder de mercado, em benefício da competição. Quanto mais bem distribuídos os contratos entre as diferentes firmas e quanto maior a proporção da capacidade instalada de cada gerador negociada em contratos de longo prazo maior o benefício à competição.

A ausência de contratação de longo prazo é considerada uma das principais razões para o abuso de poder de mercado na crise da Califórnia. O que resultou do processo de desenho de mercado, formulado entre 1996 e 1999 foi um regime híbrido de duas visões. O operador do sistema foi pensado para operar com a visão daqueles que propunham um modelo baseado em contratos bilaterais. No entanto, foi criada a *California Power Exchange* para rodar um mercado do dia seguinte. Pelos primeiros quatro anos as três maiores distribuidoras da Califórnia, que atendiam a maior parte dos consumidores, eram obrigadas a comprar praticamente toda sua energia no mercado de curto prazo. A partir de 1999 a *Power Exchange* começou a gerenciar um mercado a termo, mas nunca conseguiu ter liquidez. Praticamente toda a energia era comprada pelas distribuidoras no mercado de dia seguinte, potencializando o abuso de poder de mercado. No ano 2000, quando um verão mais quente e seco do que o normal, combinado com grande crescimento econômico, fez com que praticamente toda a capacidade instalada fosse utilizada, se apresentou a oportunidade perfeita para que os geradores exercessem seu poder de mercado.

Todos os mercados mais competitivos e bem-sucedidos permitem contratos bilaterais. No caso do Texas, os formuladores de Políticas Públicas focaram em evitar as falhas de desenho de Mercado que entenderam ter motivado a crise da Califórnia. A estrutura de mercado resultante foi desenhada para permitir grande dependência de contratos bilaterais. O mercado atacadista do Texas, ERCOT, foi pensado para incentivar contratação bilateral entre geradores e comercializadores como forma de limitar a volatilidade de preços para os consumidores. Diferente do fracassado mercado da Califórnia, o ERCOT não opera um mercado de curto prazo centralizado, mas sim um mercado de diferenças entre posições físicas e contratuais.

No Mercado dos Países Nórdicos o arranjo é um pouco diferente. Aproximadamente 40% do consumo de energia elétrica é comercializado no mercado de dia seguinte (embora grande parte com hedge por meio de contratos financeiros). O restante da energia é comercializado por contratos bilaterais e outros arranjos<sup>48</sup>.

Na Inglaterra e País de Gales, originalmente, havia o Pool, um mercado compulsório que definia a ordem de mérito para o despacho e o preço do mercado atacadista. A cada dia, os geradores davam seus lances até as 10h00 e recebiam suas ordens de despacho e os preços para cada meia hora do dia seguinte às 17h00. Os preços do mercado de curto prazo eram definidos para cada meia hora do dia seguinte a partir da intersecção entre as curvas de oferta agregadas e a

---

<sup>47</sup> Borenstein (2002)

<sup>48</sup> Amundsen, Bergman e Fehr (2006)

demanda estimada para o dia seguinte. Toda energia era liquidada pelo preço do mercado de curto prazo. Adicionalmente ao Pool, que funcionava tanto como um mercado de curto prazo de commodities como um mercado de diferenças, a maior parte dos geradores e comercializadores também assinavam contratos financeiros para períodos variáveis para mitigar o risco da volatilidade de preços do mercado atacadista (aproximadamente 90% da energia comercializada no Pool tinha contratos por trás)<sup>49</sup>.

Posteriormente o Pool foi substituído pelo *New Electricity Trading Arrangements – NETA*. Sob o novo arranjo, a eletricidade passou a ser comercializada por meio de quatro mecanismos voluntários interdependentes. Contratos bilaterais cobririam o médio e longo prazo, enquanto contratos padronizados a termo ofereciam produtos para períodos de chegavam há muitos anos à frente. Haveria ainda um mercado bilateral de prazo bastante curto que operaria de 24 horas até 1 hora antes da entrega da eletricidade para que os agentes pudessem ajustar suas posições contratuais às suas posições físicas projetadas. Fechados os arranjos bilaterais todas as partes teriam que informar suas posições contratuais finais ao operador do sistema. O operador então aceitaria ofertas de lances para o balanceamento do sistema, ou seja, a diferença entre as posições contratadas e realizadas (medidas) a cada meia hora. O Pool, portanto, foi substituído por um mercado de contratos bilaterais com um mecanismo de balanceamento das diferenças entre posições contratuais e medidas.

Só para citar mais um exemplo, o mercado *PJM Interconnection* gerencia a maior área centralmente despachada da América do Norte e opera o maior mercado atacadista competitivo do mundo. Compreende os estados americanos de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia e o Distrito de Columbia. As regras de mercado da PJM têm sido centrais em seu sucesso e, em particular, o fato de as regras estabelecerem um mercado baseado em lances de preços, com restrições de segurança, com despacho econômico centralmente operado, precificação nodal e ampla flexibilidade para os participantes do mercado firmarem contratos bilaterais, despachar sua geração e atender as próprias cargas<sup>50</sup>.

Basicamente, o PJM opera uma série de mercados. No mercado de dia seguinte, os participantes submetem curvas de oferta e de demanda. O PJM agrega as curvas de oferta e demanda para cada localidade do sistema elétrico. A interseção entre as curvas agregadas define o preço para cada localidade e cada hora do dia seguinte. Lances de ofertas mais baratas do que o preço definido e demandas dispostas a pagar pelo menos este preço são aceitas e estão, portanto, programadas. Como as medições físicas serão diferentes das posições programadas no mercado de dia seguinte, o PJM também opera um mercado de tempo real, por meio do qual utiliza a demanda efetivamente medida e os lances do mercado de dia seguinte para definir os preços a serem utilizados para valorar as diferenças entre a programação e a operação em tempo real do sistema. Para evitar a volatilidade de preços do mercado de curto prazo, os agentes têm plena liberdade de assumir contratos bilaterais. Além dos mercados de energia, o PJM ainda opera um mercado de serviços ancilares, por meio do qual contrata serviços como reservas operativas e regulação de estabilidade do sistema. Por fim, há mercado de capacidade para assegurar recursos

---

<sup>49</sup> Newbery (2006)

<sup>50</sup> Bowring (2006)

de geração suficientes para garantir segurança do abastecimento. Os mercados de capacidade serão abordados em maior detalhe à frente.

Enquanto contratação de longo prazo sozinha poderia ter evitado uma crise como a da Califórnia, uma abordagem muito mais eficiente seria combinar contratação de longo prazo com repasse dos preços do mercado de curto prazo para maior participação dos consumidores no equilíbrio do mercado<sup>51</sup>, conforme abordado na próxima seção.

### **3.6 Participação da demanda**

Pouca resposta do lado da demanda tem sido um dos pontos mais decepcionantes dos processos de reestruturação ao redor do mundo. Razões políticas e econômicas limitam a capacidade de os consumidores participarem da maneira mais efetiva dos mercados, tornando-os mais competitivos. Há necessidade de aprimorar a infraestrutura e a qualidade da transmissão da informação para que haja resposta correta. Por outro lado, os formuladores de políticas públicas precisam entender que os consumidores somente poderão se beneficiar do processo de reestruturação se a adaptação de seu consumo em resposta aos sinais de preços lhe trouxer custos médios menores com eletricidade.

Embora tenha evoluído lentamente, desde a crise da Califórnia foi detectado que maior participação da demanda é fundamental, sobretudo em momentos em que a maior parte da capacidade instalada está sendo utilizada para seu atendimento. Mercados competitivos não funcionam bem se a regulação isola os consumidores finais das variações de preço no mercado atacadista. A exposição dos consumidores ao preço do mercado de curto prazo possibilita que expressem suas preferências, que reajam a sinais de preços e ajuda a mitigar o poder de mercado dos geradores. Na Califórnia, por um lado as distribuidoras eram proibidas de fazer contratos de longo prazo (que reduziria sua exposição às flutuações de preços do mercado atacadista) e por outro eram impedidas de repassar as oscilações dos preços de mercado aos consumidores finais. Sem sinal de preço e, conseqüentemente, sem reação racional pelo lado da demanda, toda a solução dependeria exclusivamente da oferta. Foi criada a condição perfeita para abuso de poder de mercado pelos geradores.

Um exemplo em sentido oposto ajuda a entender a importância da reação da demanda para o equilíbrio do mercado numa situação de estresse do mercado.

#### **3.6.1 O mercado de eletricidade Nórdico e o choque de preços de 2002-2003<sup>52</sup>**

Entre 2002-2003 o desenho do mercado de eletricidade Nórdico foi testado com um grande choque de preços, motivado por uma restrição de oferta. Na segunda metade de 2002, a energia afluyente para os reservatórios das hidrelétricas dos países nórdicos foi de apenas 54% da média dos 20 anos anteriores. Como resultado, o nível dos reservatórios atingia recordes negativos no

---

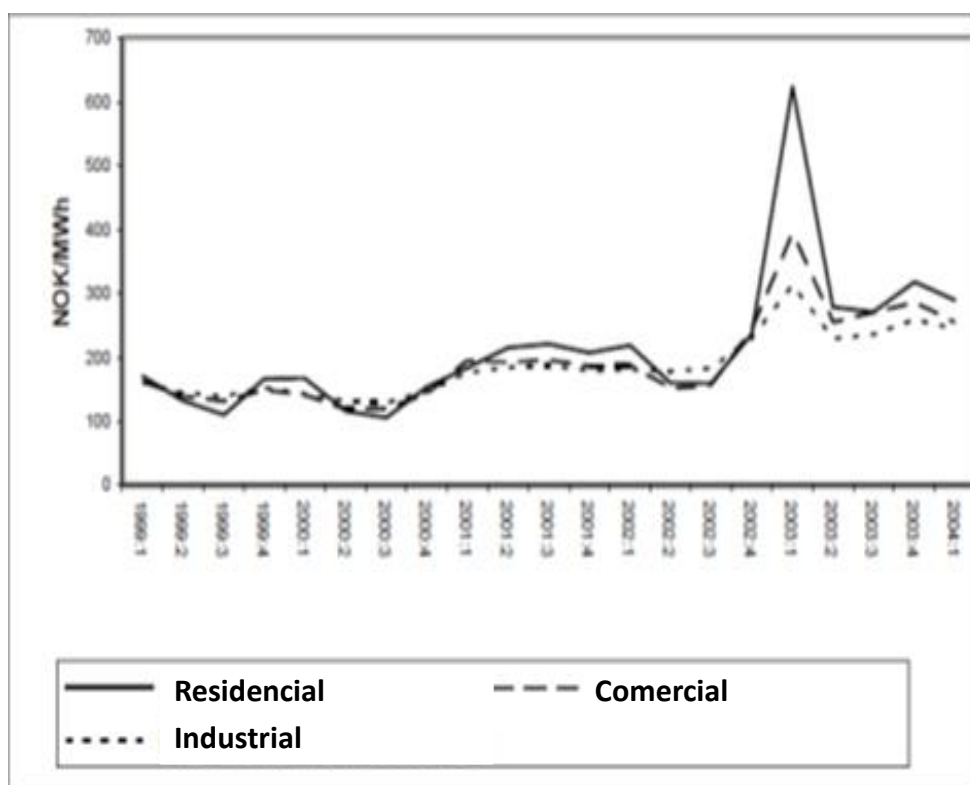
<sup>51</sup> Borenstein (2002)

<sup>52</sup> Artigos que analisam essa crise: Amundsen e Bergman (2005); Amundsen, Bergman e Van der Fehr (2006), Woo, Lloyd e Tiskler (2003) e Newbery (2005a).

começo do inverno (que naqueles países é caracterizado por baixa afluência e elevada demanda em razão da carga térmica).

Prevendo condições de mercado mais severas, os geradores hidrelétricos restringiram o suprimento e os preços começaram a subir. A média de preços do mercado de curto prazo, em janeiro de 2003, atingiu de duas a três vezes o nível usual. Os elevados preços atingiram os consumidores finais que, em alguns casos, tiveram aumento na conta de energia de cinquenta por cento ou mais. Havia muita especulação de que os elevados preços eram resultado de um abuso de poder de mercado, de que as regras de mercado levaram a uma redução dos investimentos em expansão da geração e da transmissão, de que um racionamento em larga escala seria inevitável e de que seria inevitável alguma intervenção regulatória.

Ao final, nenhuma intervenção regulatória foi imposta e não houve racionamento. A demanda reagiu ao sinal de preço, os geradores térmicos produziram mais e o mercado se balanceou. Ainda que os preços tenham permanecido elevados ao longo de 2003, as condições de mercado gradualmente se normalizaram. A figura 3.3 mostra o comportamento do custo da energia (já descontado a tarifa fio e os tributos) na conta paga pelos consumidores da Noruega.

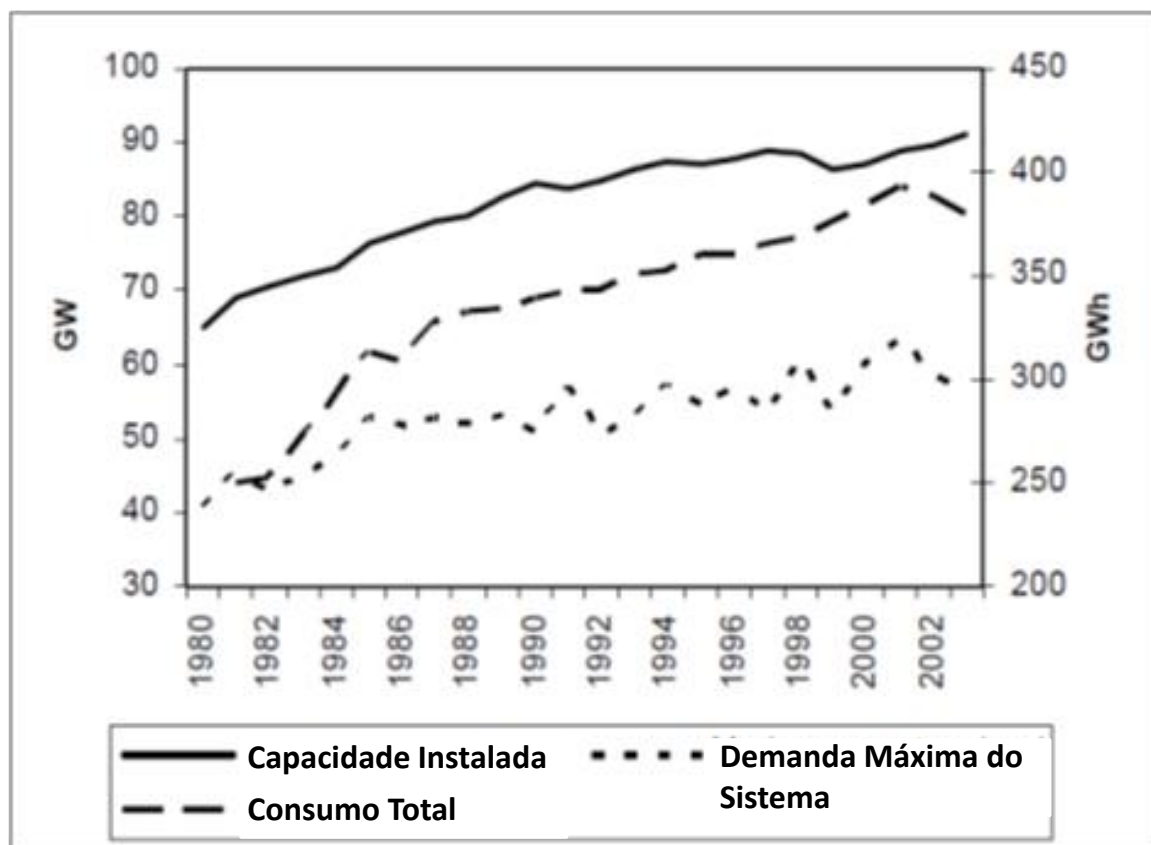


**Figura 3.3:** Preço ao consumidor final da Noruega (excluindo a tarifa fio e os tributos).

**Fonte:** Amundsen e Bergman (2005).

A elevação dos preços teve um relevante impacto sobre a demanda, possibilitando que o mercado voltasse a operar normalmente. A figura a seguir mostra a evolução do consumo, carga

máxima e capacidade instalada. Nota-se, claramente, que em 2002 e 2003 não houve adição relevante de oferta, mas o consumo e a demanda de ponta caíram de maneira significativa.



**Figura 3.4** – Evolução da capacidade instalada, consumo e demanda máxima.

**Fonte:** Amundsen e Bergman (2005).

A rápida transmissão do sinal de preço do mercado de curto prazo para o consumidor final foi fundamental para o adequado funcionamento do mercado num momento de choque de preço motivado por uma restrição de disponibilidade (e não capacidade) em razão de reservatórios deplecionados. Claro que à essa característica, somam-se outras fundamentais como: i) ausência de abuso de poder dominante no mercado; ii) pouca ou nenhuma restrição operativa; iii) mercado bem estabelecido, com regras claras; iv) transparência absoluta de preços e quantidades transacionadas no mercado, etc.

A importância da participação da demanda na melhoria do desempenho do setor elétrico competitivo está sendo medida em diversos experimentos empíricos. Esses experimentos, tipicamente, instalam medidores eletrônicos numa amostra de consumidores e exigem que parte deles passe a pagar por todas as variações de preços do mercado de curto prazo enquanto os demais continuam pagando suas tarifas pré-definidas de acordo com a hora do dia. Experimentos dessa natureza foram realizados em diferentes jurisdições dos Estados Unidos e todos encontraram resultados estatisticamente significativos e economicamente relevantes de que os consumidores

finais podem alterar seu consumo de maneira relevante em resposta aos preços do mercado. Embora não seja grande surpresa que preços maiores resultem em readaptação de consumo, outro resultado fundamental dessas pesquisas é que a forma como os preços são sinalizados aos consumidores alterar a magnitude de sua resposta<sup>53</sup>.

Reguladores e pequenos consumidores têm argumentado que responder a preços horários seria demasiadamente complexo e consumiria tempo demais para a maior parte dos consumidores de pequeno porte. Os consumidores teriam que continuamente monitorar o preço da eletricidade em cada hora do dia para decidir se faz sentido econômico alterar seu consumo.

Em resposta a esse tipo de problema, métodos alternativos de cobrança vêm sendo testados. *Critical Peak Pricing (CPP)* busca reduzir o esforço empreendido pelos consumidores e maximizar o resultado de sua reação a sinais de preços. Sob esse tipo de programa de tarifação dinâmica, os consumidores pagam suas contas normalmente, a partir de um preço único ou blocos de tarifação pré-definidos. No entanto, o comercializador é autorizado a declarar certo número de dias com picos de consumo críticos dentro de determinado intervalo de tempo. Tipicamente, o aviso é feito no dia anterior, por meio de mensagens no telefone celular ou por e-mail. Durante o período de pico de um dia CPP o consumidor paga um preço substancialmente maior (por exemplo, se usualmente o consumidor pagaria U\$ 8 cents/kWh, no dia CPP pagaria algo como U\$ 35 cents/kWh). Sob o CPP o consumidor não precisa ficar monitorando os preços do mercado atacadista. Em verdade, ele não precisa saber absolutamente nada sobre o mercado atacadista. Num programa CPP testado na Califórnia, depois da crise de 2000, o resultado encontrado foi uma redução de 13% no consumo de ponta dos consumidores sob CPP se comparado com o grupo de controle que não foi submetido ao programa.

Na Europa também há poucos resultados significativos de resposta da demanda, sobretudo para pequenos consumidores residenciais, comerciais e industriais. Os programas ainda são muito focados em grandes consumidores industriais que respondem a sinais de preços e também assinam contratos de interrupção ou redução de seu fornecimento durante períodos críticos, mediante compensação financeira. No entanto, há clara indicação de que a reação pelo lado da demanda começa a ganhar apoio político no nível dos países a partir de programas de instalação de medidores inteligentes e no nível da união europeia pela preocupação em manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda encorajando os estados membros a fornecer informação aos consumidores a respeito de tecnologias de eficiência energética, assim como aprimorar os sinais de preços e os mecanismos de tarifação, além de *feedbacks* anuais sobre o consumo de energia elétrica. Os programas de instalação de medidores inteligentes significam que, em breve, a Europa terá a infraestrutura necessária para maior resposta da demanda. Doze estados membros estão atualmente discutindo ou executando políticas para universalização dos medidores inteligentes. Se anteriormente se debatia a necessidade de investimentos, atualmente se discute como os investimentos serão feitos<sup>54</sup>.

A lição aprendida com relação à participação da demanda, sobretudo dos menores consumidores é que deve haver uma relação de compromisso entre o repasse de preços do mercado

---

<sup>53</sup> Wolak (2013)

<sup>54</sup> Torriti, Hassan, Leach (2010)

atacadista e a proteção ao consumidor com relação à volatilidade de preços do mercado de curto prazo. Esse *hedge* contra flutuações pode ser atingido a partir de exigências legais ou regulatórias de um nível mínimo de cobertura da demanda a partir de contratos de longo prazo. Esses contratos não só trazem estabilidade para as contas mensais, como dão incentivos à expansão da demanda e limitam a possibilidade de abuso de poder de mercado pelos geradores. O nível exato de cobertura contratual é uma questão aberta, mas países mais dependentes de capacidade hidrelétrica deveriam ter maior presença desses contratos<sup>55</sup>.

No entanto, cuidados devem ser tomados para que desenhos regulatórios que objetivem proteger os consumidores não criem uma crise como a da Califórnia. Por exemplo, a possibilidade de um consumidor migrar para um comercializador e, posteriormente, voltar a comprar energia da distribuidora local por um preço pré-definido traz esse tipo de risco. A possibilidade de um consumidor fazê-lo deixa o distribuidor com um enorme risco, sem *hedge*, contra os movimentos de consumidores. Ou seja, vende por um preço fixo e sofre as oscilações do mercado de curto prazo sem ter adquirido contratos para suportar a volta de consumidores.

A forma mais eficiente de alocar riscos seria tratar geradores e consumidores de forma simétrica. Uma forma de fazê-lo seria definir o preço do mercado atacadista como tarifa padrão da distribuidora local (para consumidores com medidor horário), ou seja, sem *hedge*. É exatamente esse o risco enfrentado por um gerador. Se não firmar contratos de longo prazo irá receber pela energia gerada o preço do mercado atacadista. Com o consumidor não deveria ser diferente e os mecanismos regulatórios devem incentivá-lo a fazer contratos com comercializadores para que limite seu risco. Essa seria a lógica da reestruturação do setor elétrico, o mercado competitivo e o gerenciamento descentralizado do risco trariam maior eficiência e benefícios aos consumidores.

Tratamento simétrico de carga e geração criaria incentivos para maior eficiência dos mercados reestruturados do setor elétrico, com o seguinte ciclo virtuoso: 1) os consumidores finais seriam incentivados a assinar contratos de longo prazo para ter proteção contra a volatilidade de preços do mercado atacadista. 2) os comercializadores então buscariam um *hedge* para se proteger contra o fato de terem vendido contratos de longo prazo para os consumidores, garantindo-lhes proteção contra oscilações do mercado de curto prazo. 3) os comercializadores criariam uma demanda por contratos de longo prazo a serem vendidos por geradores. Dessa forma, ao exigir que ambos os geradores recebam e os consumidores paguem os preços do mercado de curto prazo como *default*, cria fortes incentivos para que cada lado do mercado faça sua parte para gerenciar o risco de preços de curto prazo.

Definir como *default* os preços do mercado atacadista não implica grande volatilidade nas contas mensais porque o consumidor é incentivado a fazer contratos com um comercializador. Por exemplo, um consumidor contrataria com seu comercializador um perfil horário de consumo com preços pré-definidos para o consumo em cada hora do dia. No entanto, certamente o consumo realizado será diferente do consumo contratado e o consumidor poderia liquidar sobras e comprar déficits pelos preços do mercado atacadista. Essa estrutura limitaria a volatilidade da conta mensal, mas ainda daria sinais de preços para os consumidores. Com preços elevados, o consumidor seria

---

<sup>55</sup> Wolak (2013)



incentivado a reduzir seu consumo e vender sobras, enquanto cenário de preços baixos levariam o consumidor a consumir mais do que seu plano base, dado que não haveria grande elevação de sua conta.

Claro que essa solução depende da instalação de medidores horários e infraestrutura de comunicação. Poucos países têm medidores em quantidade suficiente para que toda a demanda seja envolvida dessa forma. Cada país deve adaptar a solução considerando suas particularidades e estudos da relação entre custos e benefícios são necessários. Por exemplo, em países em que dominam os geradores a partir de combustíveis fósseis, com flutuações de preços relevantes ao longo do dia, os ganhos potenciais da instalação de medidores horários são maiores do que em sistemas fortemente hidrelétricos, nos quais as variações de preços são, sobretudo, sazonais. Os benefícios potenciais também são maiores nos países em que o consumo mensal é muito elevado e onde o custo de mão de obra para fazer a manutenção e leitura dos medidores convencionais são maiores. Em outras palavras, os países em desenvolvimento têm benefícios potenciais menores do que os países desenvolvidos em universalizar a medição horária.

Isso não quer dizer que reação da demanda não seja importante, mas somente que as soluções devem ser customizadas. A afirmação econômica de que “não tem almoço grátis” se molda com perfeição ao processo de reestruturação do setor elétrico. O modelo de mercado poderá resultar em custos médios menores para os consumidores se os resultados da competição alterarem o comportamento dos participantes do mercado. Somente dando incentivos para uma operação mais eficiente para os geradores e sinais de preços adequados para o comportamento da demanda pode o mercado resultar em custos médios menores para os consumidores<sup>56</sup>.

### 3.7 Credibilidade do processo regulatório

Regulação efetiva e adequada das redes de transmissão e distribuição não ocorre por acidente ou espontaneamente. Requer boas instituições regulatórias que sejam independentes, com equipes altamente especializadas e capacitadas e que tenham acesso a informações sobre custos, preços e qualidade do serviço. Trata-se de questão fundamental para o sucesso do processo de reestruturação do setor elétrico. Atenção inadequada foi dada em diversos países, como Alemanha e Nova Zelândia, que inicialmente apostaram na reestruturação sem um regulador especializado, apostando em negociação de preços e as limitações usuais da lei de competição. Na Nova Zelândia, por exemplo, a obrigação de valorar os ativos de distribuição foi alocada aos monopolistas, com simples supervisão por parte do governo. O resultado foi uma massiva transferência de riqueza dos consumidores para os distribuidores. Essas experiências foram claramente fracassadas e demonstram que o setor elétrico necessita, sem dúvidas, de um regulador especializado<sup>57</sup>. Atualmente, ambos os países possuem reguladores especializados, com competências para definir as tarifas de distribuição e transmissão.

A desverticalização das atividades competitivas daquelas monopolísticas é requisito necessário, mas não suficiente para o sucesso do processo de reestruturação. Deve ser

---

<sup>56</sup> Wolak (2013)

<sup>57</sup> Joskow (2008)

complementada pela indispensável introdução da regulação por incentivos nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica que deve prover sinais para eficiência dos gastos operacionais, dos investimentos, da melhoria da qualidade do serviço prestado, da disponibilidade das instalações e da expansão das redes de modo a permitir livre acesso e competição entre os demais agentes de mercado (geradores, comercializadores e consumidores). A boa regulação dos monopólios naturais, portanto, deve garantir eficiência em gastos e investimentos, qualidade do serviço e livre acesso, requisitos imprescindíveis ao sucesso dos mercados reestruturados.

Por outro lado, a introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização muda por completo o paradigma da atividade regulatória. Se anteriormente a regulação se preocupava em definir tarifas que refletissem os custos médios de gerar, transportar e comercializar energia, agora o regulador se depara com o desafio de fazer a competição funcionar. Ganha representatividade o papel do regulador em definir protocolos de monitoramento e mitigar abuso de poder de mercado, de fornecer informação completa para que os agentes do mercado possam tomar decisões eficientes e de punir agentes que se comportem de maneira não competitiva. Os tempos também são distintos e, a partir da introdução da lógica de mercados, o regulador precisa atuar de forma precisa e rápida porque o dano potencial ao consumidor é significativo.

Novamente, a crise da Califórnia nos traz ensinamentos com relação ao papel do regulador. Primeiramente, a FERC demorou quase seis meses para agir, desde que se tornou claro que poder de mercado substancial vinha sendo exercido no mercado Californiano. Depois, a intervenção regulatória foi muito tímida e mal concebida, elevando a frequência com que ocorria o abuso de poder de mercado. Por fim, desde o início, a FERC se recusou em implementar um sistema de penalidade para violações das regras de mercado. As regras impostas determinavam que as firmas devolvessem os recursos obtidos a partir de violações das regras, somente. Claramente, essa abordagem não inibe práticas anti-competitivas dado que, no pior cenário, a firma teria que devolver os recursos que ganhou ao violar as regras do mercado. A menos que o regulador consiga detectar toda e qualquer anomalia, a estratégia maximizadora de lucro das firmas seria violar as regras impostas.

Outro papel que cabe ao regulador nos setores elétricos reestruturados é o de conferir transparência e informação a todos os agentes. A disponibilização sistemática e rápida da maior quantidade de informações sobre o desempenho do mercado traz credibilidade e legitimidade ao processo. Os agentes precisam dessa informação para tomar decisões eficientes que tornarão os mercados mais competitivos. Os mercados que têm melhor desempenho, como Reino Unido, Países Nórdicos, PJM e Texas asseguram que diversas informações sejam tornadas públicas, rapidamente.

Especificamente, qualquer informação submetida ao coordenador do mercado de curto prazo e ao operador do sistema, bem como a informação produzida por estas instituições devem se tornar públicas. Informação sobre os lances de cada gerador e comercializador no leilão de dia seguinte e de tempo real, assim como a geração efetiva de cada usina e a declaração de indisponibilidade de cada gerador em cada ponto da rede, são todas informações de interesse público. Também é fundamental que seja comparada e publicada a capacidade de transmissão

prevista para o dia seguinte e a efetivamente disponibilizada, bem como os fluxos passantes nas linhas de transmissão, previsto e realizado.

A lógica por trás da disponibilização das informações é que os mercados de dia seguinte e de tempo real devem ser o mais transparente possível para todos os participantes. Transparência deve ser a regra e não a exceção. Num mercado competitivo, todos os agentes de mercado devem ter condições de reproduzir os resultados do mercado a partir das informações que lhe foram fornecidas. A disponibilização da informação deve ser feita o mais rápido possível, pois assim traz uma série de benefícios. Primeiro, quanto antes for disponibilizada a informação, melhor uso os agentes farão para tomada de decisões. Segundo, traz mais credibilidade e legitimidade ao processo regulatório, uma vez que as decisões do regulador serão fundamentadas em dados públicos, permitindo a contestabilidade por todas as partes envolvidas. Terceiro, reduz a barreira a novos entrantes, dado que mercados de curto prazo bem compreendidos e transparentes para um grande número de potenciais e atuais participantes reduzem os custos para acessar informações que fundamentarão os estudos necessários para determinar a o momento de fazer investimentos novos ou adicionais. Em adição, medidas padronizadas de desempenho do mercado atacadista, disponibilizadas em bases regulares, também reduzem as barreiras à entrada e torna os mercados mais competitivos. Quarto, a imediata publicação de informações também favorece o processo de definição e contratação de obras de transmissão que irão tornar o mercado mais competitivo. Quinto, informações públicas permitem participação e monitoramento de diversas instituições que irão auxiliar o regulador em sua missão de monitorar o desempenho do mercado<sup>58</sup>.

Além da questão da transparência, há lições com relação ao papel do regulador de monitorar o mercado. O exemplo do Reino Unido mostra a importância de ser conferida competência ao regulador para monitorar e rapidamente agir em caso de abuso de poder de mercado.

### 3.7.1 A experiência do Reino Unido com o Pool<sup>59</sup>

O mercado de eletricidade, o *Pool*, foi criado em 1999 por um grupo de geradores e distribuidores que, em conjunto, eram os proprietários da *National Grid Company*, que operava a rede de transmissão e do mercado atacadista. O papel do *Pool* foi codificado no *Pooling and Settlement Agreement (PSA)* assinado por todos os membros e previa o procedimento para alteração de suas regras. O *Pool* era gerenciado por seus membros e havia pouco monitoramento pelo regulador ou qualquer outra entidade independente.

Quando uma falha de mercado era identificada, criava-se um subcomitê para formular uma mudança na regra e resolver o problema. Esta solução então seria votada pelo *Pool Executive Committee (PEC)* originalmente formado por cinco geradores e cinco comercializadores. No entanto, dado que as participantes do mercado tinham pesos diferentes nas votações com base em seu porte, era possível que os maiores bloqueassem mudanças de regras desfavoráveis a seus

---

<sup>58</sup> Wolak (2003)

<sup>59</sup> Wolak (2005)

interesses financeiros. Somente em caso de derrota na votação do PEC poderia ser notificado o regulador, tornando o processo bastante moroso.

Em verdade, uma série de questões foram consideradas demasiadamente controversas para serem resolvidas no início do processo de reestruturação e foram deixadas para serem posteriormente resolvidas pelo *Pool*. No entanto, o *Pool* se mostrou pouco preocupado em resolver essas questões porque havia ganhadores e perdedores e os ganhadores não queriam que as regras mudassem. O regulador tinha pouca ou nenhuma autoridade para rever regras falhas antes que grande dano fosse causado ao consumidor. Também não tinha competência para a definição de regras prospectivas que limitassem o abuso de poder de mercado.

Como evidência dessa limitação, eram notórios no Reino Unido os problemas de concentração de mercado de geração e da necessidade de diversificação. No entanto, a limitação do poder de mercado da *National Power* e *PowerGen* só ocorreu depois grande pressão política motivada por anos de abuso de poder de mercado em prejuízo do consumidor. Outro exemplo foi o uso de pagamento por capacidade para elevar os preços de mercado. Embora denunciados e conhecidos, o regulador não tinha autoridade suficiente para evitá-los. Alguns estudos avaliam a dificuldade de se alterar regras e ter um monitoramento eficiente do mercado como produto da mal desenhada governança do *Pool*<sup>60</sup>.

Apesar de ineficientes, as regras de mercado continuaram vigentes até que o *Pool* foi substituído pelo *New Trading Arrangements (NETA)*. Diversas regras de mercado foram alteradas pelo NETA mas a parte fundamental da reforma foi fortalecer a governança do mercado de energia elétrica. O NETA exigia que todos os participantes assinassem uma nova licença que dava ao regulador, o OFGEM, a responsabilidade de monitorar o mercado e intervir para corrigir falhas de mercado. Especificamente, o processo de mudança de regras em resposta a falhas de mercado foi significativamente melhorado. Tanto a flexibilidade das regras quanto a competência de o regulador fazer as mudanças necessárias para o bom funcionamento do mercado são componentes importantes do aparente sucesso do NETA.

---

Ter a competência para intervir é parte da solução. A outra parte diz respeito à capacidade de o regulador compreender a falha, avaliar custos e benefícios da intervenção e intervir somente quanto estritamente necessário. Isso porque outro atributo fundamental da regulação é a estabilidade de regras e o regulador deve evitar corrigir um problema criando outros. Uma forma de reduzir custos das intervenções regulatórias seria fazer com que o processo de monitoramento forneça medidas objetivas e precisas sobre o desempenho do mercado de modo que fique claro e transparente para todos os agentes as razões e os momentos em que é necessária uma intervenção do regulador. A previsibilidade é indispensável para a competição no mercado e os investimentos em expansão.

Nos Estados Unidos, atualmente, a FERC exige que todos os operadores independentes mantenham equipes exclusivas de monitoramento do mercado e compilem e reportem, no mínimo

---

<sup>60</sup> Green (1999)

em bases anuais, uma série de indicadores padronizados do desempenho de mercado que possam ser comparados com outros mercados e ao longo do tempo. Esses indicadores foram desenhados para prover ao regulador a informação necessária detectar falhas de mercado antes que imputem perda significativa à eficiência do mercado. Adicionalmente, todas as equipes de monitoramento são requeridas a preencher um relatório anual da FERC sobre o estado do mercado, por meio do qual é avaliado o desempenho do mercado competitivo.

A alocação da competência de monitorar no órgão regulador também responde a críticas comumente feitas ao processo de reestruturação. Para que haja credibilidade do processo, é fundamental que os agentes percebam que o processo de monitoramento não está alocado somente ao operador do sistema, ao operador do mercado ou sujeito à interferência política. Um regulador preparado e independente seria a resposta para esse tipo de questionamento, tomando as decisões que evitem abuso de poder de mercado.

Outra competência a ser atribuída ao regulador seria a de definir penalidades. Qualquer mecanismo de penalização imposto pelo regulador deve imputar ao agente infrator dano suficiente para que o valor esperado das multas a serem pagas por violar as regras de mercado exceda o valor esperado do benefício decorrente das violações. Esta restrição implica que a firma considerará como estratégia maximizadora de lucro obedecer às regras do mercado.

Por fim, diversos países possuem um processo regulatório no qual os reguladores ainda carecem de credibilidade e de conhecimento para monitorar mercados de eletricidade competitivos. Uma forma de trazer padrões internacionais e de elevar a credibilidade e a expertise da agência reguladora seria estabelecer um comitê consultivo independente por um período, por exemplo, de cinco anos. Esse comitê seria composto por três ou quatro experts internacionais em desenho de mercados de eletricidade, monitoramento e regulação<sup>61</sup>.

A primeira atribuição do comitê seria definir quais, quando e como as informações deveriam ser tornadas públicas. Também seria sua competência avaliar e publicar relatórios sobre o desempenho do mercado a partir de métricas e indicadores mundialmente aceitos, fazendo recomendações ao regulador sobre formas de impedir abuso de poder de mercado e de tornar o mercado mais eficiente. O funcionamento do comitê seria temporário e utilizado para capacitar o regulador a partir de experiências bem e malsucedidas em outros países do mundo.

Há diversas formas pelas quais esse comitê independente elevaria a credibilidade e efetividade do processo regulatório. Primeiro, diminui o questionamento do governo ou dos agentes, por meio de processos judiciais, quando o regulador toma suas decisões a partir de opiniões desse comitê, desde que devidamente fundamentadas em análises e precedentes internacionais. Depois, o comitê apontaria falhas no desenho de mercado que o regulador não tenha identificado ou tenha sido pressionado pelo governo para não corrigir. Com o apoio do comitê haveria menor margem para pressão política sobre o regulador. Além disso, o comitê estaria totalmente à disposição do regulador, aumentando a transferência de conhecimento em monitoramento de mercado e ações regulatórias a partir de padrões internacionais. Como o comitê

---

<sup>61</sup> Wolak(2003)

não teria competência para tomar decisões seria um fórum neutro para avaliar e propor soluções para questões controversas entre os agentes.

### 3.8 Compromisso Político

Parece claro da experiência vivenciada em diversos países que nenhum programa de reestruturação fez tudo certo desde o início e nunca mais precisou ser aperfeiçoado. As reformas originais usualmente são seguidas de ajustes, alguns de maior e outros de menor intensidade, que buscam dar respostas a problemas de desempenho do mercado competitivo, detectados a partir do monitoramento dos mercados, e de melhores práticas testadas com êxito em outros países.

Ocorreram diversos problemas nos processos de reestruturação do setor elétrico, não antecipados pelos formuladores de políticas públicas, que exigiram ajustes do desenho original do mercado. Em alguns casos (como, Reino Unido, Texas, Nova Zelândia, Austrália e Alberta) os ajustes foram consistentes com a continuidade e aprimoramento da decisão Política por mercados competitivos. No entanto, em outros casos as reações não foram consistentes (Califórnia, Ontário, Coréia do Sul, Tailândia e Brasil)<sup>62</sup>, sendo revertida ou interrompida a agenda da reestruturação por falta de suporte político.

Para que o processo de reestruturação tenha chance de ser bem-sucedido, é necessário que haja robusto suporte político. A reestruturação precisa ser amplamente discutida com a sociedade e sua classe política e só deve ser implementada quando houver convicção de que políticas pró-competição serão apoiadas e suportadas pela população e pelos formuladores de políticas públicas. Com esse quadro, é mais provável que as regras sejam ajustadas e adaptadas a partir da identificação dos problemas e de forma consistente com a fundamentação original do processo de reestruturação: privatização, desagregação dos diversos segmentos do setor e a introdução da competição onde não existir monopólio natural. Com tal quadro político aumenta a probabilidade de as regras não serem ajustadas a cada episódio de elevação dos preços do mercado, trazendo instabilidade regulatória. Importante que os formuladores de políticas públicas tenham clareza de que não há mercados perfeitos e que as intervenções geralmente trazem mais danos do que benefícios.

Se o processo de reestruturação for implementado de maneira açodada, sem discussão com todos os geradores, comercializadores, transmissores, distribuidores, consumidores, financiadores dos projetos, operador do sistema, operador do mercado, agência reguladora e classe política, é provável que o processo ocorra com fraco suporte político e erros de desenho de mercado. Nesse caso, na primeira elevação de preços, é provável que a classe política busque uma agenda oportunista de criticar os mercados e impor alterações no projeto original, minando a agenda pró-competição e a credibilidade do processo. Se o compromisso com a competição não for forte desde o começo, é provável que as reformas sejam tímidas e tenham praticamente nenhum efeito com relação ao quadro original. Japão, vários países da União Europeia e diversos estados norte-americanos são os principais exemplos<sup>63</sup>.

---

<sup>62</sup> Joskow (2008)

<sup>63</sup> Joskow (2008)

Há diversas formas de fazer o processo de reestruturação com maior apoio político, mas todas devem seguir os seguintes passos. Primeiro, é necessário que haja apoio dos agentes do setor elétrico que precisam participar do processo de discussão do modelo. Segundo, o processo deve ser implementado o mais próximo possível do “modelo livro texto” apresentado no Capítulo anterior. Caso contrário, aumenta muito a probabilidade de falhas de mercado que irão minar o suporte político do processo de reestruturação. Terceiro, deve-se fazer a reestruturação de forma paulatina, ou seja, estender a competição para o varejo somente quando se tem um mercado atacadista competitivo e bem-sucedido<sup>64</sup>. Por fim, deve haver um processo robusto de transição do modelo anteriormente vigente que estabeleça uma relação de compromisso entre o respeito aos contratos firmados e as premissas de mercados competitivos. Sem suporte político e, conseqüentemente, legitimidade para o processo de reforma, melhor nem começar.

### **3.9 Competição no varejo para consumidores de pequeno porte**

A abertura à competição no fornecimento de eletricidade no varejo traz a oportunidade de escolha aos pequenos consumidores residenciais e comerciais. A medida, inicialmente testada na Noruega, depois na Inglaterra e País de Gales, foi aplicada em todos os países da União Europeia, em alguns estados norte-americanos, na Austrália e Nova Zelândia. Trata-se de uma das principais características dos processos de reestruturação.

A retirada de controle de preços e outras restrições regulatórias permite que os preços sejam definidos a partir dos mercados de eletricidade. A introdução da competição tende a aumentar a possibilidade de escolha dos consumidores, reduzir as barreiras à entrada, estimular a competição na geração, incentivar a inovação e reduzir preços. No entanto, a situação atual dos mercados varejistas revela que os resultados esperados nem sempre se materializaram. Até o momento, a proporção de consumidores ativos (que trocam de fornecedor em resposta a sinais de preços) é bastante limitada em muitos países, novos entrantes experimentaram dificuldades de competir contra os incumbentes e pouca inovação foi introduzida.

A questão fundamental a ser respondida é a seguinte: os benefícios decorrentes da competição total no varejo compensam os custos associados à sua implementação? Infelizmente, não há avaliações empíricas rigorosas e isentas de fortes visões ideológicas. Por exemplo, simplesmente olhar a quantidades de consumidores que trocaram de fornecedor não é muito informativo com relação às conseqüências da competição no varejo para o bem-estar do consumidor<sup>65</sup>.

É relativamente bem aceito que a competição é um bom negócio a ser oferecido para grandes consumidores, nos quais os custos de transação são menores, há mais possibilidades de produtos de gestão de risco e da demanda e pode-se considerar que esses consumidores realmente se preocupam com o tamanho de sua conta mensal a ponto de tomar decisões bem informadas e racionais. A liberdade de grandes consumidores adquirirem sua energia como melhor lhe convier

---

<sup>64</sup> Adib e Zarnikau (2006)

<sup>65</sup> Joskow (2008)

também confere maior dinamismo ao mercado atacadista, se comparado ao modelo em que somente as distribuidoras são compradoras no mercado. Grandes consumidores industriais tendem a gerir seu risco melhor do que os reguladores e, portanto, dar-lhes oportunidade de escolha traz benefícios à eficiência do mercado.

Por que os benefícios para grandes e pequenos consumidores não são os mesmos? Primeiro, porque existe atualmente uma limitação física. Usualmente os grandes consumidores possuem medidores horários enquanto os pequenos consumidores têm medidores convencionais que só medem energia consumida de forma acumulada e não têm tecnologia de comunicações. Essa limitação física impede que os consumidores de pequeno porte possam acessar ganhos decorrentes da alteração de seu perfil de consumo ao longo do dia. Boa parte dos ganhos auferidos pelos grandes consumidores industriais se deve, exatamente, à modulação de seu perfil de consumo em resposta à precificação em tempo real, ou seja, deslocar consumo das horas do dia em que a energia é mais cara para as horas do dia em que a energia é mais barata.

Ainda que fosse superada a questão tecnológica, há outras razões. Enquanto grandes consumidores industriais têm dispêndios com eletricidade que justificam a contratação de equipes preparadas para acessar toda a informação disponível e tomar decisões que ofereçam boa relação entre estabilidade e preço, para os pequenos consumidores o ganho potencial muitas vezes não justifica o esforço necessário para avaliar condições de mercado, obter informação e tomar decisões racionais. O tamanho da conta mensal também importa para que o consumidor tome esse tipo de decisão e ainda é uma questão aberta se somente esforços no sentido de facilitar a informação, a comparabilidade e o processo de escolha do pequeno consumidor serão suficientes para que haja escolhas racionais.

Depois, a experiência tem demonstrado que há custos de transação representativos e as margens dos comercializadores precisam ser muito elevadas para compensar atender um consumidor de pequeno porte. O comercializador tem custos com cobrança, serviço de atendimento comercial, gestão de inadimplência, propaganda, etc. e, ao agregar consumidores de pequeno porte, estes custos crescem de maneira não proporcional. Assim, os comercializadores só se interessarão por oferecer serviço aos consumidores de pequeno porte se a tarifa regulada que estes consumidores podem optar for substancialmente maior do que os preços médios do mercado atacadista.

Por essas razões, todos os países, estados e províncias que reestruturaram seus setores elétricos permitiram, desde o início, que os grandes consumidores adquirissem sua energia de forma competitiva. Em diversos países essa possibilidade continua restrita aos grandes consumidores, enquanto os de menor porte permanecem consumidores cativos das distribuidoras locais. Em outros, a possibilidade de adquirir energia de maneira competitiva foi paulatinamente estendida a consumidores de menor porte. Por fim, em alguns casos (como os estados americanos que reestruturaram seus setores elétricos) desde o início todos os consumidores foram autorizados a adquirir energia de maneira competitiva. O fato de o consumidor ter o direito de escolha não implica que efetivamente faz uso de seu direito e que haja competição estabelecida que possa beneficiá-lo.



Ainda é uma questão inconclusa, portanto, se pequenos consumidores residenciais e comerciais terão muitos benefícios, se tiverem algum, decorrentes da competição no varejo se comparado com o regime anterior por meio do qual a distribuidora local também era responsável por adquirir energia para seu atendimento por meio de um portfólio de contratos firmados nos mercados atacadistas, assegurado o repasse desses custos com compra de energia para suas tarifas. Há pouca evidência de que os processos de reestruturação venham agregando valor em serviços prestados a consumidores desta natureza, a não ser mais opções de faturamento e de contratos que definem preços para horizontes variados de tempo<sup>66</sup>.

Algumas experiências internacionais ajudam a aclarar a discussão. Vejamos o caso do Reino Unido, que permitiu que todos os seus consumidores adquirissem energia de maneira competitiva e é considerado um dos casos de sucesso na competição no varejo, por ter uma das maiores taxas de migração de consumidores da distribuidora incumbente para outro comercializador<sup>67</sup>.

Uma vez que o produto eletricidade é um bem bastante homogêneo, pode-se assumir que diferenças significativas da qualidade do produto ou na forma de vendê-lo não são suficientes para explicar grandes diferenças de preços. Logo, com a introdução da competição e conferida aos consumidores a liberdade de trocar seu comercializador, esperava-se convergência de preços. No entanto, o que tem se notado no Reino Unido é que existem dois tipos de consumidores, os ativos e os inativos. Os ativos respondem a sinais de preços, buscam informação e trocam o seu comercializador em busca de uma relação melhor de preço e qualidade. Por outro lado, os consumidores inativos permanecem fiéis ao incumbente, não respondem a sinais de preços e têm pouco acesso à informação.

Essa segmentação do mercado permite ao incumbente discriminar preços, cobrando valores maiores dos consumidores inativos de sua antiga área de atuação. Esta particularidade tem resultado em uma diferença não desprezível de preços entre os seguimentos de consumidores. Para se ter uma ideia da dimensão do problema, o regulador do setor energético do Reino Unido, o OFGEM, detectou o problema em seu *State of The Market Assessment*, de 2014 e reportou o problema para autoridade de competição, a *Competition and Markets Authority (CMA)*. Em julho de 2015 a CMA publicou seus achados iniciais sobre o caso que incluem:

- *Pouca resposta dos consumidores residenciais bem como das pequenas e médias empresas em razão de sua limitada consciência e interesse na possibilidade de trocar de fornecedor bem como barreiras para acessar e avaliar informações. Essas características deram aos incumbentes uma posição de exercer poder de mercado unilateral com relação a sua base de clientes inativos*<sup>68</sup>.

Além da capacidade e do interesse de o consumidor tomar decisões nos mercados varejistas, outra questão superestimada nos países que decidiram pela competição total no varejo

---

<sup>66</sup> Joskow (2008)

<sup>67</sup> Defeuilley (2008)

<sup>68</sup> Ofgem (2015)

foi a natureza do processo de inovação. A inovação na comercialização no varejo é altamente dependente do paradigma tecnológico do setor elétrico. No longo prazo, quando este paradigma tecnológico evoluir para maior integração de geração distribuída, associada com uma rede que se baseia em informação e tecnologias de comunicação, com certeza as oportunidades para inovações na comercialização vão se expandir consideravelmente (diferenciando o produto eletricidade, gestão ativa da demanda, serviços associados, etc.) Por hora, a limitação tecnologia de consumidores de pequeno porte limita fortemente a inovação em produtos a serem comercializados.

Não existe, portanto, elementos suficientes para assegurar que a competição no varejo para pequenos consumidores residenciais e comerciais deva fazer parte do processo de reestruturação. Caso a escolha dos formuladores de Políticas Públicas seja por estender a todos os consumidores o direito de escolha, mesmo sabendo que os preços podem subir no curto prazo em função de maiores custos de transação, custos de troca e poder de mercado, os exemplos do Texas, países nórdicos e Reino Unido seriam os casos mais bem-sucedidos em estimular compra no varejo e um setor varejista viável e minimamente competitivo. Caso contrário, então o regulador deve adotar um regime em que os distribuidores comprem energia de uma forma competitiva, como foi feito pelo estado de New Jersey e pelo próprio Brasil, que promovem leilões públicos para compra de energia elétrica para os consumidores cativos das distribuidoras locais<sup>69</sup>.

### **3.10 Investimentos adequados em expansão e segurança do abastecimento**

Outra questão bastante controversa e ainda não pacificada na academia ou entre os formuladores de políticas públicas e reguladores diz respeito à capacidade de os mercados reestruturados de energia elétrica sinalizarem de maneira adequada para a expansão da oferta e adequação de reservas de capacidade que garantiriam a segurança do abastecimento de energia elétrica no lugar certo e na hora certa. Há correntes que defendem que os mercados só devem transacionar energia (*energy only*) e esse mercado daria os sinais de preços adequados para atender as necessidades de expansão da oferta, com reservas suficientes para assegurar a segurança do abastecimento. Outra corrente defende que as particularidades do produto energia elétrica, bem como outras falhas dos mercados de energia elétrica justificam maior intervenção regulatória e a introdução de mecanismos adicionais de receitas para os geradores, como os mercados de capacidade.

Sob o modelo anterior aos processos de reestruturação, baseado em regulação de monopólios verticalmente integrados, os preços eram regulados e muito estáveis. Em regimes bem gerenciados e, sobretudo com regulação pelo custo do serviço, os preços eram definidos para cobrir os custos totais e, conseqüentemente, a empresa tinha recursos garantidos para financiar seus investimentos. A onda de reestruturação do setor elétrico mudou completamente esse paradigma e a regulação de preços foi substituída pela visão de que os preços da energia elétrica deveriam ser definidos por mercados competitivos. Por conseqüência, os investimentos em geração não seriam mais planejados, e sim decididos pelos participantes do mercado a partir do valor esperado da

---

<sup>69</sup> Joskow (2008)

energia nos mercados, ou seja, dos sinais de preços. O fundamento para a liberalização foi que os mercados gerariam incentivos melhores do que a regulação.

As evidências dão suporte à tese e, pelo menos onde os mercados foram razoavelmente bem desenhados, houve crescimento da produtividade do trabalho, redução de custos operacionais e usinas operando de forma mais eficiente. No entanto, ainda não há experiência suficiente para avaliar os resultados de longo prazo dos processos de reestruturação. O ponto central é se os mercados liberalizados podem entregar, de maneira sustentável, resultados competitivos, ou seja, se haverá investimento suficiente e na hora correta em nova capacidade de geração, construída pelo menor custo possível e entregando energia a preços competitivos<sup>70</sup>.

Teoricamente mercados que só comercializam energia (*energy only*) com preços de curto prazo que reflitam livremente situações de escassez podem gerar receita suficiente para permitir que os geradores recuperem seus custos fixos. Assim, a preocupação com a adequação da capacidade de geração seria atendida por mercados bem desenhados de energia elétrica, sem necessidade de mecanismos adicionais. No entanto, o papel crucial da eletricidade na economia e as ramificações políticas geradas pela falta de eletricidade, bem como a alta de preços em momentos de escassez fez com que muitos reguladores ao redor do mundo tomassem medidas complementares aos mercados de energia elétrica, para garantir adequação da capacidade de geração.

Na maior parte dos casos, a preocupação foi levantada por formuladores de políticas públicas que observaram que a demanda por eletricidade crescia, as margens de reserva do sistema encolhiam e os preços do mercado atacadista se elevavam, sem a contrapartida de novos investimentos em geração que seriam necessários para balancear oferta e demanda considerando uma reserva de segurança. Muitos economista e entusiastas do mercado, por outro lado, menosprezavam essas preocupações, dizendo que eram conclusões equivocadas de políticos nervosos e engenheiros eletricitas que não entendiam o funcionamento dos mercados ou que ainda não tinham feito uma transição intelectual para um novo mundo em que os mercados de eletricidade foram reestruturados<sup>71</sup>. As duas correntes de pensamento serão abordadas nas subseções seguintes.

### 3.10.1 Os Mercados de Capacidade

O fato é que existem evidências dos Estados Unidos e outros países de que os mercados atacadistas de energia elétrica e reserva operativa não geram os incentivos necessários para estimular uma quantidade apropriada de capacidade instalada e nem uma matriz energética compatível com os requisitos de segurança da operação do sistema<sup>72</sup>.

Porque seria tão complicado que o mercado de eletricidade se comportasse como tantos outros mercados em que os preços são suficientes para adequar oferta e demanda bem como sinalizar maiores ou menores investimentos em produção? A energia elétrica é um produto com características bastante raras: a) grandes variações da demanda ao longo do ano; b) impossibilidade

---

<sup>70</sup> Newbery, Roques, Nuttal (2005)

<sup>71</sup> Joskow (2006a)

<sup>72</sup> Joskow (2006a)

de armazenamento economicamente viável; c) a oferta e a demanda devem ser continuamente equilibradas a cada instante e em cada ponto da rede para respeitar restrições físicas de tensão, frequência e estabilidade; d) não há como restringir ou controlar o fluxo de energia elétrica enviado para a maior parte dos consumidores; e) uso limitado de precificação em tempo real para os consumidores finais; f) mesmo sob a melhor das circunstâncias (se houvesse precificação em tempo real de todos os consumidores e reservas operativas) mecanismos que não dependem de preços (como *blackouts*) serão, por vezes, necessários.

Essas características trazem consequências práticas. Primeiro, grande parte da capacidade instalada é utilizada por reduzidos períodos de tempo para atender a demanda de pico (esta demanda é bastante imprevisível e, portanto, a quantidade de horas que a capacidade de ponta gera ao longo do ano é incerta). Segundo, a oferta (mais a reserva de capacidade) deve ser posicionada em cada ponto da rede, dado que o balanceamento deve ser feito instantaneamente e as capacidades de transmissão são limitadas. Finalmente, pouca reação da demanda, combinada com a impossibilidade de limitar o fluxo para a maior parte dos consumidores, além de criar a possibilidade de o sistema entrar em colapso, limitam a possibilidade de mecanismos de mercado, por si só, definirem o nível eficiente de segurança do sistema.

Se há tantos problemas, porque não foram antevistos e tratados desde o início do processo de reestruturação do setor elétrico? Em primeiro lugar, a maior parte dos processos de reestruturação ocorreu num momento em que havia excesso de capacidade instalada e, portanto, restrição com relação à oferta ou a segurança do sistema não estavam no núcleo das discussões. Segundo, o ambiente para financiamento de novos projetos de geração deteriorou e, atualmente, é diferente do contexto em que os programas de reforma foram desenvolvidos. Ocorreram problemas com usinas *Merchant* nos Estados Unidos, Europa, Ásia e América Latina e os financiadores se tornaram mais cautelosos, questionando a segurança oferecida pelos mercados atacadistas para novos investimentos em geração nesta modalidade. Por fim, a expectativa inicial de continuidade dos investimentos foi paulatinamente sendo frustrada quando a demanda cresceu, plantas antigas foram retiradas, os preços do mercado atacadista subiram, com pouca reação no sentido de construir capacidade adicional.

Em razão da controvérsia, muita pesquisa foi empreendida para compreender a razão pela qual os mercados de eletricidade não garantiam receitas necessárias para os investimentos adequados em nova capacidade. A explicação mais aceita é o que ficou conhecido como o problema do dinheiro perdido (*missing money problem*<sup>73</sup>), ou seja, os preços dos mercados não sobem para patamares suficientemente grandes para estimular novos investimentos. De outra forma, as receitas obtidas no mercado, que excedem os custos de operação e manutenção, não são suficientes para cobrir os custos de capital decorrentes dos investimentos necessários em nova capacidade de geração.

Diversas razões foram apontadas para justificar o problema do dinheiro perdido, sendo a principal o fato de os preços do mercado *spot* não subirem a níveis altos o suficiente, nos momentos de escassez, de modo a cobrir os custos fixos das usinas. Como esse truncamento dos preços no mercado *spot* é refletido nos preços dos contratos de longo prazo (que refletem os valores esperados do mercado de curto prazo mais um *spread* de risco), os contratos também estariam sendo definidos por preços abaixo do nível eficiente. As causas desse comportamento dos preços seriam imperfeições no desenho do mercado atacadista; restrições regulatórias como a imposição

---

<sup>73</sup> Cramton e Stoft (2006)

de preços máximos e protocolos de restrição de abuso de poder de mercado equivocados; ações tomadas pelos operadores de sistema em momentos de restrição de oferta que tendem a reduzir os preços abaixo do nível competitivo (como reduzir a tensão)<sup>74</sup>, além da possibilidade de os governos e reguladores adotarem comportamentos oportunistas, interferindo nos preços do mercado de curto prazo em momentos críticos, que são exatamente os momentos em que os geradores precisam ter receitas maiores para cobrir seus custos fixos (esse problema é potencializado com a predominância de empresas estatais). Atualmente, é bem aceito que o problema do comportamento oportunista, seja pelo governo ou suas empresas estatais, pode levar a um problema de sub-investimento.

Além da questão do dinheiro perdido, outros argumentos foram trazidos para justificar a falta de investimentos, como a elevada volatilidade dos preços nos mercados atacadistas e a consequente dificuldade de financiar novos projetos de geração (esse problema seria potencializado com a entrada de mais energia renovável intermitente para atender as metas de redução de carbono).

A partir da definição do problema, várias propostas foram feitas para enfrentar a questão de estimular investimentos em nova capacidade de geração para balancear oferta e demanda de maneira eficiente, consistente com os critérios de segurança do sistema. Sob o ponto de vista do desempenho dos mercados, as medidas incluem: elevar os preços máximos definidos pelos reguladores; trabalhar na resposta da demanda; elevar a quantidade de produtos de reserva operativa vendidos nos mercados de curto prazo; rever e ajustar as regras e protocolos de segurança do sistema. Sob o ponto de vista de obrigações de capacidade, o desafio seria implementar mercados de capacidade bem desenhados.

Atualmente, todos os estados americanos que reestruturaram seu setor elétrico, à exceção do Texas, adotam algum mecanismo de reserva de capacidade. *Pennsylvania, New Jersey e Maryland (PJM), New York Independent System Operator (NYISO), Independent System Operator in New England (ISO-NE), Midwest Independent System Operator (MISO) e California Independent System Operator (CAISO)* têm algum tipo de mercado de capacidade. Um dos mais bem-sucedidos dos Estados Unidos é o da PJM. O *Reliability Pricing Model (RPM)* utilizado neste mercado resultou em adição de novos geradores; na retenção dos antigos e na adição de recursos pelo lado da demanda. A flexibilidade do desenho do mercado permitiu que o mercado da PJM se adaptasse com sucesso às novas regulações ambientais, para níveis sem precedentes de recursos pelo lado da demanda, pra quantidades crescentes de recursos renováveis, para mudanças significativas nos preços relativos do gás natural e carvão, e na retirada de geração resultante da confluência desses fatores. A qualidade essencial do mercado de capacidade da PJM é sua forte integração com o mercado de energia e serviços ancilares. O nível de ofertas no mercado de capacidade bem como o formato e a localização da curva de demanda são uma função do custo da capacidade, líquido das receitas estimadas que os geradores obterão nos mercados de energia e serviços ancilares. Se as receitas com energia e serviços ancilares caem, então o preço da capacidade sobe, tudo o mais constante, e vice-versa. Essa integração é que torna o mercado de capacidade da PJM bastante flexível.

O RPM oferece aos comercializadores uma forma de adquirir capacidade compatível com a projeção da demanda de seus consumidores, além de permitir que os geradores recuperem uma parte de seus custos fixos. Também fornece incentivos econômicos para atrair investimentos em

---

<sup>74</sup> Joskow (2006a)

recursos de oferta e de demanda, novos ou existentes, necessários para preservar a segurança do sistema elétrico. O RPM foi implantado em 2007 e é baseado num leilão com três anos de antecedência do ano da entrega da capacidade, no qual a capacidade é contratada com base em lances de oferta (que incluem recursos de redução de demanda) e uma curva de demanda negativamente inclinada. Esta curva define a quantidade de capacidade que o PJM requer que os comercializadores adquiram. A intersecção entre a curva de oferta agregada e a curva de demanda define o preço da capacidade em cada ponto do sistema elétrico. Os comercializadores também podem utilizar geração própria para garantir sua capacidade, bem como contratos bilaterais. O restante tem que ser contratado no mercado de capacidade. Após o leilão, são realizados leilões de ajuste até o ano da entrega da capacidade, para que os comercializadores possam ajustar suas posições contratuais. Para mitigar o exercício de poder de mercado, as regras de mercado do RPM definem um teste para determinar quando cada vendedor possui poder de mercado. Se o teste é positivo, os lances de oferta têm seus preços limitados.

Recentemente, em 2014, também o Reino Unido voltou a fazer uma grande revisão de seu modelo de mercado de eletricidade por meio do *Electricity Market Reform (EMR)*. As motivações para a revisão do modelo foram: a) retirada de usinas antigas e mais poluentes; b) a matriz energética precisa responder aos desafios da mudança do clima e fazer com que as metas de redução das emissões de carbono sejam atingidas; c) a demanda por eletricidade deve continuar crescendo nas décadas seguintes na medida em que o aquecimento e o transporte dependerão cada vez mais de eletricidade.

O EMR propõe duas grandes mudanças: os contratos por diferença e o mercado de capacidade. Os contratos por diferença garantirão cobertura para os investidores em fontes renováveis das diferenças entre o custo do projeto e as receitas do mercado de curto prazo, reduzindo o custo de capital dos projetos. Um contrato por diferença é um contrato de direito privado entre um gerador de baixo carbono e a *Low Carbon Contracts Company – LCCC* – empresa estatal criada para gerenciar tais contratos. O gerador é pago pela diferença entre o custo de investir em determinada tecnologia de baixo carbono e o preço de referência, que reflete uma média do preço da energia no mercado de curto prazo. A cada ano é definido um plano de entrega de energia de baixo carbono com cinco anos de antecedência, bem como definido o custo máximo permitido para cada tecnologia. Os custos com os contratos por diferença são repassados aos consumidores, por meio de um encargo sobre os comercializadores.

O mercado de capacidade busca garantir receita para formas confiáveis de capacidade (tanto do lado da oferta quanto da demanda) em contrapartida dessa capacidade estar disponível quando as condições do sistema forem severas, caso contrário sofrem penalidade<sup>75</sup>. É realizado um leilão para contratação de capacidade, com quatro anos de antecedência do período de entrega, no qual os comercializadores são obrigados a contratar capacidade compatível com a parcela de consumidores que atendem na demanda total do sistema. Os geradores oferecem curvas de oferta enquanto a demanda é definida pelo regulador. A intersecção entre as curvas de oferta e de demanda define o preço da capacidade. Os vencedores do leilão são pagos com uma receita fixa e têm a obrigação de entregar a capacidade contratada quando as condições do sistema são severas.

---

<sup>75</sup> *Department of Energy and Climate Change (2014)*

Há um mercado secundário de capacidade no qual os comercializadores ajustam suas posições contratuais até o ano de entrega da capacidade. Geradores que já possuem um contrato por diferença não são permitidos a entrar no mercado de capacidade. Assim como na PJM, a receita de capacidade é complementar às receitas obtidas nos mercados de energia e serviços ancilares e busca dar maior segurança aos investidores.

Na América Latina, a Colômbia possui o mercado de capacidade mais bem desenvolvido. Trata-se de um mercado de energia firme (capacidade de produzir energia elétrica em anos com hidrologia adversa), também contratado com 4 anos de antecedência e os geradores contratados recebem receitas fixas em troca da obrigação de vender pelo menos a “energia firme” por um preço previamente determinado quando ocorre situações de escassez hidráulica. Toda a fundamentação conceitual do mercado de capacidade colombiano foi baseada nos mercados de capacidade americanos.

### 3.10.2 Mercados somente de energia elétrica

Outros autores criticam os mercados de capacidade por entenderem que se trata de remédio contra problemas criados pelo próprio desenho de mercado. Por exemplo, não há universalização de medidores eletrônicos que possibilitariam o repasse das oscilações de preços do mercado atacadista para os preços pagos pelos consumidores finais. Não fosse essa limitação, a reação da demanda poderia ser suficiente para evitar a adição de mais capacidade de geração. Outra crítica são os mecanismos de limitação de abuso de poder de mercado e os limites para os lances nos mercados atacadistas que impedem que os preços sinalizem escassez de forma apropriada nos momentos em que as condições do sistema são severas<sup>76</sup>.

Tem havido tentativas de usar mecanismos de mercado para definir o valor anual a ser pago pelas unidades geradoras necessárias para atender toda a demanda por capacidade. No entanto, estes mercados por capacidade têm sido malsucedidos e sujeitos a diversas revisões em praticamente todos os mercados norte-americanos porque são extremamente suscetíveis a abuso de poder de mercado unilateral. A natureza do produto vendido – capacidade de geração instalada – e uma curva de demanda inelástica publicamente divulgada têm criado o problema do gerador pivotal, sobretudo nos meses de maior consumo, quando um ou mais geradores se tornam pivotaes. Em razão desse problema, os reguladores têm feito novas intervenções no sentido de definir limites para os lances no mercado de capacidade, o que também agrega ineficiência ao funcionamento dos mercados de capacidade.

Para esses autores, não está claro porque a eletricidade é tão fundamentalmente diferente de outros produtos que requeira pagar aos geradores simplesmente por existirem. Consumidores compram carros, e não montadoras de veículos; querem passagens aéreas e não os aviões; adquirem pães e não a padaria. Nesses mercados os produtores não recebem pagamentos por

---

<sup>76</sup> Wolak (2013)

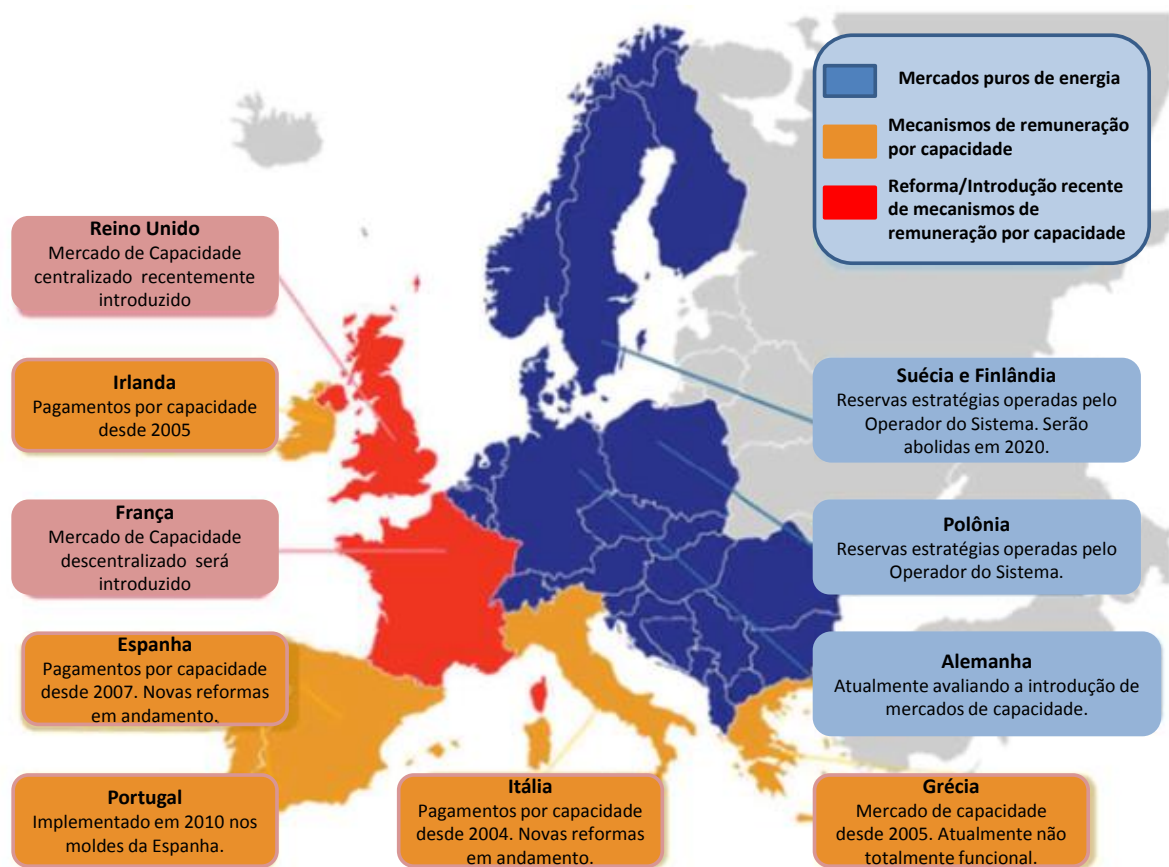
capacidade. Todas essas indústrias também se caracterizam por elevados custos fixos e reduzidos custos marginais, embora todas tenham seu retorno sobre o capital investido obtido a partir da venda de sua produção a preços de mercado que superam seus custos marginais. Carros, passagens e pães são, em muitos casos, commodities essenciais, embora pagamentos por capacidade não sejam necessários para assegurar que haja capacidade produtiva suficiente para atender a demanda da sociedade. Ao invés disso, descasamentos temporários entre oferta e demanda são tratados com precificação dinâmica do produto. Com medidores horários, o mesmo conceito poderia ser aplicado para o setor elétrico e os consumidores poderiam ter benefícios líquidos de menores custos médios anuais decorrentes de sua possibilidade de deslocar demanda de períodos com elevados preços para outros com preços menores ao longo do ano.

A questão é controversa na academia e também entre formuladores de políticas públicas e reguladores. Atualmente, a maioria dos países da Europa ainda adota mercados de energia, somente. No entanto, recentemente tem havido mudanças desse entendimento, como no caso do Reino Unido, e outros países vêm estudando a introdução dos mercados de capacidade. A figura a seguir ilustra a divisão de entendimentos atualmente vigente na Europa<sup>77</sup>.

---

<sup>77</sup> Keay, Rhys, Robinson (2013)





**Figura 3.5 – Mecanismos de Remuneração de Capacidade na Europa.**

**Fonte: Keay, Rhys, Robinson (2013)**

Em azul, sobretudo nos países do leste europeu e países Nórdicos predominam os mercados que somente transacionam energia elétrica. Em amarelo, no Sul da Europa e Irlanda, mecanismos de pagamento por capacidade já foram implementados há mais tempo, sendo o mais antigo o da Itália, em 2004. Em vermelho estão França e Reino Unido que recentemente tomaram a decisão política de introduzir os mercados de capacidade.

Dentre os mercados que somente transacionam energia, sem mercados de capacidade, os mais bem-sucedidos seriam os do Texas, Países Nórdicos e Austrália.

Estudo recente a respeito do desempenho do mercado dos países nórdicos concluiu que há capacidade instalada suficiente para dar segurança à operação dos sistemas, enxerga como um problema a introdução de mecanismos de mercados de capacidade em países vizinhos, dado que em uma futura integração pode haver distorção dos sinais de preços e que investimentos em maior participação da demanda preservariam a lógica de mercado e poderiam trazer melhores resultados do que investimentos em capacidade adicional com remuneração garantida. Por outro lado, o

estudo reconhece que os preços do mercado de curto prazo não tornariam atrativos investimentos em turbinas a gás natural que atenderiam a demanda de ponta<sup>78</sup>.

Com relação à Austrália, também não existem mercado de capacidade de modo que os geradores devem obter toda a sua receita a partir da venda de seu produto, seja pelo preço do mercado de curto prazo ou por meio de contratos de derivativos para limitar o risco da volatilidade de preços do mercado. Para permitir que os geradores recuperem seus custos fixos, os preços são permitidos a subir para valores extremamente elevados (preço teto atualmente é de \$ 12.900/MWh) e, de fato, chegam a valores realmente elevados quando a demanda é muito elevada com escassez de oferta<sup>79</sup>.

Também na Austrália há constante discussão a respeito da necessidade de introdução de um mercado de capacidade, embora até aqui se tenha a percepção de que o mercado somente de energia vem funcionando bem. Em particular, o mercado australiano tem mostrado que se o limite máximo de preço do mercado for definido de maneira apropriada e quando as regras para lances no mercado são flexíveis, as forças de mercado podem fornecer os recursos de geração do tipo, quantidade e localização corretos, no tempo apropriado. No entanto, o verdadeiro teste de robustez de mercado e os benefícios da reforma para os consumidores só serão completos se forem dados passos adicionais de privatização de empresas estatais e liberalização das tarifas no varejo.

Por fim, o mercado do Texas vem discutindo o problema da falta de novos investimentos em capacidade adicional de geração. Por um lado, muitos defendem que continue atuando com um mercado de energia somente e o limite de lances poderia ser elevado, deveria haver mais rigor contra mecanismos que deprimem os preços do mercado de curto prazo e maior participação da demanda. Por outro lado, também se propõe a instalação de um mercado de capacidade nos moldes do adotado no PJM<sup>80</sup>.

---

Não há, portanto, uma regra de ouro a respeito do tipo de mercado a ser adotado. Mercados de capacidade dão maior peso à segurança de receita dos geradores como forma de garantir capacidade instalada adequada. Trata-se de uma escolha que, embora possa utilizar mecanismos de mercado, reduz a volatilidade de preços e, conseqüentemente a participação da demanda. Mercados puros de energia, por outro lado, requerem que os preços sejam permitidos a subirem para valores extremamente elevados, deve-se proporcionar maior possibilidade de os consumidores reagirem a esses sinais de preços e inibir qualquer mecanismo regulatório ou do operador do sistema que possa deprimir, sem uma justificativa robusta e previsível, os preços do mercado de curto prazo. Trata-se de uma agenda mais focada em mercados competitivos que testará o suporte político da reestruturação do setor elétrico no primeiro momento em que houver excesso de demanda com restrição de oferta.

---

<sup>78</sup> NORDEN (2015)

<sup>79</sup> Moran e Sood (2013)

<sup>80</sup> Adib, Zarnikau e Baldick (2013)

## 4. O Setor Elétrico Brasileiro

Este capítulo tem por objetivo apresentar o setor elétrico brasileiro. De início, a sessão 4.1 traz um breve resumo da evolução do setor elétrico, com ênfase nas reformas da década de 1990 e a novo modelo introduzido desde 2004. Em seguida, a seção 4.2 apresenta a estrutura institucional do setor, detalhando a governança e as competências atribuídas a cada instituição. À frente são apresentados dados gerais a respeito dos segmentos de geração (4.3), transmissão (4.4) e distribuição (4.5). Por fim, a seção 4.6 detalha o modelo de comercialização adotado no Brasil.

### 4.1 Breve Evolução Histórica<sup>81</sup>

Desde o início do século XX até meados da década de 1940, o setor elétrico brasileiro era dominado por grandes empresas privadas estrangeiras, com destaque para as empresas *Light*, de origem canadense, e a norte-americana *Amforp*. Esse período é caracterizado por ausência de uma regulação efetiva. Até a promulgação da constituição de 1934 e o advento do Código de Águas, as regras utilizadas na prestação dos serviços de energia elétrica se baseavam, fundamentalmente, em contratos firmados entre os municípios e as empresas prestadoras de serviços.

Com a publicação do Código de Águas e da Constituição de 1934, a União passa a dominar, sob o ponto de vista regulatório, a prestação do serviço público de energia elétrica, detendo competência para emitir outorgas dos segmentos de geração, transmissão e distribuição. Além da dominância regulatória, o estado também assume protagonismo como empreendedor.

Essa fase ficou marcada por intervenções do estado tanto no financiamento quanto no planejamento da expansão. A Eletrobrás era responsável por liderar a integração técnica e econômica do sistema elétrico nacional e, junto com suas subsidiárias, pela maior parte das atividades de geração e transmissão de energia elétrica. As exceções foram empresas estaduais que também construíram grandes usinas e linhas de transmissão, sendo as principais Cemig, Cesp e Copel. A atividade de distribuição ficava sob responsabilidade de empresas estatais controladas pelos Governos Estaduais. As tarifas eram reguladas e garantiam o repasse dos custos do serviço prestado para os consumidores finais.

Esse modelo funcionou relativamente bem até a década de 1980, período que ficou conhecido como a década perdida, quando a economia brasileira deixou de crescer e a inflação atingiu patamares elevados. As empresas estatais passaram então a ser utilizadas para perseguir outras agendas, como controlar a inflação, de modo que as tarifas deixaram de cobrir seus custos. Estas políticas criaram dificuldades de financiamento para a Eletrobrás e todas as outras empresas do setor elétrico. As dificuldades enfrentadas motivaram uma agenda mais liberal e no setor elétrico uma grande reforma foi iniciada em 1996, com a assistência de uma grande consultoria internacional que deveria propor um novo modelo para o setor elétrico que entregasse os seguintes objetivos:

- Desenvolver uma reestruturação do setor elétrico, apropriada ao processo de privatização;

---

<sup>81</sup> Baseado em Rosa, Silva, Pereira e Losekan (2013) e Tolmasquim (2011)

- Desenvolver regras que garantissem acesso livre às redes de transmissão por qualquer agente, com especial atenção aos grandes consumidores;
- Introduzir novas formas de comercialização de energia elétrica entre as empresas; e
- Definir novos requisitos regulatórios para o setor.

Como em qualquer parte do mundo, a reforma do setor elétrico brasileiro também tinha como fundamento promover maior eficiência econômica, por meio da competição, além da expansão por meio de investimento privado. Esse ponto era crítico, dado que a expansão ao longo da década de 1980 foi severamente impactada em razão das restrições financeiras das empresas estatais.

#### 4.1.1 A Reforma da década de 1990

O primeiro desafio foi o saneamento financeiro das empresas para que tivessem condições de honrar seus compromissos setoriais. Em 1993 foi extinto o regime de equalização tarifária, de forma que as tarifas passassem a refletir os custos efetivos da prestação de serviço público de energia elétrica em cada área de concessão do país. O Tesouro Nacional foi obrigado a fazer um aporte de U\$ 23 bilhões para cobrir o déficit apurado dado que as empresas tinham, por Lei, direito a uma remuneração garantida, mas os reajustes vinham sendo postergados pelo governo na tentativa de controlar a inflação. Outra medida para incentivar a eficiência seria o fim do regime de remuneração garantida<sup>82</sup>.

Posteriormente, em 1995, a constituição da república foi alterada para que empresas privadas fossem autorizadas a participar da geração hidrelétrica<sup>83</sup>. No mesmo ano foi instituída a Lei Geral de Concessões que previa que os agentes de geração, transmissão e distribuição seriam escolhidos por meio de leilões públicos<sup>84</sup>. Outra inovação foi substituir o extinto regime de remuneração garantida (ou custo do serviço) pela regulação por incentivos nas atividades de transmissão e distribuição. Não seriam mais reconhecidos os custos de cada agente, incentivando-os a se tornarem mais eficientes.

Ainda em 1995, foi dada liberdade aos grandes consumidores para comprarem energia da forma que melhor lhes conviesse (deixavam de serem consumidores cativos das distribuidoras) e foi introduzida a figura do Produtor Independente de Energia, que teria liberdade de comercializar a energia que produzisse por sua conta e risco, sem tarifas definidas pelo regulador<sup>85</sup>. O risco passaria a ser do gerador e não mais do consumidor.

---

<sup>83</sup> Emenda Constitucional n. 6.

<sup>84</sup> Lei 8.987/1995

<sup>85</sup> Lei 9.074/1995

Houve intenso processo de privatização das distribuidoras controladas pelos Governos Estaduais. A primeira foi a Escelsa no Espírito Santo, em 1995, e na sequência outras 23 distribuidoras foram privatizadas.

No entanto, na geração o processo de privatização foi bastante tímido. A Endesa (Espanha) adquiriu a usina de Cachoeira Dourada (anteriormente controlada pelo Governo de Goiás); a Tractebel (Bélgica) adquiriu a Gerasul (ativos de geração da antiga Eletrosul) e os Grupos AES e Duke (EUA) adquiriram a Tietê e Paranapanema, respectivamente, (ambas empresas formadas a partir de ativos de geração da antiga CESP, do Governo de São Paulo). Não houve movimentação adicional no setor de geração e alguma diversificação adicional dependeria dos leilões para contratação de novos produtores independentes de energia elétrica.

Com relação ao seguimento de transmissão, não houve privatizações. Os incentivos à eficiência se dão a partir da introdução da regulação por incentivos. Os necessários investimentos em expansão são fomentados por leilões públicos que devem atrair novos agentes ao segmento até então dominado pela Eletrobrás.

As alterações nas regras também previam a desverticalização de atividades e as empresas foram obrigadas a impor separações entre suas diversas operações. O processo de privatização também contribuiu para a desverticalização e diversificação dos agentes, sobretudo nos segmentos competitivos (antes da privatização de CESP e Gerasul, por exemplo, foram segregados os ativos de geração dos ativos de transmissão).

Dando continuidade ao processo de reestruturação, em 1996 foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) agência reguladora independente que ficou responsável por regular as tarifas de transmissão e distribuição por meio de regulação por incentivos; assegurar o livre acesso às redes; organizar os leilões para contratação de novos produtores independente de energia elétrica e para expansão da rede de transmissão; além de aprovar as regras do mercado de energia elétrica.

Por fim, em 1998 foram criados o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Ambos ficaram regulados e fiscalizados pela ANEEL e completaram o arranjo institucional que criaria uma governança setorial adequada ao processo de reestruturação e a introdução dos mercados de energia elétrica como forma de incentivar a eficiência e fomentar a expansão do sistema.

A gradual implementação dessa grande reforma do setor elétrico, no entanto, foi interrompida por uma grande crise no abastecimento de energia elétrica. Desde a década de 1980, a capacidade instalada crescia sistematicamente menos do que a demanda por energia elétrica. Esse descasamento, agravado por alguns anos de precipitação pluvial abaixo da média, levou a um progressivo deplecionamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, atingindo nível críticos em 2001. A saída encontrada pelo governo foi instituir um racionamento mandatário entre maio de 2000 e maio de 2001. O racionamento de energia elétrica teve grandes consequências econômicas e políticas, e levou a uma nova reforma institucional do setor elétrico brasileiro antes mesmo que a transição para o modelo de mercados competitivos houvesse sido concluída.

#### 4.1.2 A Reforma dos anos 2000

A crise do setor de energia elétrica foi bastante abordada na eleição presidencial de 2002 e sua reestruturação foi um compromisso assumido pelo Presidente eleito. O modelo foi discutido ao longo do ano de 2003 e introduzido a partir de 2004. Seus objetivos precípuos eram garantir segurança do abastecimento e a modicidade das tarifas de energia elétrica.

O governo reassumiu o papel de planejador da expansão de maneira centralizada. O Conselho Nacional de Energia Elétrica (CNPE), criado nos anos 1990, mas até então inativo, foi fortalecido e passaria a ter papel fundamental como conselheiro do Presidente da República em matéria de política energética. A governança do setor elétrico passou a ter mais duas instituições: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). À primeira caberiam os estudos para expansão dos segmentos geração e transmissão que assegurassem a segurança do abastecimento. Ao segundo caberia o monitoramento das obras de geração e transmissão bem como a avaliação sobre potenciais riscos ao abastecimento, apontando soluções<sup>86</sup>. ANEEL e ONS foram mantidos e as atribuições do MAE foram absorvidas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. A atual estrutura institucional do setor elétrico é detalhada na seção seguinte (4.2)

De maneira resumida, os principais fundamentos do novo modelo incluíam<sup>87</sup>:

- Reintrodução do planejamento de longo prazo conduzido pelo Governo Federal como forma de assegurar a segurança do suprimento. Dessa forma, a expansão do sistema não dependeria do mercado de energia elétrica.
- Competição por meio de leilões públicos com foco em modicidade tarifária (vence quem oferece o menor preço).
- Contratos de longo prazo como forma de dar segurança aos investimentos -contratos com 15 a 30 anos de duração, preço definido no leilão e atualizado por um indexador definido em contrato, com repasse tarifário assegurado pelo modelo de regulação.
- Obrigação de todos os consumidores terem contratos para cobertura da totalidade de sua demanda.
- Os contratos devem estar lastreados em garantia física dos geradores.
- Introdução de dois ambientes de contratação; o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) no qual as distribuidoras adquirem contratos suficientes para a demanda de seus consumidores cativos; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) no qual os Consumidores Livres firmam seus contratos livremente negociados.

O atual modelo de comercialização adotado no Brasil será detalhado na seção 4.6.

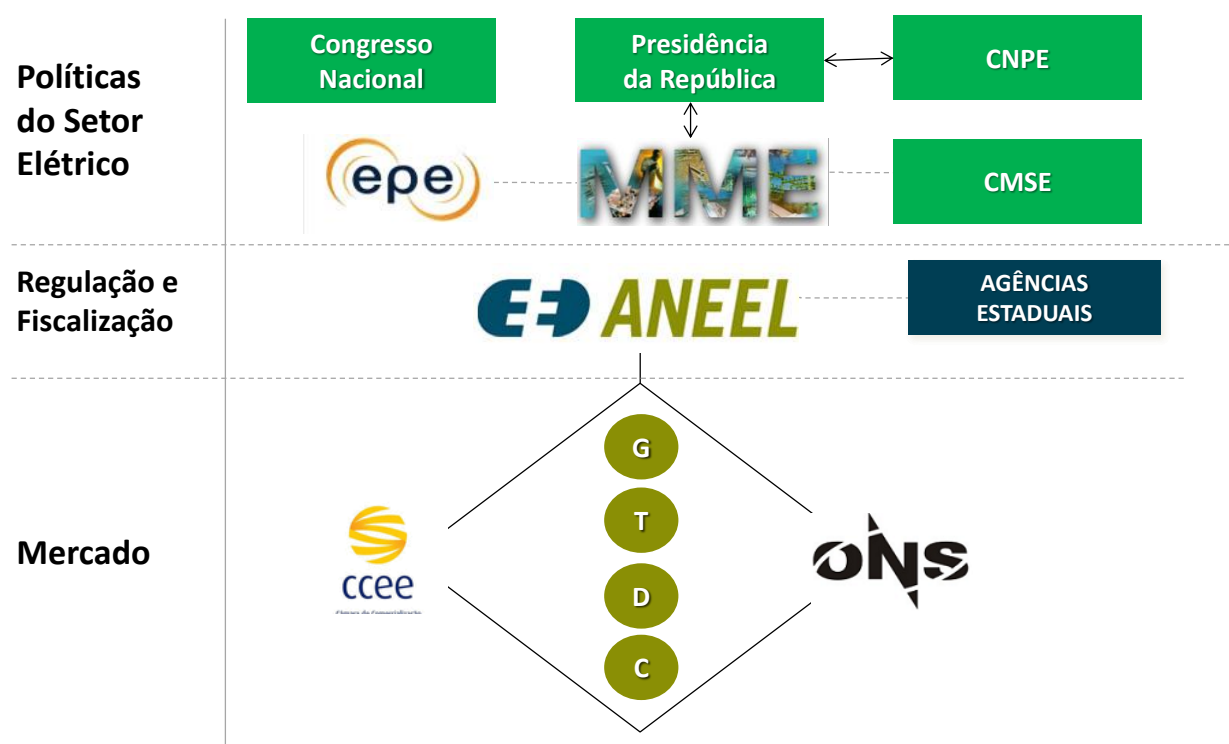
---

<sup>86</sup> Lei n. 10.847/2004 e 10.848/2002

<sup>87</sup> Calabria (2015)

## 4.2 Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro

Como subsídio para melhor compreensão da regulação e comercialização da energia elétrica no Brasil, é fundamental compreender a governança do setor elétrico e sua estrutura institucional. A figura a seguir ilustra essa estrutura que será brevemente explorada.



**Figura 4.1 – Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**

Na parte alta da figura estão os formuladores de políticas para o Setor Elétrico Brasileiro. Tanto o Poder Executivo, representado por sua autoridade máxima, o Presidente da República, quanto os membros do Congresso Nacional têm competência de propor políticas para o setor elétrico<sup>88</sup>. São propostos Projetos de Lei, de iniciativa de qualquer uma das partes, avaliados e aprovados pelas duas casas do Congresso Nacional (Câmara dos Deputados e Senado Federal) e, posteriormente, sancionados pelo Presidente da República. Além disso, o Presidente da República também tem competência de editar Medidas Provisórias que têm força de Lei por um período pré-definido e podem ser aprovadas, alteradas ou rejeitadas pelo Congresso Nacional.

Na formulação de políticas e diretrizes relativas à energia em sentido amplo (não só energia elétrica) o Presidente da República é assessorado pelo Conselho Nacional de Política Energética

<sup>88</sup> Diferente de diversos outros países, como os Estados Unidos, Canadá e Austrália, no Brasil as Políticas para o Setor Elétrico são definidas em âmbito Federal.

(CNPE), presidido pelo Ministro de Minas e Energia e composto por mais oito Ministros de Estado, além de um representante dos Estados e Distrito Federal, outro da sociedade civil (especializado em matéria de energia), um da universidade brasileira (também especializado em matéria de energia), o Presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Secretário Executivo do Ministério de Minas e Energia (MME). O CNPE se reúne ordinariamente a cada seis meses e extraordinariamente quando convocado por seu Presidente. As propostas aprovadas pelo CNPE são encaminhadas ao Presidente da República para eventuais alterações na política energética nacional<sup>89</sup>.

No Poder Executivo, o MME representa a União como Poder Concedente e auxilia na formulação de Políticas Públicas, bem como na supervisão de sua implementação nas áreas de: i) geologia, recursos minerais e energéticos; ii) aproveitamento da energia hidráulica; iii) mineração e metalurgia; iv) petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive a nuclear. Cabe ainda ao MME zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de recursos energéticos no país.

Com relação a essa última competência, em 2004 foi instituído o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional<sup>90</sup>. O CMSE é presidido e coordenado pelo Ministro de Minas e Energia e composto por mais quatro representantes do MME, além dos titulares da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Operador Nacional do Sistema (ONS). O CMSE se reúne ordinariamente a cada mês e extraordinariamente quando convocado por seu Presidente. De maneira resumida, no que se refere ao setor elétrico, o CMSE acompanha a evolução das obras de geração, transmissão e distribuição com o intuito de detectar eventuais riscos ao abastecimento de energia elétrica em diversos horizontes temporais, propondo medidas corretivas quando há risco, acima de um patamar previamente definido, à segurança de fornecimento de energia elétrica<sup>91</sup>.

Em 2004 também foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o intuito de auxiliar o MME no planejamento do setor de energia, inclusive elétrica. Dentre suas competências estão as de realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira, realizar estudos para o aproveitamento ótimo dos potenciais hidráulicos, obter licença prévia ambiental de processos selecionados, elaborar estudos relativos aos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica no curto, médio e longo prazo, dentre outras<sup>92</sup>. A partir dos estudos realizados pela EPE, o MME consolida e publica os Planos Decenais de Expansão de Energia e o Programa de Expansão da Transmissão que detalham as estratégias a serem adotadas para atendimento da

---

<sup>89</sup> Decreto 3.520/2000

<sup>90</sup> Lei 10.848/2004

<sup>91</sup> Decreto 5.175/2004

<sup>92</sup> Lei 10.847/2004



demanda futura por energia e que servirão de base para a definição dos leilões para contratação da expansão do sistema.

Saindo do nível dos formuladores de políticas públicas, a regulação e a fiscalização do setor elétrico competem à ANEEL, instituída em 1996<sup>93</sup>. Como não tem atribuição de formular políticas, toda a regulação e fiscalização devem ser executadas em conformidade com as diretrizes contidas na legislação setorial. As competências da ANEEL alcançam todos os agentes dos segmentos de geração (G na figura 4.1), transmissão (T), distribuição (D) e comercialização (C). O ONS e a CCEE também são regulados e fiscalizados pela ANEEL. Sobretudo no que diz respeito à atividade fiscalização, a ANEEL pode fazer convênios com Agências Estaduais, desde que adotem condições mínimas de governança que lhes garantam autonomia decisória.

Dentre as competências da agência reguladora destaca-se: definir as tarifas relativas aos monopólios naturais regulados de distribuição e transmissão (com aplicação da regulação por incentivos); assegurar o livre acesso às redes; aprovar os procedimentos de operação do sistema; aprovar as regras do mercado de energia elétrica; promover (por delegação do Poder Concedente) as licitações para contratação de agentes de geração, transmissão e distribuição; zelar pelo cumprimento da legislação de defesa da concorrência; definir padrões de qualidade do serviço prestado; fiscalizar o cumprimento das regras setoriais, impondo multas administrativas, quando necessário.

Embora vinculada ao MME, não há subordinação hierárquica entre as instituições. As decisões tomadas pela ANEEL são definitivas sob o ponto de vista administrativo, não podendo ser revistas pelo ministério. A autonomia decisória foi definida na Lei de criação da agência. Qualquer questionamento a respeito de decisões da agência reguladora, portanto, deve ser feito diretamente ao poder judiciário.

A ANEEL é dirigida por uma Diretoria Colegiada composta de um Diretor-Geral e mais quatro Diretores. São indicados pelo Presidente da República e aprovados pelo Senado Federal. Todos têm mandatos fixos de quatro anos, permitida uma recondução. As decisões são tomadas por meio de Reuniões Públicas de Diretoria, transmitidas pela rede mundial de computadores. A maior parte das decisões é precedida de Audiências Públicas nas quais todos os agentes têm oportunidade de expor seus argumentos. Recentemente, a ANEEL instituiu necessidade de Análise de Impacto Regulatório (AIR) para todos os seus atos de natureza normativa. Trata-se de medida que busca avaliar melhor o impacto das decisões da agência e fomentar maior participação das partes interessadas.

Com relação à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), em 1998 foi criado ONS<sup>94</sup>, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica. Dentre as atribuições do ONS destacam-se: planejamento e programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados; contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares; proposição das

---

<sup>93</sup> Lei 9.427/1996

<sup>94</sup> Lei 9.648/1998. Diferente de outros países, não há operadores regionais.

ampliações das instalações de Rede Básica de transmissão, bem como reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados.

O ONS é uma associação civil de direito privado, sem fins lucrativos, com funcionamento autorizado, regulado e fiscalizado pela ANEEL. A assembleia geral representa sua instância superior de decisão e nela participam representantes dos Membros Associados (titulares de concessões, permissões ou autorizações) dos segmentos de produção, transporte e consumo de energia elétrica. O Conselho de Administração é composto por 15 titulares (5 representantes dos produtores; 5 do segmento consumo; 4 dos transmissores e 1 representante do governo) e são eleitos pelos agentes. Por fim o ONS tem um Diretor-Geral e mais quatro Diretores, sendo três indicados pelo Poder Concedente, incluído o Diretor-Geral, e dois pelos agentes. Todos cumprem mandatos de quatro anos, permitida uma recondução<sup>95</sup>.

Por fim, a estrutura institucional do setor elétrico é completada pela CCEE, instituída em 2004 em substituição ao antigo MAE<sup>96</sup>. Assim como o ONS, trata-se de uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL. Dentre suas atribuições destacam-se: promover leilões de compra de energia, desde que delegado pela ANEEL; manter o registro de contratos celebrados entre os agentes; promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda; apurar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo, por submercado; efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira de compra e venda de energia no mercado de curto prazo; apurar o descumprimento de limites de contratação; gerenciar as garantias financeiras para a liquidação do mercado de curto prazo.

A Assembleia Geral da CCEE é composta por seus associados, ou seja, geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores livres. A administração da CCEE é responsabilidade do Conselho de Administração, composto por cinco membros eleitos em Assembleia Geral. O Presidente do conselho é indicado pelo MME, três conselheiros são indicados pelos agentes de geração, distribuição e comercialização, sendo um membro por categoria. A quinta vaga é indicado pelo conjunto dos agentes. Os mandatos são de quatro anos, com uma única recondução é permitida.

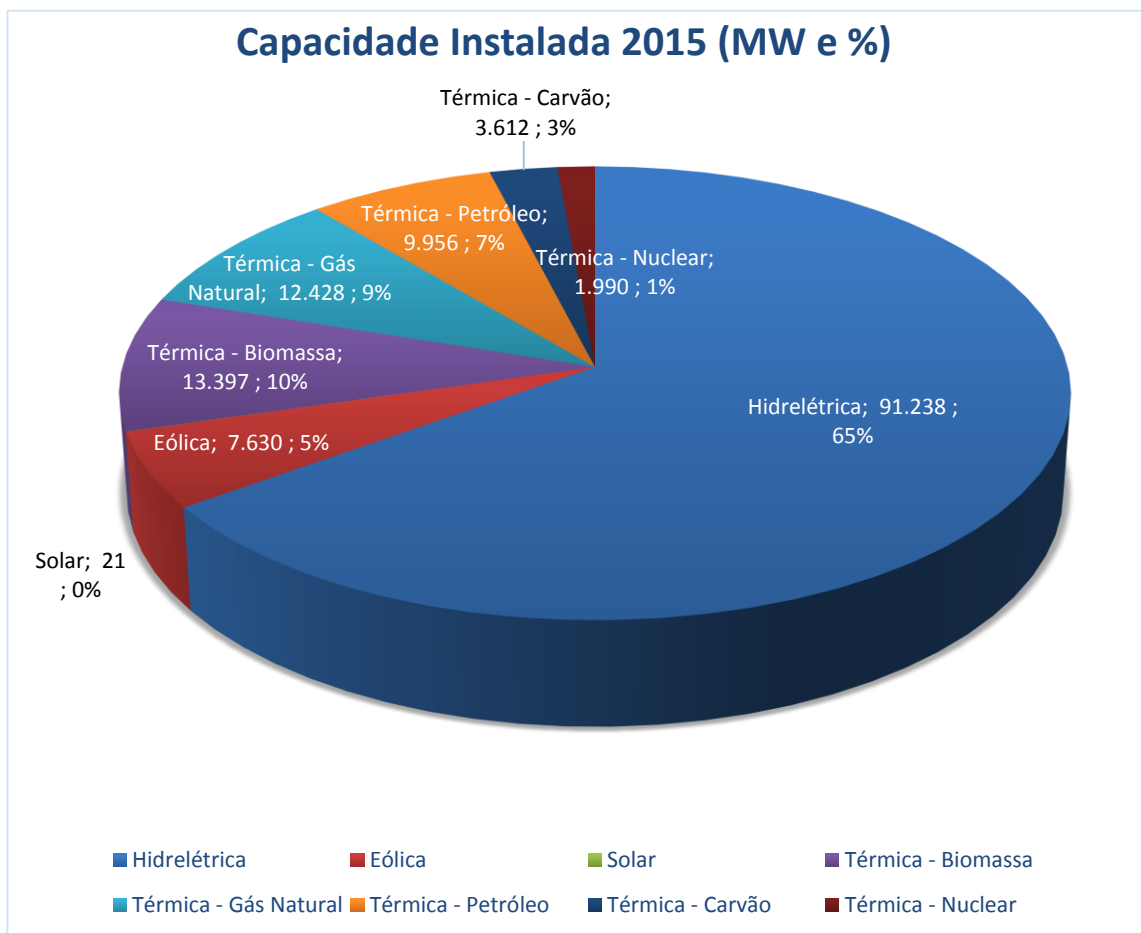
### 4.3 Geração de energia elétrica

A figura a seguir ilustra a capacidade instalada de geração no Brasil ao final de 2015. Há forte predominância de capacidade instalada hidrelétrica (65% do total). Eólicas respondem por 5%, enquanto a participação de usinas solares ainda é incipiente. Os 30% restantes são compostos por usinas térmicas, com predominância de biomassa (10%, com predominância de bagaço de cana de açúcar), gás natural (9%) e óleos derivados do petróleo (7%). Térmicas a carvão e nuclear (somente duas usinas) são pouco representativas. A capacidade instalada no Brasil totaliza 140.271 MW.

---

<sup>95</sup> Chipp (2012)

<sup>96</sup> Lei 10.848/2004

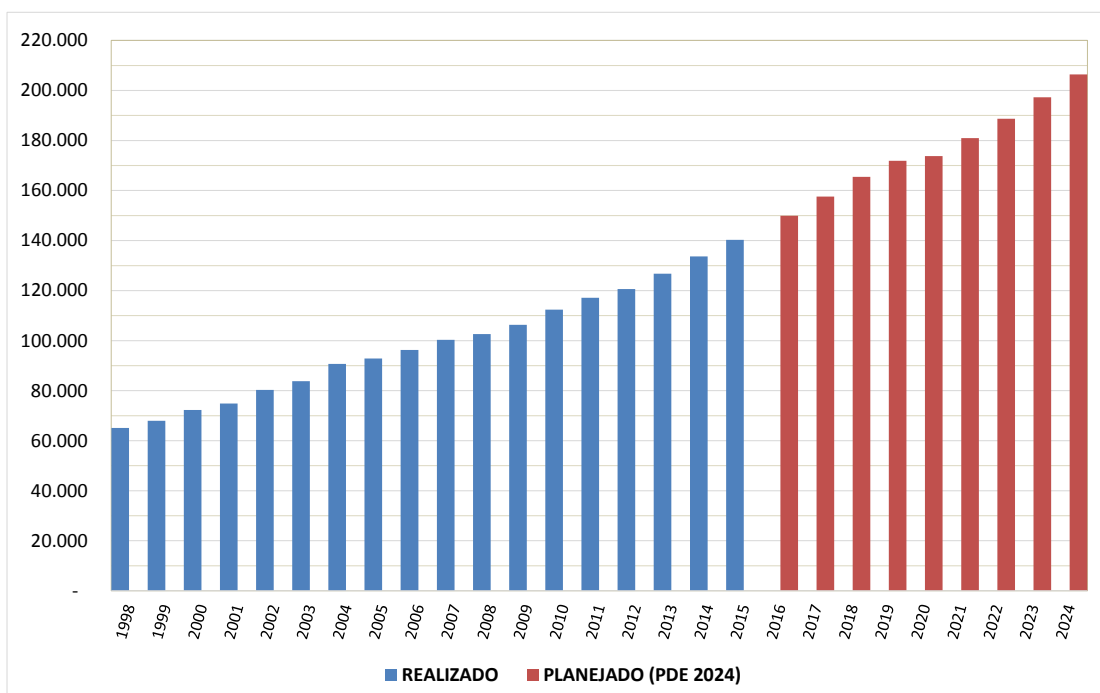


**Figura 4.2 – Capacidade Instalada no Brasil em 2015<sup>97</sup>**

Apesar de permanecer predominantemente hidrelétrica, a estrutura da matriz elétrica brasileira mudou bastante nos últimos anos. Em 2001, quando o país sofreu um racionamento de energia elétrica, 90% da capacidade instalada era hidrelétrica e somente 10% eram termelétricas. Em razão do racionamento foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricas que contribuiu para a alteração da matriz brasileira. A tendência é que as alterações na matriz continuem e o Plano Decenal de Expansão da Energia projeta uma participação das hidrelétricas de 57% em 2024. Ganhariam maior participação as termelétricas, mas, principalmente as fontes eólica e solar. Somadas todas as fontes renováveis (hidrelétricas, eólicas, solar e biomassa) a tendência é que continuem a representar 80% a 85% da potência instalada no Brasil até 2024.

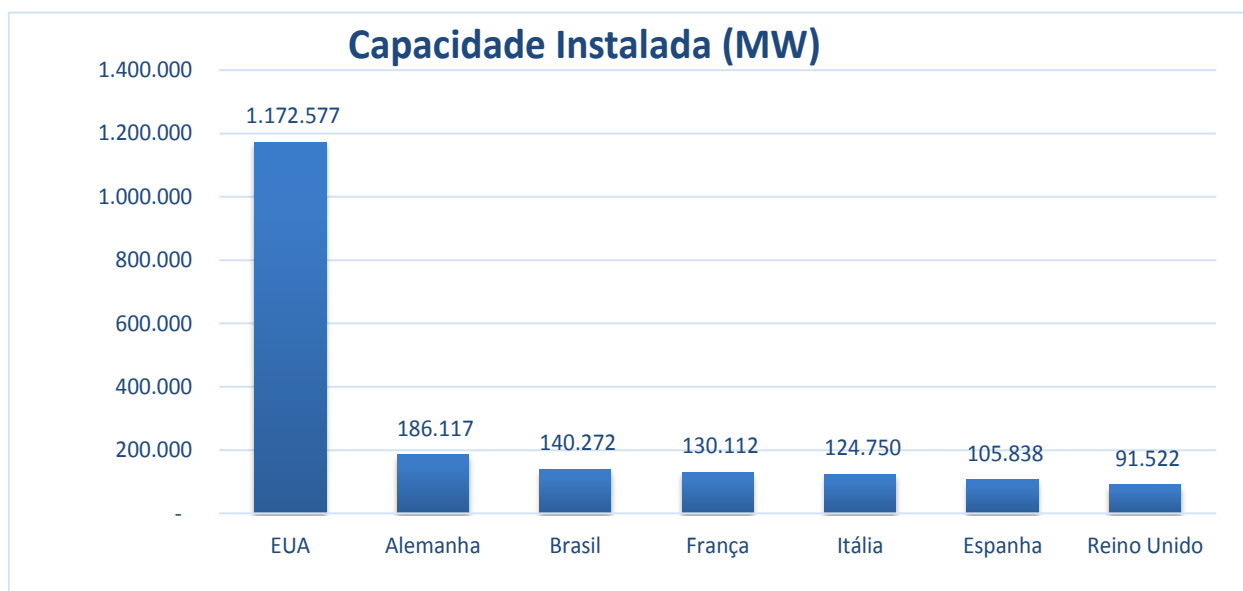
Outra característica do segmento de geração é a rápida expansão. Entre 1998 e 2015 a capacidade instalada no país mais do que duplicou, com adição de aproximadamente 74.000 MW. Para os anos seguintes, o Plano Decenal da Energia também projeta um crescimento expressivo, devendo atingir 206.447 MW em 2024. A figura a seguir ilustra a evolução da capacidade instalada no Brasil desde 1998 e a previsão para os anos seguintes.

<sup>97</sup> Boletim de Informações Gerenciais da ANEEL, dezembro de 2015



**Figura 4.3 – Evolução da Capacidade Instalada no Brasil<sup>98</sup>**

Com o objetivo de proporcionar uma comparação com outros países, a figura a seguir compara a capacidade instalada do Brasil com os Estados Unidos e os países da Europa com maior capacidade instalada. O Brasil corresponde a somente 12% da capacidade nos Estados Unidos e tem capacidade instalada também bastante inferior à Alemanha. Por outro lado, a capacidade instalada no Brasil é maior do que a da França, Itália, Espanha e Reino Unido.

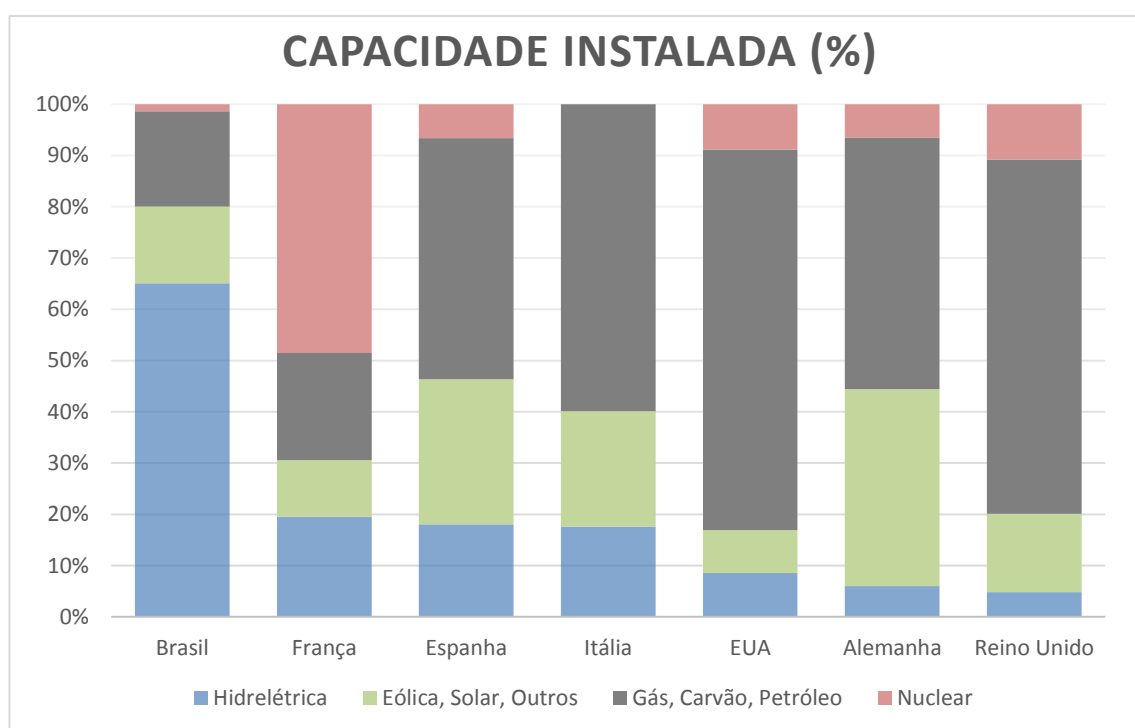


**Figura 4.4 – Capacidade instalada em diversos países<sup>99</sup>**

<sup>98</sup> Histórico: ANEEL. Projeção: Plano Decenal de Energia 2024.

<sup>99</sup> Dados da Europa retirados do *EU Energy in Figures: Statistical Pocketbook 2015*. Dados dos Estados Unidos provenientes da *U.S. Energy Information Administration – EIA*.

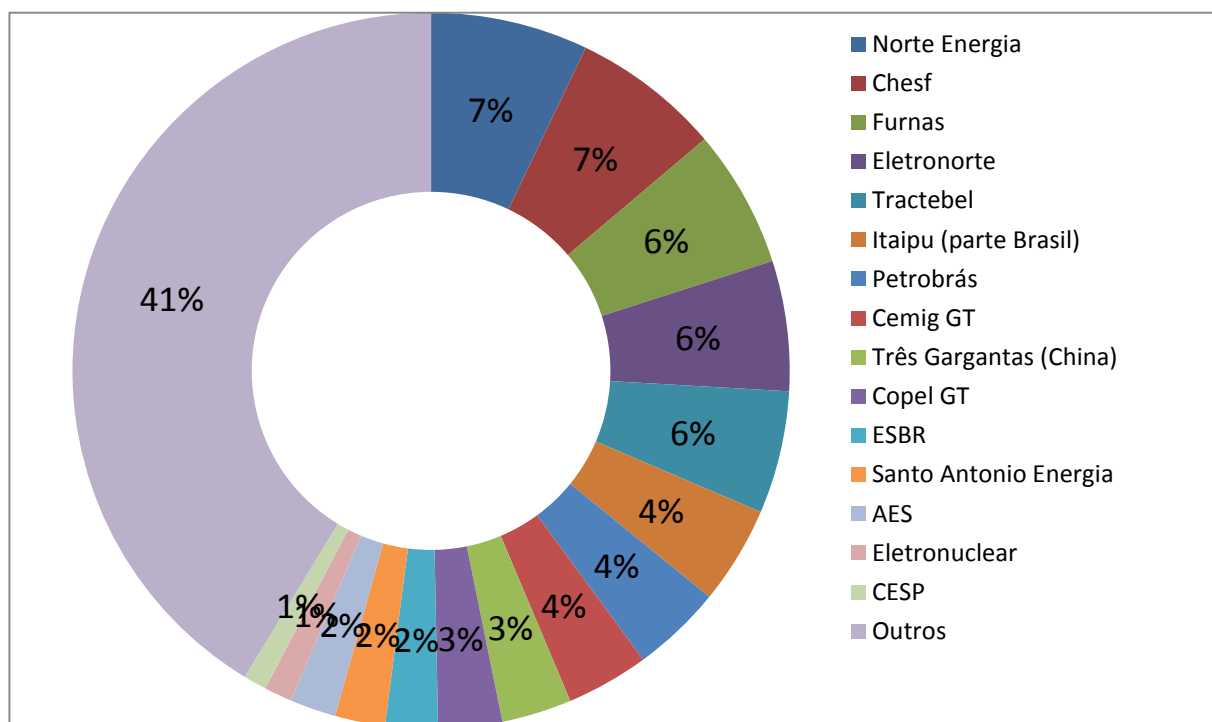
Em termos de composição da capacidade instalada por fonte, o Brasil é significativamente diferente dos países utilizados na comparação anterior. Enquanto no Brasil as fontes hidrelétrica, eólica, solar e biomassa respondem por 80% da capacidade instalada, nos demais países não passam de 45% (mesmo na Espanha e Alemanha que subsidiaram fortemente a geração eólica e solar). Nos outros países as fontes predominantes são gás natural, carvão e petróleo, com destaque para os Estados Unidos, onde estas fontes correspondem a 74% da capacidade instalada. A França seria a exceção à regra, por ter predominância de usinas nucleares, com aproximadamente metade da capacidade instalada do país.



**Figura 4.5 – Composição da capacidade instalada em diversos países<sup>100</sup>**

Com relação à concentração do mercado, a figura a seguir apresenta a distribuição da capacidade instalada entre as empresas do setor de geração. A princípio, parece tratar-se de um setor extremamente pulverizado, dado que as maiores empresas teriam somente 7% da capacidade instalada do país. De fato, o modelo de leilões públicos para contratação de novos agentes contribuiu fortemente para a diversificação do número de agentes de geração, com a criação de Sociedades de Propósitos Específicos – SPEs com diversas composições societárias.

<sup>100</sup> Dados da Europa retirados do *EU Energy in Figures: Statistical Pocketbook 2015*. Dados dos Estados Unidos provenientes da *U.S. Energy Information Administration – EIA*.



**Figura 4.6 – Principais Empresas de Geração<sup>101</sup>**

No entanto, uma análise um pouco mais detida revela questões a serem avaliadas com maior profundidade. Furnas, Eletronorte, Chesf, Eletrosul, CGTEE e Eletronuclear são subsidiárias da empresa Eletrobrás, que também é responsável por comercializar no Brasil a energia de Itaipu. Além disso, a Eletrobrás possui participações relevantes em diversas Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) com destaque para a Norte Energia, responsável pela construção da Usina de Belo Monte (49,98% da SPE), Energia Sustentável do Brasil, responsável pela construção da Usina de Jirau (30,00% da SPE) e Santo Antônio Energia, com a usina de mesmo nome (39,00% da SPE). Somando somente essas três participações, suas subsidiárias e a parte nacional de Itaipu, a Eletrobrás passa a deter mais de 30% da capacidade instalada do país.

Além da relevante participação da Eletrobrás em termos nacionais, suas subsidiárias cresceram sob uma lógica de desenvolvimento regional, ou seja, Eletronorte muito concentrada na Região Norte, Chesf dominava os investimentos na Região Nordeste, Furnas no Sudeste e Eletrosul na Região Sul. Esse nível de concentração traz necessidade de análise quanto a abuso de poder de mercado em âmbito regional, dado que as capacidades de transmissão de energia entre as regiões são limitadas.

Outro ponto de atenção seria a participação de aproximadamente 20% da Petrobrás entre as usinas termelétricas. Como o Brasil é predominantemente hidrelétrico, em anos de hidrologia adversa o parque térmico pode ser chamado a gerar por longos períodos de tempo. Nessa situação, uma empresa com 20% da capacidade térmica pode facilmente se tornar pivotal, ou seja, não seria

<sup>101</sup> Fonte: Banco de Informações da Geração (BIG) da ANEEL

possível atender a demanda sem geração dessa empresa, o que lhe daria a possibilidade de exercer poder de mercado unilateral.

Além da questão relativa a abuso de poder de mercado, a dominância de empresas estatais, conforme abordado nos dois capítulos anteriores, traz consequências para futuros investimentos em expansão da geração de energia elétrica caso seja adotado um modelo de mercados competitivos. Como os projetos são bastante dependentes dos preços esperados no mercado de curto prazo, esse pode ser um fator adicional de risco, dado que haveria dúvidas sobre o uso de empresas estatais pelos governos para perseguir objetivos diversos da maximização de lucros.

#### 4.4 Transmissão de energia elétrica

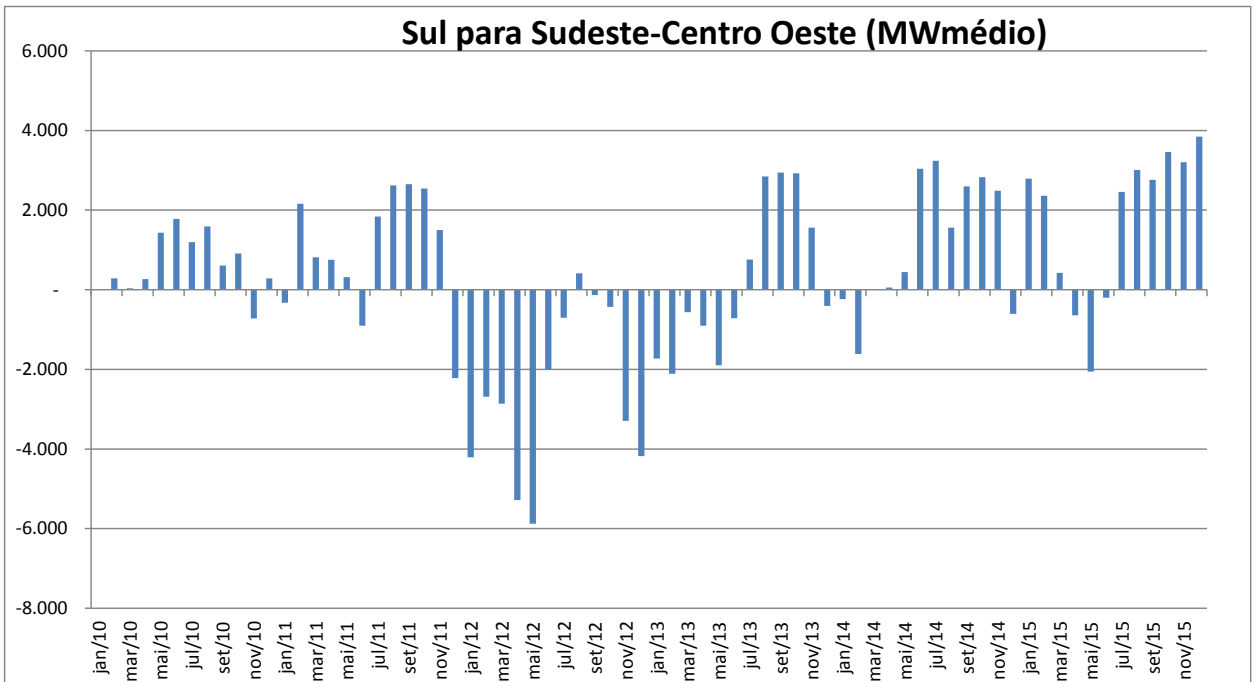
O Brasil é um país de extensão continental com capacidade instalada predominantemente hidrelétrica. As disponibilidades energéticas são função, basicamente, das vazões afluentes a cada usina dos sistemas e do grau de regularização proporcionado pelos seus reservatórios. Como as afluências são, por sua natureza, estocásticas, resulta que as disponibilidades energéticas e, por consequência, o balanço energético de cada subsistema e os fluxos de intercâmbio decorrentes são grandezas aleatórias. Além disso, as afluências médias históricas nas bacias hidrográficas brasileiras variam bastante ao longo do ano, com comportamentos diferentes, por exemplo, nos rios da Região Norte se comparado com os rios das Regiões Sul e Sudeste.

Num sistema com essas características, os intercâmbios regionais de transmissão agregam acréscimos significativos na energia firme ao país, tornando-se de grande importância para a otimização do sistema. As interconexões foram projetadas para explorar o vasto potencial hidroelétrico do país, tipicamente distante dos grandes centros de carga, e para aproveitar a complementariedade dos diversos comportamentos hidrológicos das regiões.

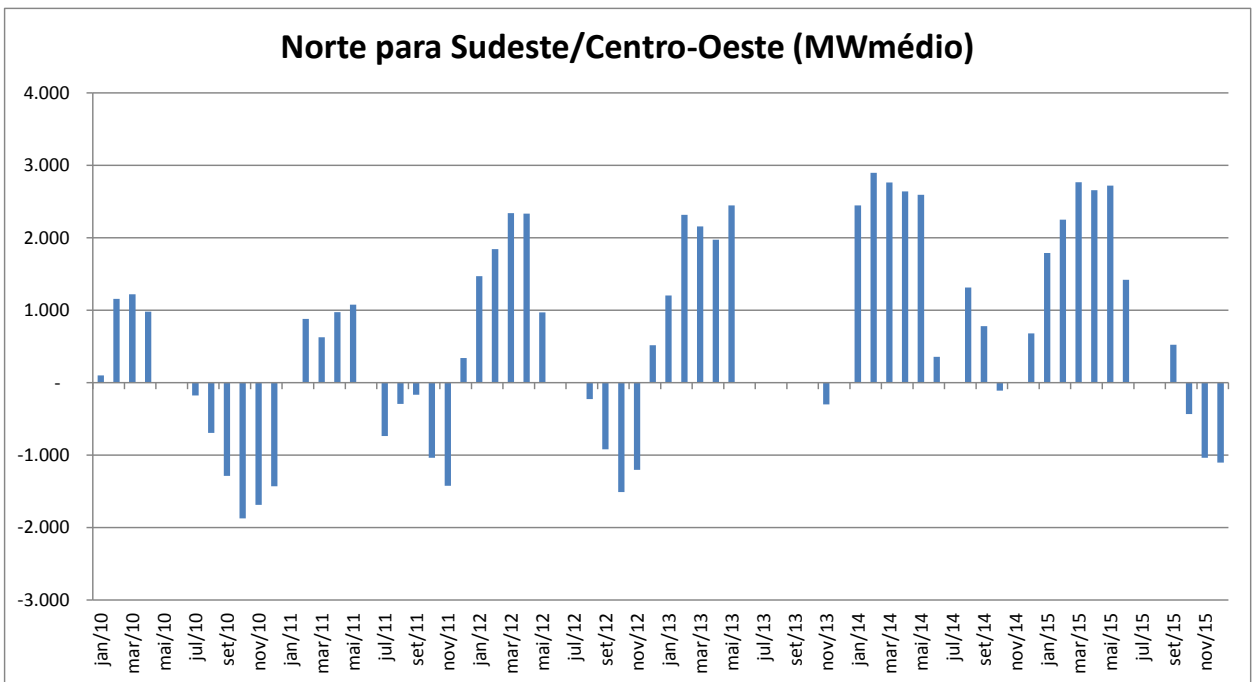
No limite, não haveria limitação nas capacidades de intercâmbios regionais, o que proporcionaria ampla competição entre os geradores das diversas regiões do país, uniformizando os preços do mercado de energia elétrica em suas diversas localidades. No entanto, capacidade instalada de transmissão tem custos elevados e cabe ao planejamento considerá-los, em conjunto com as magnitudes e direções esperadas dos fluxos de energia e do critério de segurança a ser considerado em seu dimensionamento<sup>102</sup>. As Figuras a seguir apresentam os níveis de intercâmbios entre as diversas regiões do país desde 2010 até 2015.

---

<sup>102</sup> Silveira, David e Araújo (2012)



**Figura 4.7 – Intercâmbio Sul – Sudeste/Centro-Oeste<sup>103</sup>**

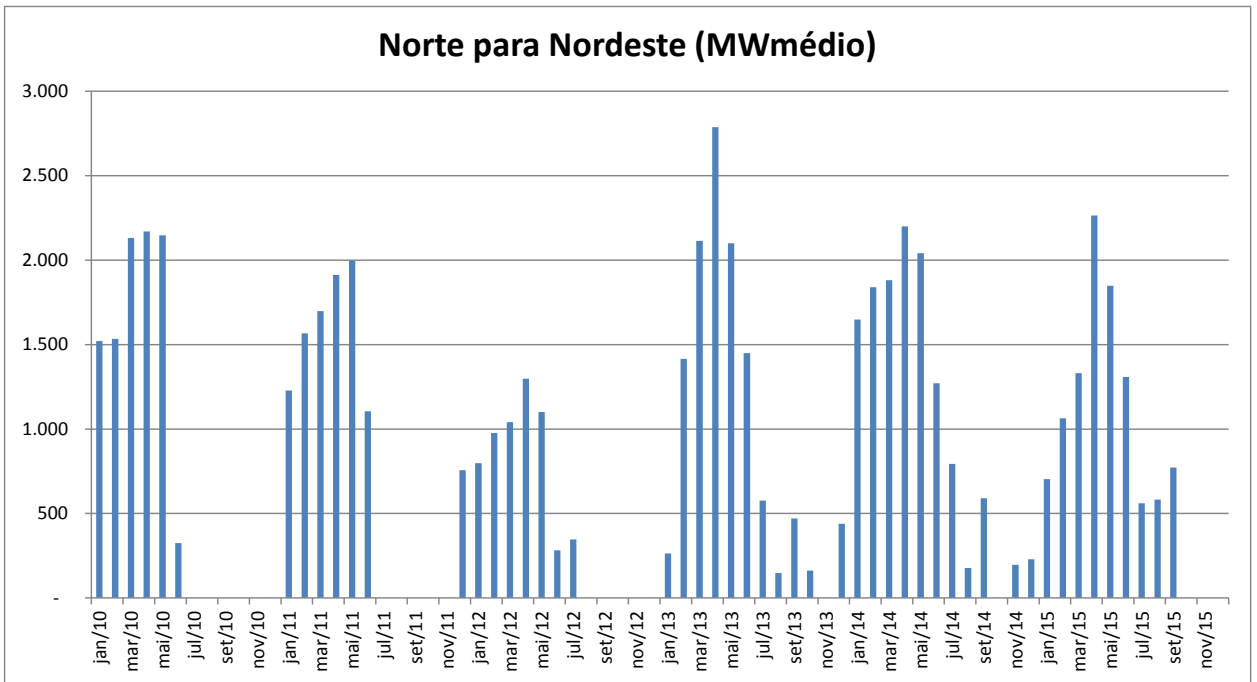


**Figura 4.8 – Intercâmbio Norte – Sudeste/Centro-Oeste<sup>104</sup>**

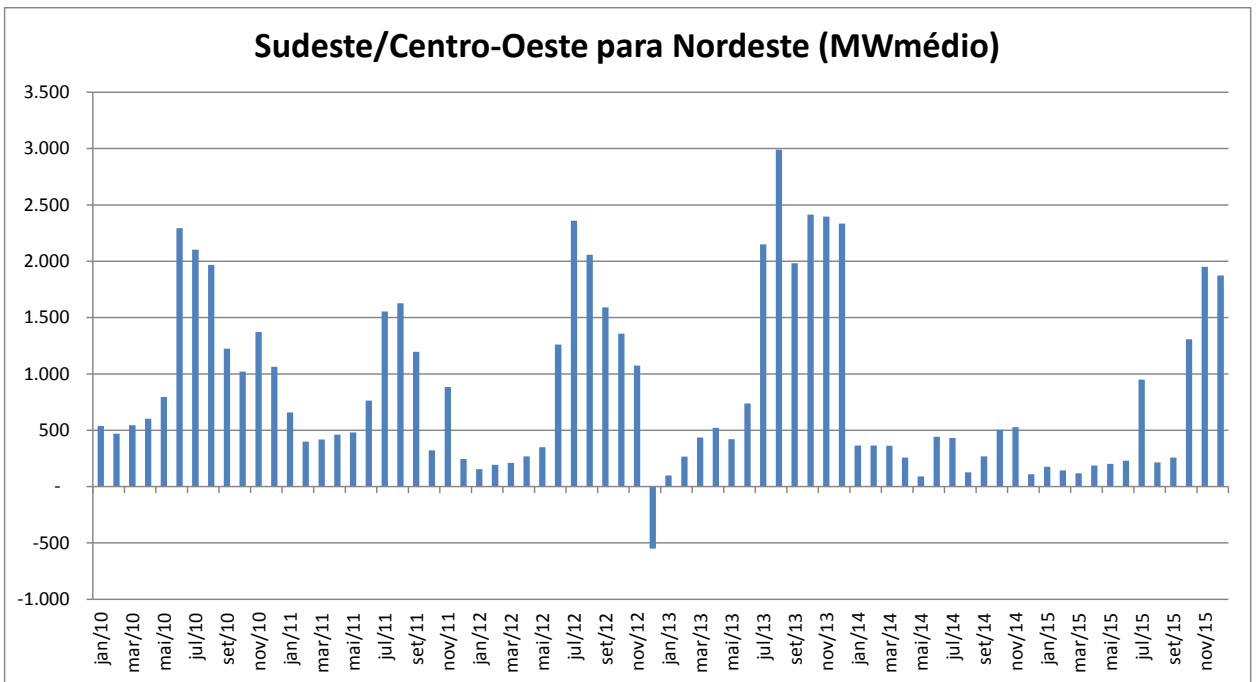
<sup>103</sup> Fonte: ONS

<sup>104</sup> Fonte: ONS





**Figura 4.9– Intercâmbio Norte – Nordeste<sup>105</sup>**



**Figura 4.10 – Intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste – Nordeste<sup>106</sup>**

Alguns comportamentos são mais estáveis enquanto outros intercâmbios têm quantidades e direções imprevisíveis. A Região Sul só possui intercâmbio direto com a Região Sudeste/Centro-

<sup>105</sup> Fonte: ONS

<sup>106</sup> Fonte: ONS

Oeste. Durante todo o ano de 2012 até meados do ano de 2013, o Sul foi importador de energia em praticamente todos os meses. No entanto, a partir de julho de 2013 tem sido exportador de energia em praticamente todos os meses. Esse comportamento decorre da pouca capacidade de armazenamento hidrelétrico da Região Sul, combinado com um regime hidrológico pouco previsível. Em anos mais secos, tem que receber muita energia e em anos com boas vazões afluentes exporta bastante energia.

Os intercâmbios da Região Nordeste mostram que é um importador líquido. Usualmente, de janeiro a junho recebe muita energia da Região Norte em razão, principalmente, do período de grande energia afluyente nas usinas hidrelétricas da Região Norte. Nos outros meses do ano a maior parte da importação tem origem na Região Sudeste/Centro-Oeste.

Os intercâmbios entre as Regiões Norte e Sudeste/Centro-Oeste se caracterizam por um Norte exportador nos meses de janeiro até junho e importador na maior parte dos outros meses. Embora a Região Norte dependa de importação em alguns meses do ano, trata-se de um exportador líquido.

O planejamento dos intercâmbios regionais, bem como demais instalações de transmissão compete à EPE. Os estudos são divididos por horizonte temporal. Os estudos de longo prazo, com horizontes de 15 a 20 anos, identificam linhas de transmissão, subestações e injeções de potência necessárias, mas com um caráter referencial, ou seja, sem a preocupação da definição, dentro de um conjunto de várias alternativas, do plano a ser efetivamente implantado. No médio prazo, com horizonte de 10 anos, é definido o Plano Decenal da Expansão da Transmissão (PDT) em que são identificados os empreendimentos e sua alocação temporal. São utilizados modelos mais elaborados quanto à representação dos elementos do sistema. Por fim, no curto prazo, com horizonte de 5 anos, são detalhados os estudos de engenharia e aprofundadas as avaliações de viabilidade dos empreendimentos. Os principais produtos são o Programa de Expansão da Transmissão (PET), o Plano de Ampliações e Reforços da Rede Básica (PAR) e os relatórios de detalhamento dos empreendimentos, que irão subsidiar os processos licitatórios. O processo de planejamento da transmissão é cíclico, dinâmico e adaptativo. Novas obras de transmissão, geração, comportamento da demanda, solicitações de acesso à rede, dentre outras variáveis, exigem constante revisão e adaptação do planejamento<sup>107</sup>.

Uma vez definidas as obras, a expansão da Rede Básica<sup>108</sup> é contratada por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL, nos quais vence o agente que oferecer o maior deságio com relação a Receita Anual Permitida (RAP) máxima definida para cada empreendimento. Trata-se, portanto, de processo competitivo que privilegia a modicidade tarifária. A RAP é definida para todo o horizonte do contrato de concessão, usualmente de 30 anos, sendo garantida ao vencedor do leilão desde que suas instalações estejam disponíveis com os padrões de qualidade definidos e nos prazos contratados.

As ampliações e reforços em instalações já existentes de Rede Básica, por sua vez, não passam por licitações públicas. São autorizadas pela ANEEL ao detentor da concessão nas quais

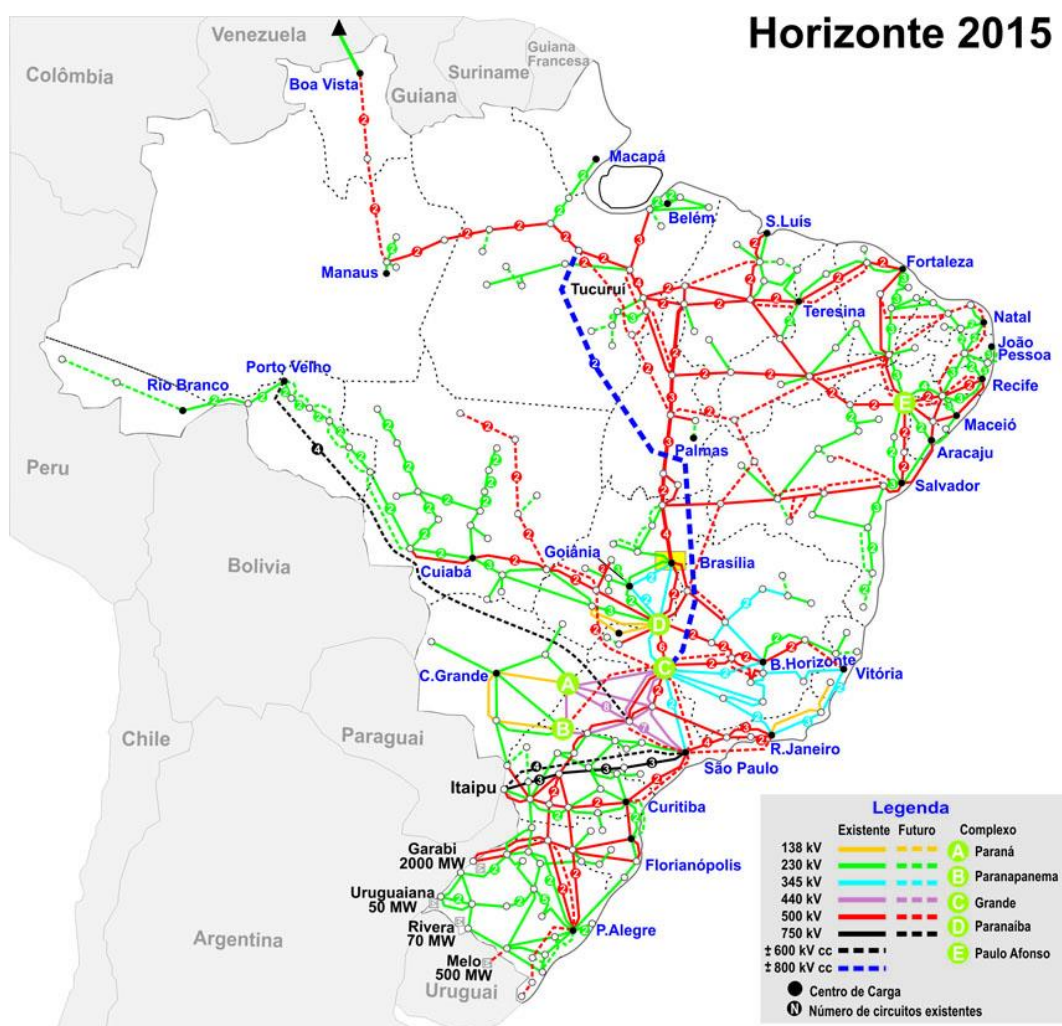
---

<sup>107</sup> Silveira, David e Araújo (2012)

<sup>108</sup> Integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios: linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões.

serão feitas as obras. A RAP relativa aos reforços e melhorias é definida pela ANEEL que também detém a competência para proceder reajustes e revisões desta receita.

A figura a seguir ilustra o Sistema Interligado Nacional – SIN, composto por mais de 125.000 km de Linhas de Transmissão com nível de tensão que varia de 138 kV até 750kV. Assim como a capacidade instalada de geração, o sistema de transmissão brasileiro vem crescendo rapidamente ao longo dos últimos anos e a previsão é que continue assim no horizonte de planejamento no Plano Decenal 2024, chegando a 212.000 km de Linhas de Transmissão em 2024 (68% de crescimento), conforme ilustrado na figura 4.12.

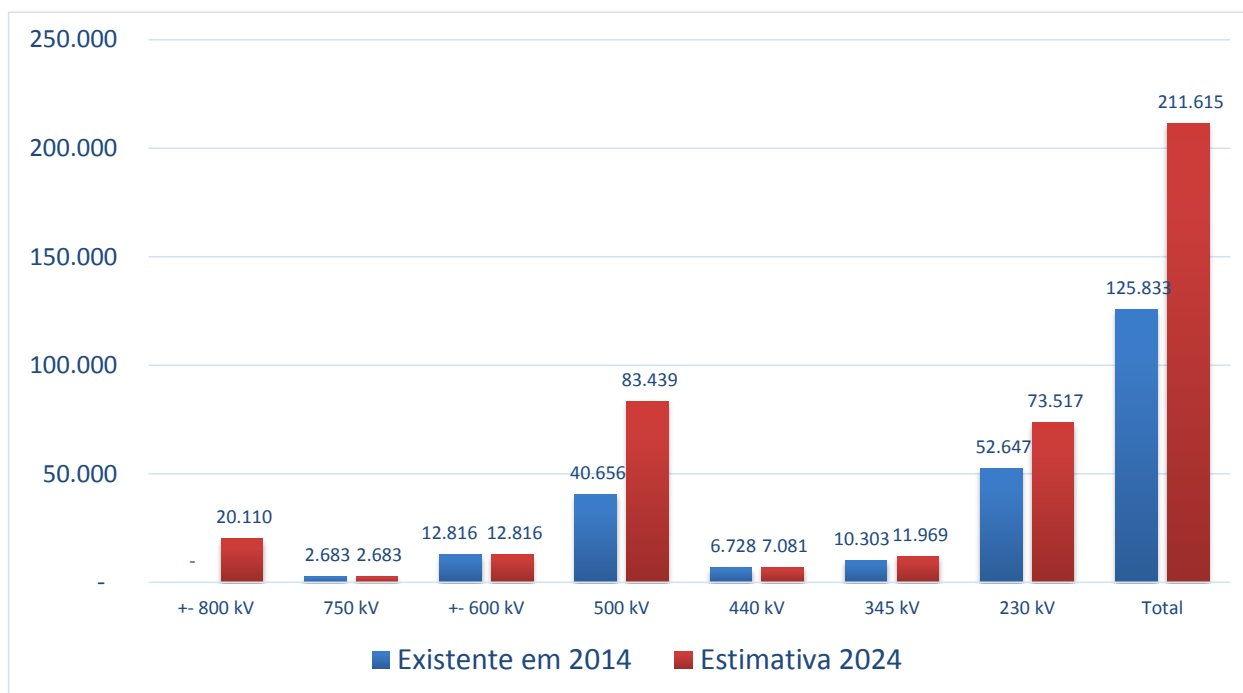


**Figura 4.11 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional - SIN<sup>109</sup>**

Parte da expansão pode ser atribuída ao aproveitamento de potências hidrelétricas na Região Norte do país. Como a demanda por eletricidade nesta região é pequena, são necessárias linhas de transmissão extensas e em elevados nível de tensão para interligar as usinas aos grandes centros de consumo. Por exemplo, sistemas de transmissão para a Região Sudeste foram licitados

<sup>109</sup> Fonte: ONS

para a interligação das usinas do Complexo do Rio Madeira (Santo Antônio e Jirau, em Rondônia) e a usina de Belo Monte (no Pará). À frente, projeta-se o Leilão de São Luiz do Tapajós, que também demandará vultosos investimentos em transmissão.



**Figura 4.12 – Evolução do Sistema de Transmissão**

Apesar do sucesso do modelo de leilões para a expansão do sistema de transmissão, o modelo requer aperfeiçoamentos constantes para que seja assegurada a expansão suficiente para possibilitar livre acesso tempestivo aos sistemas de transmissão por geradores e consumidores. Com a expansão de hidrelétricas na Região Norte, pouca entrada de usinas com reservatórios, agregação de mais energia eólica intermitente, o sistema de transmissão ganha importância particular. Recentemente têm ocorrido leilões com quantidade insuficiente de participantes interessados, bem como atrasos em linha de transmissão licitadas, decorrentes, sobretudo, de dificuldades no processo de licenciamento socioambiental. Algumas questões precisam ser resolvidas como a indenização de ativos em função da renovação das concessões<sup>110</sup>; licitações devem ser feitas com prazos mais realistas; maior integração entre o planejamento do setor elétrico e os órgãos de licenciamento socioambiental; condições de rentabilidade que reflitam o risco efetivo do negócio, dentre outros<sup>111</sup>.

<sup>110</sup> A revisão extraordinária das tarifas, decorrente da renovação das concessões de geração e transmissão, foi implementada considerando-se que os ativos de transmissão seriam indenizados. No entanto, houve a redução da receita das transmissoras e não ocorreu a indenização dos ativos. Esse descasamento gerou descapitalização das empresas que tiveram suas concessões prorrogadas. Recentemente, por meio da Portaria 120/2016-MME o Poder Concedente optou por não indenizar os ativos e, conseqüentemente, compensar as transmissoras pelas receitas que deixaram de auferir desde a renovação de suas concessões.

<sup>111</sup> Instituto Ascende Brasil (2015)

A questão da desverticalização também precisa ser revisitada caso haja opção por um modelo com maior peso em mercados de energia elétrica. Atualmente, a mesma empresa pode prestar o serviço de transmissão e geração de energia elétrica, com separação somente contábil dos custos e receitas relativas a cada uma das atividades. Conforme explorado nos capítulos 2 e 3, o abuso de poder de mercado decorrente desta situação é um ponto que precisa ser tratado pelos formuladores de políticas públicas. O problema é majorado devido à lógica regional como ocorreu o desenvolvimento das empresas, ou seja, as empresas são donas de ativos de geração e transmissão concentrados nas mesmas regiões.

#### **4.5 Distribuição de energia elétrica**

O território brasileiro é dividido em 63 áreas de concessão, conforme figura a seguir, nas quais as distribuidoras têm o monopólio natural do serviço público de distribuição de energia elétrica pelo prazo definido em seus contratos de concessão<sup>112</sup>. Além da competência de distribuir energia elétrica, as distribuidoras também são responsáveis por adquirir energia, de forma regulada, para atendimento de seus consumidores cativos.

---

<sup>112</sup> Há também pequenas áreas de permissão, onde atuavam as cooperativas de eletrificação rural.



**Figura 4.13 – Áreas de concessão de distribuição<sup>113</sup>**

As distribuidoras não podem exercer atividade de geração, transmissão ou comercialização de energia elétrica para consumidores livres. As únicas exceções são as distribuidoras de pequeno porte (mercado inferior a 500 GWh/ano) e aquelas que atendam sistemas elétricos isolados (não conectados ao SIN) que podem gerar e transmitir energia elétrica desde que o façam para atendimento de seu próprio mercado. No entanto, importante frisar que a desverticalização das atividades não é plena, dado que dentro de um mesmo grupo econômico é permitido que haja diferentes empresas cuidando dos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

À ANEEL cabe a regulação de praticamente toda a atividade de distribuição de energia elétrica. A maior parte das normas e padrões relativos a atividades técnicas relacionadas ao

<sup>113</sup> Fonte: Ouvidoria Setorial em Números, da ANEEL

funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica constam dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Neste documento estão normatizadas, por exemplo, as condições para o livre acesso às redes de distribuição e os requisitos de qualidade do produto (como o nível de tensão) e do serviço (como os indicadores de continuidade do serviço).

Com relação aos aspectos comerciais, a maior parte dos regramentos do segmento de distribuição constam da Resolução Normativa ANEEL n. 414/2010. Nela são definidos, por exemplo, a forma de classificação das unidades consumidoras, as tensões e condições de fornecimento de energia elétrica, as modalidades tarifárias aplicáveis às unidades consumidoras, os contratos a serem firmados entre consumidores e distribuidora, além dos aspectos relativos ao faturamento e pagamento pelo serviço prestado.

No que se refere à regulação econômica, as metodologias utilizadas nas definições das tarifas constam dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET – da ANEEL. Conforme disciplina dos contratos de concessão, na regulação da atividade de distribuição a ANEEL adota o regime de regulação por incentivos, com revisões tarifárias periódicas e reajustes tarifários nos anos em que não há revisão tarifária. Os custos com compra de energia elétrica, transmissão de energia elétrica e encargos setoriais (sobre os quais as distribuidoras têm menor gestão) são recalculados a cada ano a partir dos preços vigentes na data dos processos tarifários. Consequentemente, as tarifas são reposicionadas uma vez por ano, em data definida nos contratos de concessão.

Historicamente, as tarifas no Brasil sempre foram alteradas uma vez por ano. Como as distribuidoras incorrem em custos sobre os quais tem pouca gestão, como a compra de energia para os consumidores cativos, foi criado um mecanismo por meio do qual a diferença entre a cobertura tarifária (definida uma vez por ano) e os custos efetivamente realizados, é apurada e repassada no processo tarifário subsequente. Ocorre que embora esse mecanismo assegure o equilíbrio econômico das concessões, peca por não assegurar o equilíbrio financeiro (os custos ocorrem sem a devida cobertura tarifária) e por não sinalizar preço para os consumidores. Por exemplo, se ao longo do ano tarifário os níveis dos reservatórios forem reduzidos e diversas térmicas acionadas, o preço real da energia elétrica subirá e os consumidores da distribuidora não perceberão essa sinalização, dado que suas tarifas só considerarão esses custos no próximo processo tarifário.

Com o intuito de aprimorar o sinal de preço para o consumidor cativo e minimizar o problema financeiro das distribuidoras, a ANEEL instituiu o mecanismo de bandeiras tarifárias, que passou a ser pago pelos consumidores brasileiros a partir de janeiro de 2015. O conceito é que a tarifa cobrada do consumidor passe a refletir a condição de geração no momento em que a energia é consumida. Há um único nível de bandeira para todo o sistema interligado brasileiro, que é definido mensalmente pela ANEEL a partir da previsão de operação do sistema para o mês seguinte. Se as condições hidrológicas são favoráveis e poucas térmicas serão despachadas, a bandeira é verde e o consumidor não tem adicional. Com o agravamento da situação hidrológica e necessidade de despacho de uma quantidade maior de térmicas, a bandeira passa a ser amarela e o consumidor percebe um acréscimo pré-estabelecido para cada MWh consumido. Por fim, quando a condição de armazenamento dos reservatórios é muito adversa e mesmo as térmicas mais caras

estão acionadas, a bandeira é vermelha e cada consumidor percebe uma elevação ainda maior de sua tarifa.

O mecanismo de bandeiras tarifárias surge, portanto, do entendimento de que os preços devem ser indutores do comportamento eficiente dos agentes de consumo. A bandeira vermelha sinaliza escassez por restrição de oferta de energia elétrica decorrente de hidrologia adversa. Por essa razão, à exceção dos consumidores de baixa renda, todos os demais pagam o mesmo adicional, independentemente de sua classe de consumo ou nível de tensão de atendimento. Importante ressaltar que não se trata de um custo novo, mas simplesmente de coincidir a elevação dos custos com geração de energia elétrica e a cobrança do consumidor. A cobrança seria feita, de qualquer forma, no processo tarifário subsequente, sem o benefício da correta sinalização de preços para os consumidores.

No entanto, apesar dos avanços decorrentes da introdução do mecanismo de bandeiras, importante frisar que as bandeiras refletem as variações do custo médio da energia e mesmo o adicional de bandeira vermelha representa uma elevação na tarifa final paga por um consumidor residencial de aproximadamente 10%. É bem diferente, portanto, de se cobrar o custo marginal do sistema para o consumo que não estiver coberto por contratos.

Há também limitação física para o aprimoramento da tarifação do consumidor cativo, sobretudo aqueles conectados em Baixa Tensão (menor ou igual a 2,2 kV). Não há uma política de universalização de medidores horários que permita aos consumidores de baixa tensão serem faturados de forma diferenciada conforme a hora em que há o consumo de energia elétrica. A maior parte dos consumidores de baixa tensão tem medidores convencionais e a única informação disponível para o faturamento é a quantidade de energia consumida entre duas leituras sucessivas do medidor.

## 4.6 O Modelo de Comercialização de Energia Elétrica

O modelo brasileiro de comercialização de energia elétrica instituiu dois ambientes de contratação de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), no qual as distribuidoras de energia elétrica devem adquirir energia para atendimento de seus consumidores cativos, de forma regulada pelo Governo Federal, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual ocorrem transações livremente negociadas entre vendedores e compradores de energia elétrica<sup>114</sup>.

A distinção entre os dois ambientes decorre da liberdade dada aos consumidores de escolherem seu comercializador de energia elétrica. Até a reforma da década de 1990, todos os consumidores eram cativos das distribuidoras locais, que tinha a responsabilidade de adquirir energia elétrica para seu atendimento. Com a reforma, a partir de 1995 os consumidores com carga superior a 10 MW passaram a ser Consumidores Livres e foram autorizados contratar seu fornecimento com produtores independentes de energia elétrica. No ano 2000 o limite foi reduzido para 3 MW e a negociação poderia ser feita com tanto com geradores como comercializadores.

---

<sup>114</sup> Os fundamentos da comercialização de energia no Brasil constam da Lei 10.848/2004 e Decreto 5.163/2004.



Apesar de a legislação prever a possibilidade de o Poder Executivo flexibilizar ainda mais as exigências para um consumidor se tornar livre, o limite não voltou a ser revisto<sup>115</sup>.

Em 1998 também foi criada a figura do Consumidor Especial que pode contratar no ACL desde que tenham carga maior do que 0,5 MW e contrate energia de fontes incentivadas, como as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), Biomassa, Eólica e Solar Fotovoltaica com potência injetada na rede de transmissão/distribuição limitada em 50 MW<sup>116</sup>.

Os Consumidores Livres e Especiais, portanto, podem comercializar sua energia, em todo ou em parte, no ACL, enquanto todos os demais consumidores permanecem cativos das distribuidoras e, portanto, têm o preço de sua energia elétrica definido a partir das regras do ACR. A tabela a seguir resume as condições necessárias para que um consumidor possa contratar no ACL.

**Tabela 4.1 – Consumidores Livres e Especiais**

| Consumidor | Fonte       | Demanda Mínima                  | Nível Mínimo de Tensão                                 |
|------------|-------------|---------------------------------|--|
| Livre      | Qualquer    | 10 MW entre 8/7/1995 e 8/7/2000 | 69 kV para consumidores atendidos até 7/7/1995         |
|            |             | 3 MW a partir de 8/7/2000       | 2,3kV para consumidores atendidos a partir de 8/7/1995 |
| Especial   | Incentivada | 0,5 MW                          | 2,3 kV   |

No ACR os contratos são firmados por meio de leilões públicos, no qual são definidos preços e quantidades. Consumidores Livres e Especiais, por sua vez, tem ampla liberdade de contratar energia, definindo preços e prazo a partir de negociações bilaterais com geradores ou comercializadores. A tabela a seguir resume as principais diferenças entre o ACR e o ACL.

**Tabela 4.2 – Diferenças entre o ACR e o ACL<sup>117</sup>**

|                  | Ambiente Livre (ACL)  | Ambiente Regulado (ACR)  |
|------------------|---|--|
| Participantes    | Geradoras, comercializadoras, consumidores livres e especiais | Geradoras, distribuidoras e comercializadoras. As comercializadoras podem negociar energia somente nos leilões de energia existente. |
| Contratação      | Livre negociação entre os compradores e vendedores            | Realizada por meio de leilões de energia promovidos pela CCEE, sob delegação da Aneel  |
| Tipo de contrato | Acordo livremente estabelecido entre as partes                | Regulado pela Aneel, denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR)                         |
| Preço            | Acordado entre comprador e vendedor                           | Estabelecido no leilão   |

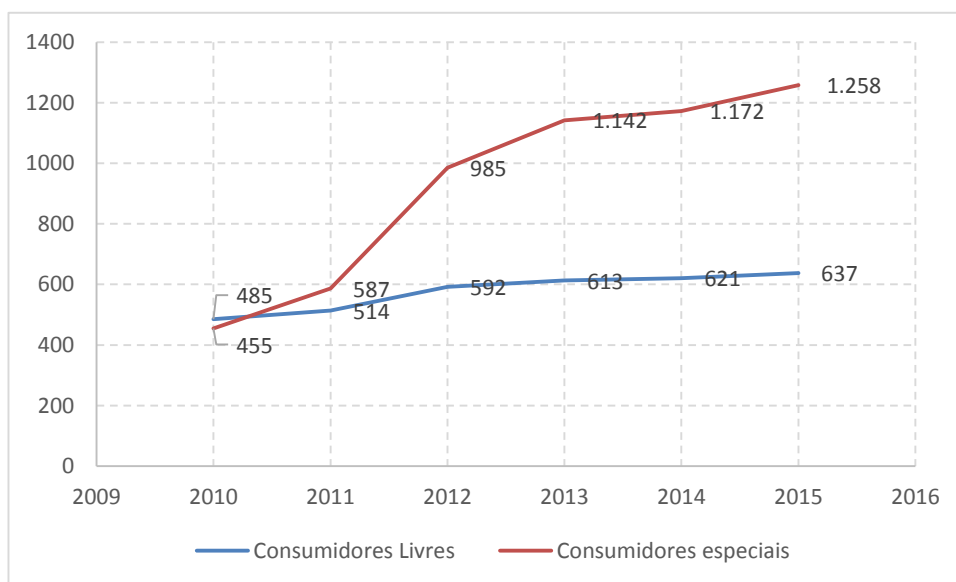
As figuras a seguir ilustram a evolução da quantidade de Consumidores Livres e Especiais e a proporção do ACR e ACL na demanda total por energia elétrica. Nota-se uma saturação do

<sup>115</sup> Lei 9.074/1994

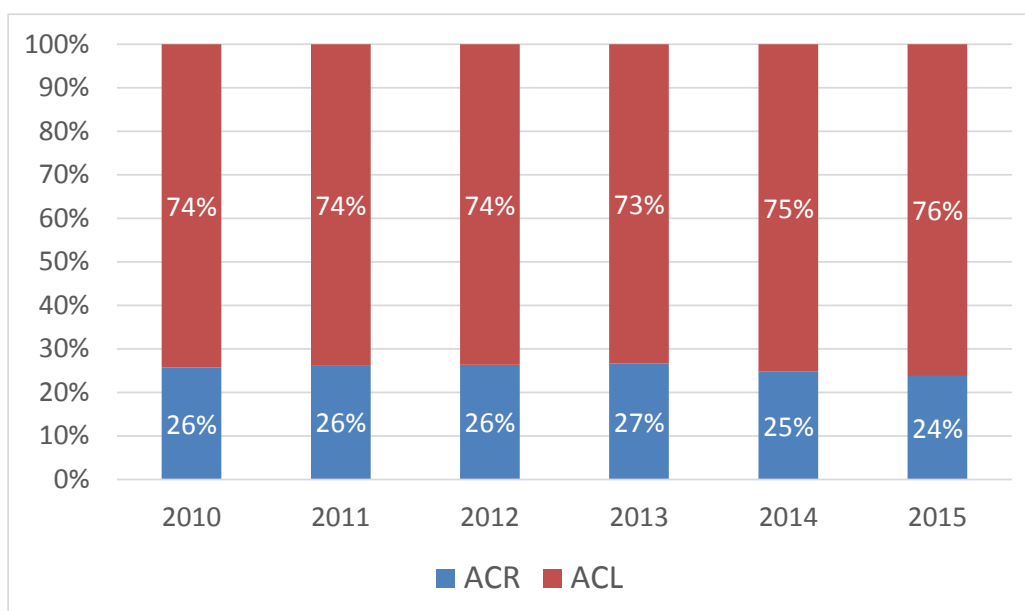
<sup>116</sup> Lei 9.648/1998

<sup>117</sup> Fonte: CCEE

número de consumidores livres e um crescimento razoável do número de consumidores especiais. Embora a quantidade de consumidores no ACL seja insignificante (1.895 em 79 milhões, ou 0,002%) representa aproximadamente 25% da demanda nacional. Esse patamar de proporção entre ACR e ACL tem se mostrado estável no período avaliado, dado que não houve flexibilização das exigências para que um consumidor possa migrar para o ACL.



**Figura 4.14 – Quantidade de Consumidores Livres e Especiais**



**Figura 4.15 – Proporção do ACR e ACL na demanda total**

#### 4.6.1 A segurança do suprimento

Além dos aspectos institucionais destacados na seção 4.2, a preocupação com segurança do abastecimento se destaca no modelo de comercialização adotado. Primeiramente, todos os agentes de distribuição, autoprodutores e os consumidores livres devem informar ao MME, até 1º de agosto de cada ano, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes<sup>118</sup>. Com base nas projeções de demanda são planejados os leilões no ACR.

Depois, tanto os agentes de distribuição quanto os consumidores livres (e especiais) são obrigados a atender a totalidade de suas demandas por meio de contratos de compra de energia elétrica. No caso de descumprimento desta obrigação, os agentes ficam sujeitos a penalidades. Como é improvável que as projeções para os próximos cinco anos sejam exatas, o modelo permite que as distribuidoras repassem para as tarifas dos consumidores cativos até 105% de sua demanda. Logo, há um incentivo regulatório para uma sobrecontratação moderada das distribuidoras no ACR.

A conexão entre os contratos de compra de energia elétrica (instrumentos financeiros) e a capacidade física de geração é materializada por meio da obrigação de comprovação de lastro pelos vendedores. Cada gerador tem uma Garantia Física definida pelo MME, que representa o valor máximo que pode ser comercializado em contratos de energia elétrica, ou seja, o lastro máximo comprovável por um gerador para fins de venda de energia elétrica. A Garantia Física, portanto, é uma espécie de certificado atribuído pelo MME a cada usina e busca assegurar que a energia comercializada pelos geradores não exceda sua capacidade física de geração dado um critério de garantia de suprimento pré-estabelecido.

Por fim, o Poder Concedente ainda pode propor leilões específicos para a contratação de reserva de capacidade com vistas a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Nestes, a demanda é definida pelo próprio governo, que também define o tipo de oferta que pode participar do leilão. A energia adquirida nesses leilões não compõe lastro para revenda e, portanto, toda a geração é liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP). A diferença entre a receita de venda no MCP e o custo da capacidade contratada é rateada entre todos os usuários do SIN.

#### 4.6.2 Leilões no ACR

No ACR, as distribuidoras são obrigadas a adquirir a totalidade da energia necessária ao atendimento de seus consumidores cativos de forma regulada, por meio de leilões organizados pelo governo. No entanto, para cumprimento desta obrigação também são considerados:

- Contratos Bilaterais - firmados antes da vigência do modelo instituído em 2004. O modelo de comercialização anteriormente adotado permitia as distribuidoras a livre contratação;

---

<sup>118</sup> Decreto n. 5.163/2004

- Cotas de energia de Itaipu - as distribuidoras das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são obrigadas, por Lei, a adquirir energia desta usina, que inclui a parcela brasileira da usina, além do montante não utilizado pelo Paraguai;
- Cotas de energia de Angra I e II - por Lei, todas as distribuidoras do Brasil são obrigadas a adquirir energia destas usinas.
- Cotas do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA – instituído pela Lei n. 10.438/2002, foi utilizado para fomentar as fontes eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs. Os custos são rateados entre todos os usuários finais, incluindo os Consumidores Livres.
- Cotas de garantia física hidrelétrica com concessões renovadas ou licitadas – A Lei n. 12.783/2013 previu, inicialmente, que a garantia física de concessões hidrelétricas prorrogadas por meio do art. 19 da Lei n. 9.074/1995, seriam alocadas como cotas às distribuidoras. Posteriormente, a Lei foi alterada e atualmente pode ser alocado como cota às distribuidoras de 70% a 100% da garantia física de tais usinas.

Os principais tipos de leilão são os de energia nova, com o objetivo de contratar capacidade instalada adicional e os leilões de energia existente, que busca repor contratos vencidos das distribuidoras a partir de capacidade de geração já instalada. Os leilões de energia nova ocorrem cinco (A-5) e três (A-3) anos antes do início do suprimento de energia e oferecem aos investidores contratos de longo prazo (15 a 30 anos) com preço definido no processo de licitação (atualizado anualmente por um indexador definido em contrato). Os leilões de energia existente, por sua vez, são realizados no ano anterior ao início do suprimento (A-1). Diferentemente dos leilões de energia nova, nos leilões de energia existente os comercializadores também podem vender energia às distribuidoras.

Cada leilão é organizado de maneira centralizada com o objetivo de atender a demanda de todas as distribuidoras. Por regra, as distribuidoras devem declarar ao MME a quantidade de energia que desejam contratar para atendimento de seus consumidores (essas declarações são ajustadas todos os anos). O leilão então é realizado para que toda a demanda seja atendida ao menor preço possível (vence o leilão quem oferece a energia pelo menor preço). Esse mecanismo de contratação conjunta é uma forma de criar economia de escala e, assim, permitir o acesso de pequenas distribuidoras a geradores teoricamente mais baratos<sup>119</sup>.

Cada vencedor do leilão assina contratos bilaterais individualizados com cada distribuidora participante do leilão, sendo o montante de cada contrato proporcional à demanda declarada pela distribuidora e a energia total vendida pelo gerador. O regime de regulação assegura que os preços definidos nos leilões públicos sejam repassados para as tarifas dos consumidores cativos, o que provê as garantias necessárias ao financiamento dos projetos.

---

<sup>119</sup> Barroso, Flach, Bezerra (2012)

Visando definir o melhor portfólio de contratos a ser oferecido em leilões, o modelo de comercialização brasileiro prevê duas modalidades de contratação.

- (i) Contratos por quantidade – São contratos padrão de energia por meio do qual o comprador paga um valor fixo (R\$/MWh) pela energia contratada e o vendedor assume o risco de entregar a quantidade contratada, adquirindo a diferença entre a energia gerada e a contratada no mercado de curto prazo.
- (ii) Contrato por disponibilidade – São contratos por meio do qual o consumidor “arrenda” a usina do investidor, pagando uma receita fixa com base na potência instalada (R\$/kW.mês) e reembolsando os custos variáveis de operação sempre que a usina é despachada pelo Operador do Sistema. Nessa modalidade de contratação, o consumidor também passa a ser responsável pelo mercado de curto prazo quando a usina não é despachada, bem como receber eventuais receitas advindas de venda de energia da usina no mercado de curto prazo.

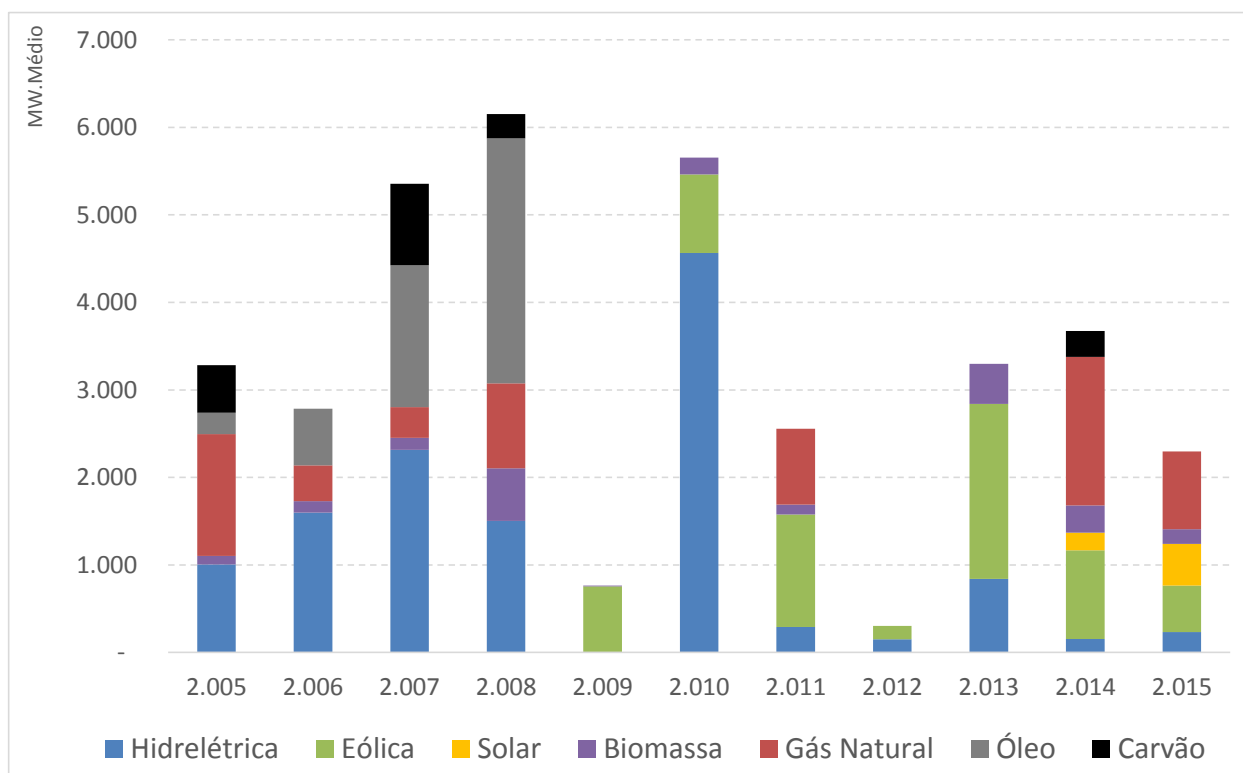
O governo pode decidir que tipos de contrato serão oferecidos em cada leilão e, idealmente, seu objetivo deve ser o de fornecer às distribuidoras o melhor portfólio de contratos de modo a minimizar os custos incorridos pelos consumidores. De modo geral, o MME tem utilizado o primeiro tipo para os leilões de energia existente e para os leilões de energia nova de fonte hidrelétrica e o tipo segundo tipo para os leilões de energia nova de termelétricas. Dessa forma, as termelétricas não arcam com o risco de serem despachadas, que é bastante elevado num sistema predominantemente hidrelétrico.

De maneira geral, os leilões de energia nova têm tido bons resultados, com investidores nacionais e internacionais voltados para o mercado de energia sul-americano demonstrando bastante interesse pela construção de nova capacidade de geração no Brasil. A lista de fornecedores potenciais tem sido extensa e a geração contratada é bastante diversificada, compreendendo novos projetos hidrelétricos, térmicas a gás natural, carvão e óleo, eólicas e biomassa<sup>120</sup>. O esquema utilizado torna a comercialização de energia elétrica bastante transparente, estimulando a entrada de novos competidores e prevenindo conluio entre os geradores incumbentes<sup>121</sup>. A figura a seguir resume a garantia física contratada, classificada por fontes, por meio de leilões de energia nova e de energia de reserva desde 2005.

---

<sup>120</sup> Barroso, Flach, Bezerra (2012)

<sup>121</sup> Rosa, Silva, Pereira e Losekan (2013)

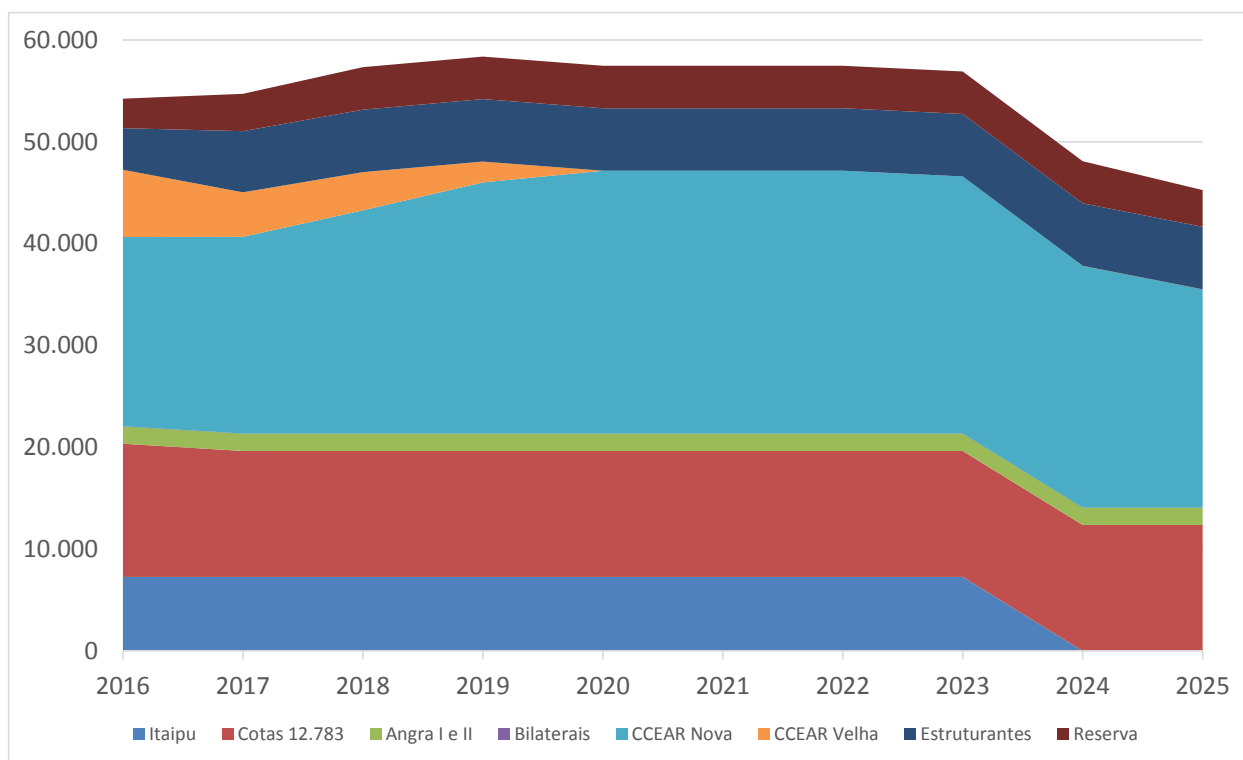


**Figura 4.16 – Resultados dos leilões de energia nova e reserva<sup>122</sup>**

Entre 2005 e 2015 foram contratados 36.121 MWmédios de garantia física. Os projetos hidrelétricos respondem por aproximadamente 35% do total e vêm sendo contratados regularmente, com destaque para os projetos estruturantes (Santo Antônio, Jirau e Belo Monte) que correspondem a aproximadamente 50% da energia hidrelétrica contratada. De 2005 até 2008 foi contratada quantidade expressiva de térmicas a carvão e óleo combustível que praticamente deixaram de ser contratadas desde então. As térmicas a gás natural e biomassa, por outro lado, vêm sendo contratadas regularmente. A partir de 2009, a contratação de energia eólica ganha relevância e, a partir de 2014, inicia-se a contratação de energia solar, sobretudo em leilões de energia de reserva.

Conforme salientado, nestes leilões são firmados contratos de longo prazo (15 a 30 anos) de modo que as distribuidoras têm um portfólio de contratos de prazo bastante dilatado. O modelo de comercialização atualmente adotado limita fortemente a liberdade de a distribuidora renegociar os contratos firmados por meio de leilões. Trata-se da prioridade que foi dada à viabilidade e garantia do financiamento dos projetos de geração. A figura a seguir ilustra o portfólio de longo prazo das distribuidoras.

<sup>122</sup> Fonte: CCEE



**Figura 4.17 – Portfólio atual das distribuidoras<sup>123</sup>**

Como se pode observar, a maior parte dos contratos das distribuidoras têm longo prazo de duração e nenhuma possibilidade de redução da quantidade contratada. Por exemplo, as distribuidoras das Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste são obrigadas, por Lei, a adquirir a totalidade da Energia de Itaipu até 2023. Da mesma forma, toda a energia de Angra I e II é alocada na forma de cotas reguladas para as distribuidoras de todo o país. Em razão da renovação das concessões de geração, cotas de energia foram alocadas às distribuidoras por 30 anos contados a partir de janeiro de 2013. Os contratos firmados nos leilões de energia nova (CCEAR-Nova) têm longos prazos de duração (entre 15 e 30 anos) e as distribuidoras não têm autonomia para reduzir os níveis contratados nos leilões. Nos leilões de energia existente (CCEAR Velha) a distribuidora tem necessidade de recontração mais frequente e, portanto, maior flexibilidade para ajustar a quantidade de energia contratada à realidade de seu mercado. No entanto, conforme se depreende do gráfico, a quantidade de energia existente atualmente contratada é pouco relevante.

Uma questão complexa seria a transição do modelo atual de contratação regulada para um modelo alternativo no qual a maior parte dos consumidores, ou sua totalidade, sejam livres. É necessário desenhar uma transição robusta que assegure o cumprimento de contratos legitimamente celebrados, dê possibilidade de gestão aos distribuidores e não onere os consumidores que permanecerem cativos ou mesmo aqueles que tomaram a decisão de se tornarem livres antes da mudança do marco legal. Outra questão fundamental a ser enfrentada seria a garantia de investimentos em expansão nesse novo cenário.

<sup>123</sup> Fontes: CCEE e ANEEL

### 4.6.3 O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

Conforme destacado na seção 4.6.1, o modelo de comercialização atualmente adotado no Brasil prevê que todos os agentes de consumo, tanto no ACR quanto no ACL, devem garantir contratos para cobertura da totalidade de sua demanda. A verificação da cobertura contratual é realizada *ex-post*, comparando a energia acumulada consumida no ano anterior com a energia contratada. Caso a obrigação deixe de ser atendida, é aplicada uma penalidade. A suficiência da capacidade de geração é garantida através da exigência de que todos os contratos, que são instrumentos financeiros, estejam lastreados em “certificados de garantia física”, que são emitidos pelo governo para cada agente de geração do sistema e refletem sua capacidade sustentável de produção de energia. Ou seja, a conjugação dos requisitos de 100% de cobertura do consumo com contratos e 100% de cobertura de contratos por certificados de garantia física cria um elo entre o crescimento da carga e a contratação de nova capacidade (seja no ACR ou no ACL).

Não existe no Brasil, portanto, um mercado atacadista de energia nos moldes verificados na Europa e Estados Unidos onde é comercializada energia elétrica em um leilão de dia seguinte ou em tempo real. Diferentemente, no Brasil todos os agentes são obrigados a registrar seus contratos na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos/consumidos por cada agente. As diferenças apuradas, positivas ou negativas, são contabilizadas para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo e valoradas ao PLD. Assim, o Mercado de Curto Prazo pode ser definido como o segmento da CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes físicos de geração e de consumo medidos e atribuídos aos respectivos agentes.

O PLD tem como base o Custo Marginal de Operação – CMO – limitado a valores mínimos e máximos definidos pela ANEEL. O CMO, por sua vez é definido utilizando-se modelos matemáticos que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. A máxima utilização da energia hidrelétrica é a premissa mais econômica no curto prazo, mas, por outro lado, leva a maiores riscos de déficits futuros. O desafio dos modelos matemáticos é considerar as condições vigentes de armazenamento, as previsões de vazões hidrológicas, os preços dos combustíveis das usinas térmicas, as previsões de demanda de energia, o custo do déficit e a expansão da geração para definir o uso ótimo dos recursos energéticos numa perspectiva intertemporal.

Se, por exemplo, o CMO simulado é de R\$ 200/MWh, então este seria o valor atribuído à energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas. Sob o ponto de vista econômico, o modelo estaria recomendando o despacho de todas as usinas termelétricas cujo Custo Variável Unitário (CVU<sup>124</sup>) seja inferior a esse valor. Essa seria a escolha ótima considerando a modicidade dos preços e o risco futuro de déficit. Não existe, portanto, lances de oferta ou curvas de demanda por meio das quais o preço é definido. Modelos matemáticos são utilizados para essa finalidade.

No Brasil também não há precificação nodal. O Sistema Interligado Nacional é dividido em quatro submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) e o PLD assume o mesmo

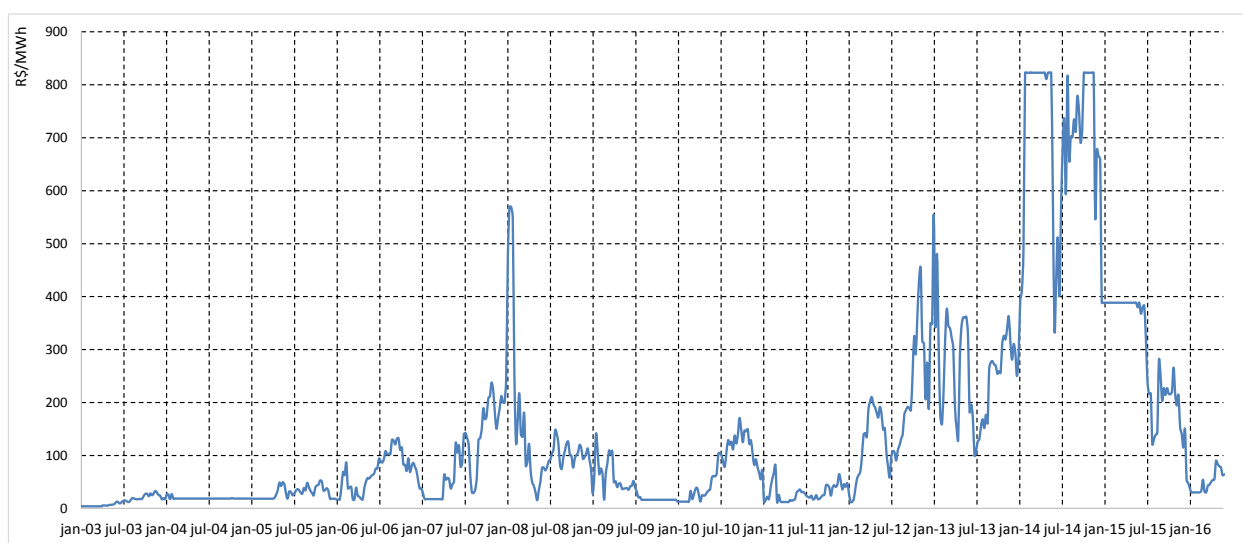
---

<sup>124</sup> O principal componente do CVU é o custo do combustível.



valor para todo o submercado. Também não há precificação horária, ou a cada meia hora, como ocorre em diversos outros mercados ao redor do mundo. Os dias são divididos em três patamares de carga (pesada, média e leve) definidos pelo operador do sistema a cada mês. Em momentos de menor carga, quando o consumo de energia se reduz (madrugadas, por exemplo), tem-se o patamar de carga leve. Os momentos de maior carga são classificados como patamar de carga pesada, enquanto as demais horas do dia formam o patamar de carga média.

O PLD para cada submercado e patamar de carga é definido semanalmente, *ex-ante*, ou seja, com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. A figura a seguir apresenta os PLDs semanais de carga pesada do submercado Sudeste desde 2003 até junho de 2016.

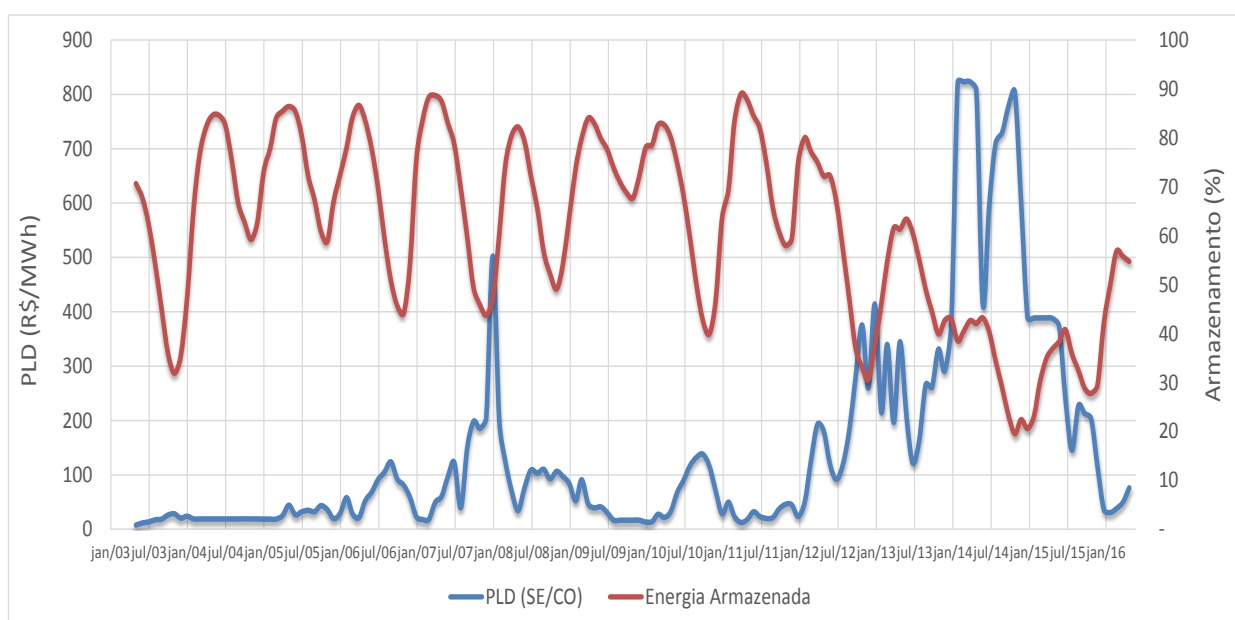


**Figura 4.18 - Evolução do PLD, Patamar Pesado, Submercado Sudeste-Centro/Oeste**

Entre 2003 e 2006, o PLD ficou em patamares muito reduzidos (média de R\$ 32,48/MWh). No final do ano de 2007 e início de 2008, o PLD subiu bastante, sendo que em duas semanas operativas de janeiro de 2008 atingiu o limite máximo definido pela ANEEL (R\$ 569,59/MWh, à época). A principal razão foi o atraso do período úmido. Com a chegada das chuvas, houve rápida redução (R\$ 124,70/MWh em março de 2008) e permaneceu baixo até o final de 2011 (com uma pequena elevação no segundo semestre de 2010). Desde o início de 2012 até junho de 2015 os preços apresentaram comportamento ascendente e, particularmente, em 2014 os preços permaneceram em seu valor máximo na maior parte das semanas operativas (R\$ 822,83/MWh). Em 2015 houve redução do limite máximo do PLD para R\$ 388,48/MWh. Depois de julho de 2015 o PLD reduziu, fundamentalmente, em razão de melhores vazões afluentes, mas também pela redução da demanda.

Num sistema predominantemente hidrelétrico, os preços dependem muito das condições de armazenamento dos reservatórios. A figura a seguir apresenta os valores médios de armazenamento e o PLD médio mensal desde 2003. Entre 2003 e 2012, ao final da estação chuvosa os reservatórios sempre atingiram nível de armazenamento maior do que 80%, o que fez com que

o PLD permanecesse em valores muito baixos em praticamente todo esse período. A exceção foi janeiro de 2008, quando houve uma elevação repentina do PLD em razão do atraso da estação chuvosa. No entanto, assim que os reservatórios se recuperaram, o PLD cedeu rapidamente. A partir do segundo semestre de 2012 tem início um período de elevação sistemática dos preços no mercado de curto prazo decorrente, principalmente, do nível de armazenamento dos reservatórios. Houve rápido deplecionamento ao longo do segundo semestre de 2012 chegando a 30% de armazenamento em dezembro. Encerrada a estação chuvosa, que se estende de novembro a abril, os reservatórios atingiram aproximadamente 60%, volume bastante inferior ao nível médio histórico para esse período<sup>125</sup>. Em 2014 a situação foi ainda mais crítica, sem recuperação relevante dos reservatórios durante a estação chuvosa. Sem armazenamento suficiente, os preços subiram e permaneceram elevados em praticamente todo o ano de 2014. Entre 2015 e 2016 os reservatórios tiveram alguma recuperação, embora ainda longe dos níveis observados entre 2003 e 2012 o que, combinado com a redução da demanda, contribuiu para a redução do PLD.



**Figura 4.19 – PLD e nível de armazenamento dos reservatórios<sup>126</sup>**

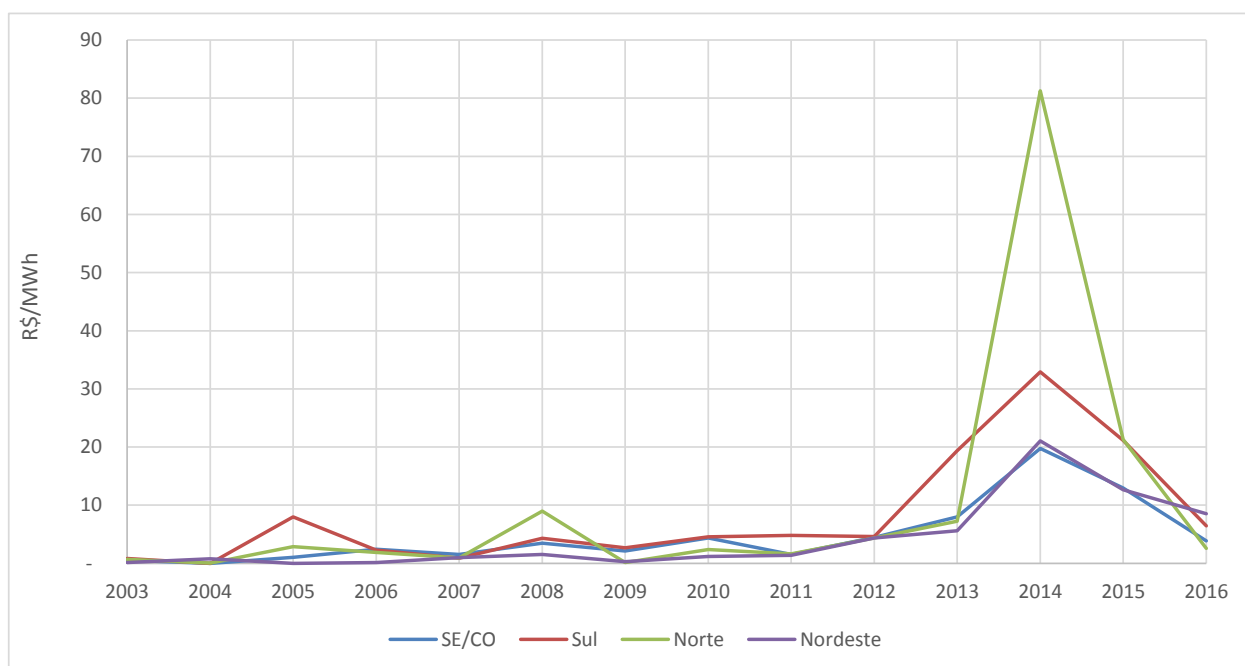
Outra característica de um sistema predominante hidrelétrico é que as variações dos preços são, sobretudo, sazonais e não ao longo das horas do dia. A figura a seguir apresenta a diferença entre o PLD médio anual em carga pesada e o PLD médio anual em carga leve de 2003 até 2016<sup>127</sup> por submercado. Nota-se uma variação muito pequena entre os preços. À exceção dos submercados Norte e Sul no ano de 2014, a variação entre os preços não supera R\$ 20/MWh, sendo que entre 2003 e 2012, em todos os submercados, a diferença entre os preços foi inferior a R\$ 10/MWh. Em termos percentuais, os preços em carga pesada são, em média, 4,7% maiores do

<sup>125</sup> Entre 2002 (depois do racionamento) e 2012, o nível médio de armazenamento ao final do mês de abril foi de 81,47%, segundo dados do ONS.

<sup>126</sup> Fontes: PLD - CCEE e Armazenamento – NOS.

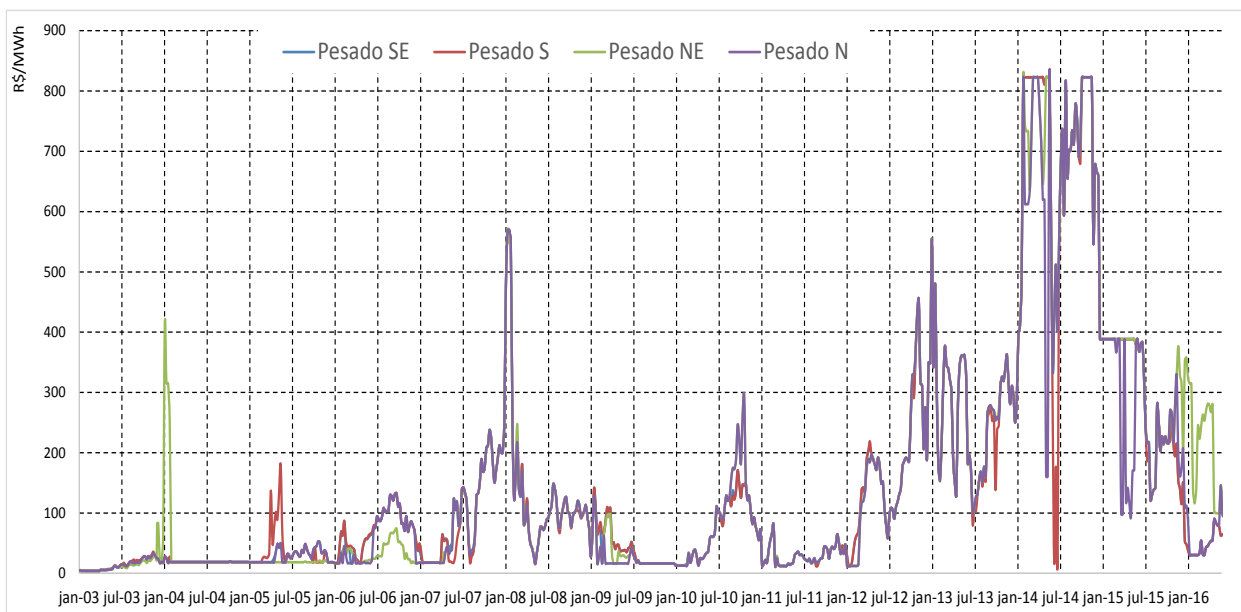
<sup>127</sup> Dados até 17 de junho de 2016.

que os preços no patamar de carga leve. Em sistemas predominantemente termelétricos, de maneira contrária, os preços variam de maneira relevante ao longo das horas do dia.



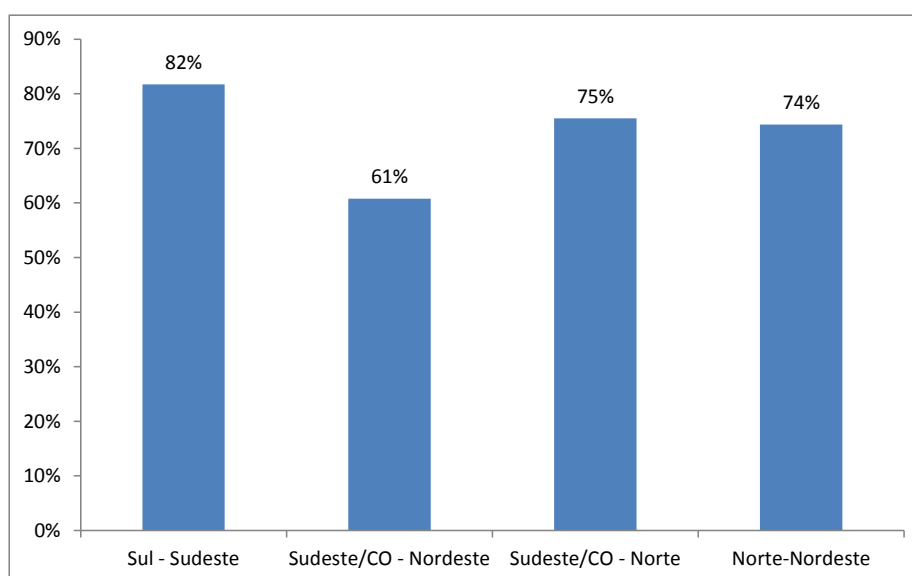
**Figura 4.20 – Diferença entre o PLD nos patamares de carga pesada e leve**

Por fim, a figura a seguir apresenta os níveis semanais de preços no patamar de carga pesada dos diversos submercados desde janeiro de 2003 até junho de 2016. Em 52% das semanas operativas o PLD foi idêntico em todos os submercados. Na maior parte das semanas em que há alguma diferença entre os preços, as magnitudes são pouco relevantes. Descolamentos de maior magnitude ocorrem, normalmente, nas regiões Sul e Nordeste em razão de regimes hidrológicos muito distantes da média. Por exemplo, em junho de 2014, o nível de vazões afluentes na Região Sul foi muito maior do que a média histórica, de modo que mesmo utilizando toda a capacidade de intercâmbio para o Sudeste/Centro-Oeste, ainda houve excesso de oferta na Região Sul, fazendo com que o preço ficasse inferior ao verificado no Sudeste/Centro-Oeste. O contrário tem ocorrido com o Nordeste desde novembro de 2015. Em razão do baixo nível de armazenamento da região, mesmo recebendo intercâmbios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Norte, ainda é necessário que se despachem térmicas mais caras na região, fazendo com que o preço seja mais alto.



**Figura 4.21 – PLD no patamar de carga pesada nos diferentes submercados**

Com relação aos intercâmbios regionais, a figura a seguir apresenta o percentual de semanas em que os preços são idênticos entre submercados com intercâmbios regionais. O maior nível de acoplamento ocorre entre os submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste, que têm preços idênticos em 82% das semanas operativas. No sentido contrário, os preços entre as regiões Sudeste-Centro/Oeste e Nordeste são diferentes em praticamente 40% das semanas operativas. Nas 31 semanas compreendidas entre novembro de 2015 e junho de 2016 o PLD da Região Nordeste foi sistematicamente mais elevado do que as demais. Os demais intercâmbios regionais levam a preços uniformes em aproximadamente 75% do tempo.



**Figura 4.22 – Nível de acoplamento de preços nos diferentes submercados**

#### 4.6.4 O Despacho do Operador Independente

Basicamente, há dois tipos de modelos de despacho, o despacho centralizado e o auto despacho. No primeiro, o operador independente decide como despachar conforme a função objetivo que lhe é dada como, por exemplo, despachar as usinas mais baratas, seja com base em seus custos, previamente definidos, ou com base em suas ofertas de preços. O auto despacho, por sua vez, implica em geradores decidindo a respeito do despacho de suas unidades geradoras, usualmente com base em suas obrigações comerciais<sup>128</sup>.

No caso brasileiro o despacho é centralizado pelo ONS. A função objetivo do operador é minimizar o custo total da operação que corresponde à soma dos custos imediatos e futuros calculados a partir de modelos computacionais<sup>129</sup>. Trata-se de minimizar o valor esperado do custo da operação ao longo do período de planejamento. Fontes intermitentes sem possibilidade de armazenamento (por exemplo, eólicas, solar e hidrelétricas sem reservatórios) tem custo marginal nulo, assim como a parcela inflexível das termelétricas. Para todas as demais termelétricas é definido um custo variável regulatório, denominado de Custo Variável Unitário – CVU. O desafio então é definir o custo de oportunidade da água armazenada nos reservatórios. A princípio, o uso da água seria gratuito e deveria ser utilizado como forma de evitar o uso de combustíveis mais dispendiosos. A vazão hidráulica futura, no entanto, é incerta por depender das chuvas que ocorrerão. Introduce-se assim uma relação entre a decisão de operação em um determinado estágio e as consequências futuras de tal decisão. Outra preocupação que deve ser considerada na operação diz respeito à maximização do uso dos recursos hidrelétricos em usinas na cascata de um mesmo rio, além das possibilidades de intercâmbios entre os diversos submercados.

Em termos práticos, a solução é implementada por meio de modelos matemáticos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPTEL – da Eletrobrás. De maneira bastante resumida, são utilizados dois modelos matemáticos:

- NEWAVE (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados no Longo e Médio Prazo). Utiliza programação dinâmica dual estocástica para simular estudos com horizonte de cinco anos à frente, com uma representação agregada das usinas hidrelétricas (reservatórios equivalentes) com o objetivo de determinar a fração de geração hidrelétrica e térmica que minimiza o valor esperado do custo da operação no horizonte anualizado.
- DECOMP (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Curto Prazo). Formulado como um problema de programação linear que representa individualmente restrições físicas e operacionais das usinas térmicas e hidrelétricas como forma de determinar a meta de geração para os próximos 12 meses.

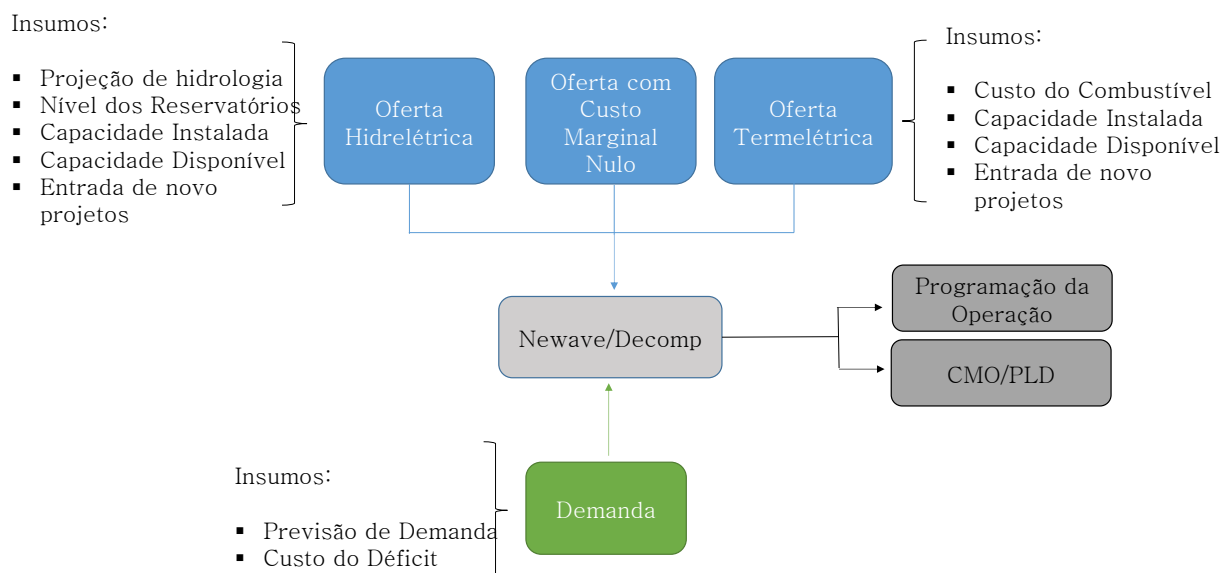
O modelo NEWAVE é simulado uma vez por mês, enquanto o DECOMP é rodado a cada semana. A partir do modelo encadeado, dado que os modelos são rodados de forma sequencial, é definido o despacho das usinas. Em outras palavras, por meio desse procedimento o operador define a quantidade de energia a ser produzida por cada usina do SIN a cada semana. Conforme

---

<sup>128</sup> Barroso, Cavalcanti, Giesbertz, Purchala (2005)

<sup>129</sup> Calabria (2015)

apresentado, em nenhum momento da definição do despacho são considerados os contratos firmados pelos geradores. A figura a seguir sintetiza a forma de definição do despacho pelo ONS.



**Figura 4.23 – Definição do Despacho pelo ONS<sup>130</sup>**

Além da programação do despacho, os programas também definem o CMO que representa o custo variável do recurso mais caro despachado para atendimento da demanda incremental. O CMO é base para o PLD utilizado na liquidação de diferenças no mercado de curto prazo, conforme destacado na seção 4.6.3.

Por fim, o CMSE, com vistas a garantir a segurança do suprimento energético, pode determinar o despacho de usinas fora da ordem de mérito de custo, ou seja, com custo marginal maior do que o CMO calculado pelos modelos computacionais de otimização do despacho.

#### 4.6.5 O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

Conforme detalhado nas seções anteriores, o modelo de comercialização brasileiro prevê a obrigação de a demanda estar totalmente contratada em lastro físico. Usualmente, os geradores hidrelétricos comprometem a maior parte de suas garantias físicas em contratos de longo prazo (em leilões de energia nova é usual que os geradores hidrelétricos comercializem a totalidade de sua garantia física em contratos de 30 anos de duração). Também foi demonstrado que as diferenças entre as obrigações comerciais e a geração física são liquidadas no mercado de curto prazo, ao PLD. Ocorre que o despacho é centralizado e não leva em consideração as obrigações comerciais assumidas. O processo de despacho busca maximizar o uso dos recursos hídricos de

<sup>130</sup> Adaptado de Calábria (2015)

rios em cascata, a hidrologia das diferentes bacias hidrográficas e os intercâmbios entre submercados, sem considerar como insumo as obrigações comerciais assumidas pelos geradores hidrelétricos. Por essa razão, foi concebido um mecanismo de compartilhamento de risco entre as usinas hidrelétricas, conhecido por Mecanismo de Realocação de Energia – MRE.

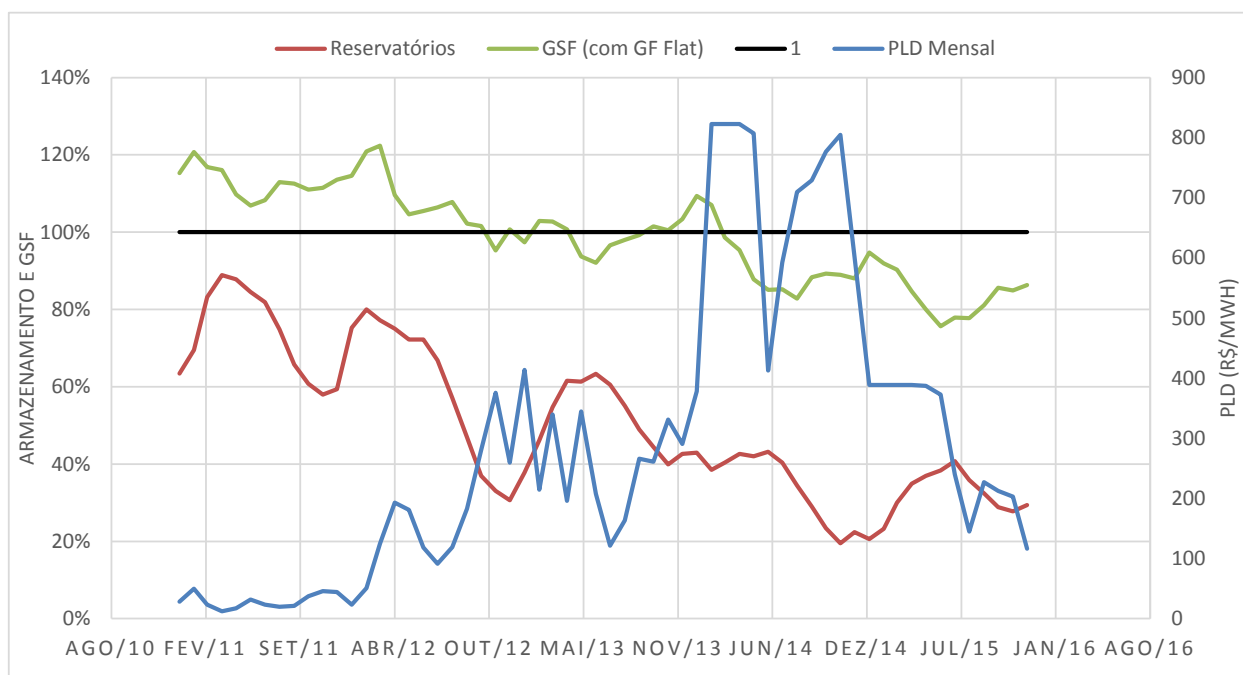
O MRE foi estabelecido pelo Decreto 2.655/1998 com o objetivo de compartilhar o risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas centralmente despachadas pelo ONS. O mecanismo assegura que, no processo de contabilização da CCEE, todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física, independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total de garantia física de suas usinas. Em outras palavras, o MRE realoca energia entre os integrantes do mecanismo, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo<sup>131</sup>. A alocação de energia das usinas com excedente de geração em relação à garantia física para aquelas que apresentaram déficit de geração é feita, de maneira prioritária, dentro do submercado da usina. Havendo excedente no submercado, é disponibilizado para usinas situadas em outros submercados, porventura, deficitários.

Uma vez que a geração do MRE supere sua garantia física, o excedente, denominado de Energia Secundária, é distribuído entre todas as usinas do mecanismo na proporção de suas garantias físicas. As usinas que cederam energia ao MRE, ou seja, geraram mais do que a energia que lhe foi alocada pelo MRE são compensadas pela Tarifa de Otimização Energética – TEO – que busca mensurar os custos incrementais de operação e manutenção das usinas hidrelétricas. O MRE, portanto, traz maior previsibilidade com relação à quantidade de energia alocada a cada usina hidrelétrica para fins de comercialização. Busca superar uma dissociação entre obrigações comerciais e despacho centralizado.

Dentro da mesma lógica do MRE, nas contabilizações da CCEE nas quais a geração total das usinas do mecanismo é menor do que a garantia física associada, também são compartilhados os déficits. A razão entre a geração do MRE e sua garantia física é denominada Fator de Ajuste da Garantia Física ou *Generation Scaling Factor* (GSF). GSF menor do que 1, portanto, significa que as usinas do MRE não conseguiram gerar sua garantia física no mês específico. A figura a seguir ilustra o histórico de GSF, bem como o nível dos reservatórios e nível de PLD entre janeiro de 2011 e dezembro de 2015.

---

<sup>131</sup> CCEE (2014)



**Figura 4.24 – GSF, Armazenamento e PLD<sup>132</sup>**

Primeiramente, há forte relação entre o nível de armazenamento e o GSF. Em 2011, com os reservatórios cheios, houve geração hidrelétrica acima da garantia física e, conseqüentemente, GSF maior do que um, com liquidação de energia secundária ao PLD. A partir de 2013, ao contrário, os níveis de armazenamento têm estado sistematicamente abaixo dos níveis históricos, com geração hidrelétrica menor do que a garantia física na maior parte dos meses. Outra questão que pode ser visualizada na figura é a relação entre o GSF e o PLD. Usualmente, quando os reservatórios estão cheios e há geração hidrelétrica abundante, os preços são reduzidos. De maneira contrária, quando o GSF é menor que um, significa que a maior parte do parque termelétrico está despachado e os PLDs, normalmente, são mais elevados.

As características apresentadas na figura anterior levaram os geradores a questionarem o risco hidrológico, mesmo com a existência do MRE. Por essa razão foi aprovada pelo Congresso Nacional a Lei n. 13.203/2015 que autoriza a repactuação do risco hidrológico. Por meio da nova sistemática, os geradores podem contratar uma espécie de seguro, por meio do qual pagam o prêmio de risco aos consumidores que, em contrapartida, assumem o pagamento do GSF, conforme condições pactuadas. Atualmente, portanto, parte do risco hidrológico não está mais alocado aos geradores do MRE.

<sup>132</sup> Fontes – GSF e PLD: CCEE, Armazenamento: ONS.



## 5. Um novo mercado de energia elétrica para o Brasil

Este capítulo tem por objetivo sugerir aprimoramentos ao modelo de comercialização de energia elétrica atualmente adotado no Brasil. Embora tenha sido muito exitoso em garantir investimentos em expansão, há uma série de aperfeiçoamentos com grande potencial para ganhos de eficiência e, conseqüentemente, menores preços aos consumidores. As sugestões são baseadas nas melhores práticas adotadas em mercados de eletricidade, em discussões acadêmicas sobre a matéria e foram avaliadas e adaptadas para a realidade brasileira. Ao introduzir elementos que tornem o mercado de eletricidade mais eficiente, os preços sinalizariam melhor para investimentos em expansão e comportamento da demanda. Sem dúvida, no entanto, todas as ideias devem ser testadas, submetidas à discussão pública e os impactos devidamente simulados.

Os aprimoramentos passam por ampliação do mercado livre, aperfeiçoamento dos sinais de preços para reação efetiva da demanda, medidas estruturais para impedir o abuso de poder de mercado, introdução de um mercado de curto prazo baseado em lances, além de sugerir meios de garantir os necessários investimentos em expansão da geração. Por fim, é necessário que haja uma cuidadosa transição entre o modelo vigente e o proposto nesta dissertação.

### 5.1 Competição no Varejo

Conforme detalhado no Capítulo 4, os critérios para que um consumidor se torne livre no Brasil são bastante rigorosos. A maior parte dos consumidores (quase a totalidade em número e aproximadamente 75% da demanda) é regulada, ou seja, a distribuidora também tem o monopólio da comercialização de energia para esses consumidores, devendo adquirir energia no ACR. Aproximadamente 25% da demanda é formada por consumidores livres, quase a totalidade são grandes consumidores industriais. Desde 2004, quando foi instituído o modelo de comercialização vigente, não houve flexibilização dos requisitos para que um consumidor se torne livre.

No terceiro capítulo foram apresentadas as principais discussões conceituais acerca da competição total no varejo. Por um lado, quando há a reestruturação do setor elétrico com maior peso para os mercados de energia elétrica, pressupõe-se que a retirada de controle de preços e outras restrições regulatórias leve a uma forma mais eficiente de definição de preços. Por outro lado, no entanto, a evolução da competição no varejo em outros mercados reestruturados revela que os resultados para pequenos consumidores residenciais e comerciais têm sido decepcionantes. Há mais dúvidas do que certezas a respeito da relação entre custos e benefícios decorrentes da possibilidade de escolherem seu comercializador de energia elétrica. As principais razões são a seguir sintetizadas:

- 1) Limitação tecnológica – a maior parte dos pequenos consumidores não tem medidores horários, o que impede ganhos decorrentes do ajuste do perfil de carga ao longo do dia. A maior parte dos ganhos dos grandes consumidores decorre do deslocamento do consumo das horas em que a energia é mais cara para os horários de baixa demanda, quando a energia é mais barata.

- 2) Pequenos dispêndios com energia elétrica – para o pequeno consumidor, diferente da grande indústria, o esforço despendido para acessar informação, compreender a lógica de formação de preço nos mercados de energia elétrica e tomar decisões racionais é exageradamente grande frente o benefício esperado da redução da conta mensal. Sobretudo nos países em desenvolvimento, o consumo médio de um consumidor residencial é baixo.
- 3) Custos de transação - a experiência tem demonstrado que há custos de transação representativos e as margens dos comercializadores precisam ser muito elevadas para compensar atender um consumidor de pequeno porte. O comercializador tem custos com cobrança, serviço de atendimento comercial, gestão de inadimplência, propaganda, etc. e, ao agregar consumidores de pequeno porte, estes custos crescem de maneira não proporcional. Assim, os comercializadores só se interessarão por oferecer serviço aos consumidores de pequeno porte se a tarifa regulada que estes consumidores podem optar for substancialmente maior do que os preços do mercado atacadista.
- 4) Abuso de poder de mercado - pouca resposta dos consumidores residenciais bem como das pequenas e médias empresas em razão de sua limitada consciência e interesse na possibilidade de trocar de fornecedor, bem como barreiras para acessar e avaliar informações, criam oportunidade para que a distribuidora local exerça poder de mercado unilateral com relação a sua base de clientes inativa. Ou seja, ao perceber a inação de parte dos consumidores, a distribuidora local lhe aloca contratos mais caros.
- 5) Natureza do processo de inovação - A inovação na comercialização no varejo é altamente dependente do paradigma tecnológico do setor elétrico. No longo prazo, quando este paradigma tecnológico evoluir para maior integração de geração distribuída, associada com uma rede que se baseia em informação e tecnologias de comunicação, com certeza as oportunidades para inovações na comercialização vão se expandir consideravelmente (diferenciando o produto eletricidade, gestão ativa da demanda, serviços associados, etc.) Por hora, a limitação tecnologia de consumidores de pequeno porte limita fortemente a inovação em produtos a serem comercializados.

Não existe, portanto, elementos suficientes para assegurar que a competição no varejo para pequenos consumidores residenciais e comerciais deva fazer parte do processo de reestruturação. Com base nos problemas apontados, a recomendação que fazemos é que a possibilidade de migração para o mercado livre seja estendida a todos os consumidores atendidos em Alta Tensão (tensão maior ou igual a 2,2 kV). Todos estes consumidores possuem medidores horários o que potencializa os produtos que podem ser ofertados pelos comercializadores; maximiza os ganhos a serem auferidos pelos consumidores a partir da reação da demanda e alteração do perfil de consumo; além destes consumidores terem contas mensais razoavelmente elevadas a ponto ser razoável supor que farão escolhas racionais a partir da informação disponível, contribuindo para maior eficiência do mercado e limitação do abuso de poder de mercado. A decisão de migrar deveria ser irreversível para que não haja comportamento oportunista dos consumidores, voltando para o ambiente regulado quando os preços do mercado de curto prazo subirem.

Esta mudança regulatória tem grande impacto potencial. Atualmente, as distribuidoras têm aproximadamente 13.000 MW.médios de consumidores de alta tensão cativos. A eventual migração destes consumidores praticamente dobraria o tamanho atual do mercado livre, fazendo com que mercado livre e cativo assumissem tamanhos proporcionais.

A decisão quanto aos consumidores de baixa tensão dependeria da mudança do paradigma tecnológico. A partir de maior evolução tecnológica, universalização dos medidores horários, mais recursos de geração distribuída, redes com maior capacidade de tratamento de informação e alteração da forma de definição de preços no mercado de curto prazo, os benefícios decorrentes da competição total no varejo podem crescer significativamente. Em razão da redução dos custos com medidores horários, poderia ser avaliada uma política de substituição dos medidores convencionais que viabilizariam, futuramente, que todos os consumidores fossem livres.

### **5.1.1 Resumo das Recomendações**

Recomenda-se estender a todos os consumidores atendidos em Alta Tensão a opção de escolher seu comercializador de energia elétrica. A partir da opção, deixariam de ser consumidores cativos das distribuidoras e não poderiam retornar à condição original. Os consumidores atendidos em Baixa Tensão deveriam permanecer cativos das distribuidoras, podendo esta condição ser revista futuramente quando houver segurança de que os benefícios aos consumidores e à eficiência do setor elétrico superam os custos decorrentes dessa opção. O paradigma tecnológico é a questão chave para a revisão desta recomendação.

### **5.2 Poder de Mercado**

Conforme salientado no capítulo 3, um conceito bem estabelecido é que uma firma maximizadora de lucro atuando num mercado competitivo, produzindo um bem sem externalidades, tem fortes incentivos a produzir de uma forma eficiente tanto do ponto de vista técnico quando do ponto de vista alocativo. Por outro lado, também é igualmente bem estabelecido que a firma maximizadora de lucro que não enfrenta forte concorrência cobrará preços acima do custo de produção eficiente. Num regime regulado, a firma tem incentivos para reduzir seus custos, mas não detém competência para definir os preços, que são estabelecidos administrativamente. No regime de mercado, por outro lado, permanecem os incentivos à produção pelo menor custo, mas os agentes também têm incentivo a cobrar o maior preço possível por seu produto. Falhas no desenho de mercado, portanto, serão exploradas pelos agentes em prejuízo dos consumidores. O modelo brasileiro precisa de uma série de ajustes para que seja reduzido o risco de abuso de poder de mercado no modelo de mercado proposto nesta dissertação. Tais aperfeiçoamentos são detalhados nas subseções seguintes.

### 5.2.1 Participação da demanda

Reação da demanda ao movimento dos preços é fundamental para que qualquer mercado, inclusive o de eletricidade, funcione de forma eficiente. Aprimoramentos relativos à participação da demanda podem induzir otimizações do uso dos recursos de geração, transmissão e distribuição, possibilitando postergação de investimentos e redução dos preços. A reação da demanda está intrinsecamente ligada, por exemplo, ao debate relativo a mercados puros de energia elétrica e mercados de capacidade. Se houvesse plena reação da demanda aos preços do mercado de curto prazo, talvez fosse desnecessário que os reguladores e formuladores de políticas públicas tivessem que se preocupar com reservas mínimas de capacidade. Em momento críticos, os preços subiriam para os níveis necessários para que houvesse a efetiva reação da demanda. A baixa elasticidade da demanda é considerada uma falha dos mercados de eletricidade que levou à necessidade de mercados de capacidade<sup>133</sup>.

Mercados não funcionam bem se a regulação isola os consumidores finais das variações de preço no mercado atacadista. A exposição dos consumidores ao preço do mercado de curto prazo possibilita que expressem suas preferências, que reajam a sinais de preços e ajuda a otimizar o consumo ao longo do tempo, deslocando consumo do período de oferta limitada (e preço alto) para o período de oferta maior (e preço baixo) o que, por sua vez, mitiga poder de mercado dos geradores. Sob o ponto de vista de mercados de energia, a forma mais eficiente seria tratar geradores e consumidores de forma simétrica. Ou seja, qualquer geração ou consumo de energia elétrica seria, a princípio, valorado pelo preço do mercado de curto prazo. Tanto consumidores quanto geradores que queiram evitar a volatilidade dos preços do mercado de curto prazo devem fazer *hedge* financeiro por meio de contratos a termo.

Tratamento simétrico de carga e geração criaria incentivos para maior eficiência dos mercados reestruturados do setor elétrico, com o seguinte ciclo virtuoso: 1) os consumidores finais são incentivados a assinar contratos de longo prazo para ter proteção contra a volatilidade de preços do mercado atacadista. 2) os comercializadores então buscam um *hedge* para se proteger contra o fato de terem vendido contratos de longo prazo para os consumidores, garantindo-lhes proteção contra oscilações do mercado de curto prazo. 3) os comercializadores criam uma demanda por contratos de longo prazo a serem vendidos pelos geradores. Dessa forma, ao exigir que ambos os geradores recebam e os consumidores paguem os preços do mercado de curto prazo como *default*, cria fortes incentivos para que cada lado do mercado faça sua parte para gerenciar o risco de preços de curto prazo.

A proteção dos consumidores contra flutuações do mercado de curto prazo, por meio de contratação de longo prazo, não impede o comportamento eficiente pelo lado da demanda, dados que os incentivos são preservados na margem. Certamente o consumo realizado será diferente do consumo contratado e o consumidor poderia liquidar sobras e comprar déficits pelos preços do mercado de curto prazo. Essa estrutura limitaria a volatilidade da conta mensal, mas ainda daria sinais de preços para os consumidores. Com preços elevados, o consumidor seria incentivado a reduzir seu consumo e vender sobras, enquanto cenário de preços baixos levariam o consumidor a

---

<sup>133</sup> Cramton, Ockenfels, Stoft (2013)

consumir mais do que seu plano base, dado que não haveria grande elevação de sua conta. Claro que essa solução depende da instalação de medidores horários, infraestrutura de comunicação, etc.

#### *5.2.1.1 Participação da demanda no Mercado Livre*

Essa lógica de incentivo à participação mais efetiva pelo lado da demanda já existe no mercado livre brasileiro, no qual os consumidores tendem a reagir de maneira mais rápida aos sinais de preços do mercado de curto prazo. Os principais mecanismos de reação do mercado livre a sinais de preços são os seguintes:

- 1) Imediato – Os consumidores livres têm obrigação adquirir contratos para a totalidade de sua demanda. Num cenário de elevação de preços, o consumidor é incentivado a reduzir sua demanda e liquidar suas sobras contratuais a um preço elevado.
- 2) Curto Prazo – Parte dos contratos firmados no ambiente de contratação livre tem preços que dependem, em parte, do comportamento dos preços no mercado de curto prazo. Com elevação dos preços, os contratos se tornam mais caros e o consumidor tende a reduzir sua demanda.
- 3) Médio Prazo – o mercado livre é mais dinâmico do que o mercado regulado e a necessidade de recontração é mais frequente dado que os prazos dos contratos de energia são, em média, mais curtos. Num cenário de preços mais elevados, o consumidor tenderia a contratar menos energia e, portanto, reduzir sua demanda.

O principal aprimoramento à reação pelo lado da demanda, portanto, decorre da recomendação feita na seção anterior de estender a possibilidade de migração a todos os consumidores atendidos em alta tensão. A recomendação tem o potencial de fazer o mercado livre dobrar de tamanho trazendo, naturalmente, maior reação da demanda aos preços do mercado de curto prazo.

Outra possibilidade a ser oferecida aos consumidores livres seria participar dos leilões de energia elétrica de dia seguinte e tempo real, propostos na seção 5.3 e dos leilões de garantia física, que serão detalhados na seção 5.4. Os principais mercados de capacidade do mundo já permitem que os consumidores deem lances nesses leilões, oferecendo redução de sua demanda como forma de garantir o equilíbrio estrutural do sistema. O consumidor recebe um pagamento fixo (definido em leilão) pela capacidade que pode agregar ao sistema em momentos de elevada demanda. Nestes casos, o operador poderia cortar sua carga ao invés de contratar um gerador de ponta mais caro. O PJM, por exemplo, já contratou em leilões de capacidade aproximadamente 15.000 MW de recursos pelo lado da demanda.

### 5.2.1.2 Participação da demanda no Mercado Regulado

Conforme apresentado no Capítulo 4 as tarifas de energia elétrica no Brasil, historicamente, sempre foram alteradas uma vez por ano. Se por um lado, a tradição parece trazer previsibilidade aos consumidores, por outro é natural se supor que qualquer mercado no qual os preços sejam definidos para o período de um ano, sinalizará de maneira ineficiente para a reação da demanda. O comportamento das tarifas no setor elétrico brasileiro nos últimos anos reflete bem esse ponto. O consumidor toma a decisão de consumir com base na tarifa definida no último processo tarifário. Posteriormente, é surpreendido com a “notícia” de que a energia consumida, em verdade, era mais cara do que a tarifa que lhe foi cobrada. Esta “notícia” seria revelada somente no processo tarifário seguinte, quando seriam calculados os valores financeiros decorrentes da diferença entre a cobertura tarifária e os custos efetivamente realizados com compra de energia, custos com transmissão de energia e encargos setoriais. Com esse tipo de precificação, não se pode esperar reação da demanda e muito menos alocação eficiente da demanda dos consumidores cativos.

Com objetivo de aprimorar o sinal de preços aos consumidores cativos, foi instituído o mecanismo de bandeiras tarifárias, por meio do qual a tarifa varia mensalmente a partir das condições de operação do sistema. Embora represente importante avanço, a reação da demanda dos consumidores regulados ainda é limitada. A seguir são sintetizadas as principais limitações da reação da demanda por parte dos consumidores cativos.

- 1) Reajustes anuais – As bandeiras cuidam, fundamentalmente, das variações do custo médio da energia decorrente das condições de operação do sistema, como custo variável de termelétricas e as exposições ao mercado de curto prazo. No entanto, importantes componentes como os encargos setoriais, tarifas de uso dos sistemas de transmissão, além de outras variações de custos de energia (como a tarifa de Itaipu) só são capturadas pelas tarifas nos reajustes anuais.
- 2) Contratos de Longo Prazo – Nos leilões de energia nova os contratos firmados são de prazos extremamente longos, como trinta anos. Por essa razão, as variações do preço da energia no mercado de curto prazo são pouco percebidas pelos consumidores regulados.

As principais recomendações, portanto, para que haja maior reação da demanda dos consumidores cativos são rever a lógica de contratação de energia no ambiente de contratação regulada e suprimir a regra de reajustes tarifários com periodicidade anual.

Sobre o primeiro ponto, a seção 5.4 apresenta uma sugestão de segregar os produtos comercializados pelos geradores em garantia física e energia elétrica. A garantia física continuaria sendo contratada por longos períodos e estaria relacionada à segurança do abastecimento em anos de hidrologia crítica. A energia, no entanto, deveria refletir o preço esperado do mercado de curto prazo durante o horizonte de contratação. A segregação dos produtos faria com que a energia (tanto nova quanto velha) pudesse ser contratada por prazos muito menores, como 2 anos. Dessa forma, a necessidades de recontração seria não só mais frequente, como também feita em maior

quantidade. Desta forma, o valor esperado da energia elétrica no mercado de curto prazo seria refletido de forma mais efetiva no custo médio de aquisição de energia elétrica das distribuidoras. Em outras palavras, reduz-se a defasagem entre o aumento esperado dos preços no mercado de curto prazo e as tarifas reguladas dos consumidores cativos.

Com relação à regra de alteração das tarifas, o ponto chave seria torná-lo mais dinâmico, reduzindo o interstício de 12 meses e, conseqüentemente, melhorando o sinal de preço ao consumidor. No limite, os itens que não estão diretamente relacionados à atividade de distribuição (compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais) deveriam ser seus preços revistos a cada mês, de modo que o consumidor cativo tivesse a exata dimensão do custo final de energia elétrica no momento em que está consumindo. Trata-se de estender o conceito das bandeiras tarifárias a outros itens de custos das distribuidoras. Assim como no caso das bandeiras, seria fundamental uma estratégia de comunicação que tornasse a informação simples de ser compreendida e fácil de ser disseminada pelos meios de comunicação.

Por fim, sistemas predominantemente hidrelétricos podem chegar a condições arriscadas de suprimento mesmo que os preços do mercado de curto prazo subam bastante. O incentivo para o consumidor cativo reagir é limitado, mesmo com o sistema de bandeiras tarifárias, dado que seu princípio é ajustar o custo médio de aquisição de energia e não refletir o custo marginal do sistema. Por exemplo, um consumidor cativo que deixa de consumir energia no momento em que a bandeira está vermelha deixa de pagar a tarifa final (já considerada a bandeira vermelha) multiplicada pela diferença de consumo decorrente da sinalização de preços. No entanto, num momento crítico, o preço do mercado de curto prazo tende a ser muito maior do que a tarifa média ajustada pela bandeira vermelha.

Neste tipo de situação crítica, é importante que os consumidores cativos sejam submetidos aos mesmos incentivos dos consumidores livres, ajudando a reduzir o risco de racionamento e tornando efetiva a reação da demanda. Isto pode ser feito da seguinte forma: primeiro, os formuladores de políticas públicas definem, de forma objetiva, quando se caracteriza a condição crítica. Nesta situação, cada consumidor cativo tem uma quantidade de energia alocada pela distribuidora, como se fosse um “contrato” de energia de um consumidor livre. A quantidade pode ser baseada, por exemplo, no consumo histórico daquela unidade consumidora, como foi feito no período do racionamento no Brasil. Se o consumo for menor do que seu “contrato”, a diferença seria valorada pelo preço médio do mercado de curto prazo no período de consumo menor, reduzindo a conta de energia elétrica. Da mesma forma, se o consumo for maior do que o “contrato”, a diferença seria valorada pelo mesmo preço. Com a implementação desta filosofia, em situações críticas os consumidores cativos passam a ter o incentivo na margem, elevando a reação da demanda. Trata-se de mecanismo de complexa compreensão pelos consumidores, o que exigiria certo esforço de comunicação e traria necessidade de definição e discussão antes de se configurar a situação crítica. Sua implementação evitaria soluções muito menos eficientes, como racionamento, que determinam redução de consumo ainda que o consumidor esteja disposto a consumir com os preços mais elevados.

### 5.2.1.3 Resumo das Recomendações

Com relação ao mercado livre, a lógica de formação de preços já permite que a reação da demanda seja mais rápida. Nesse sentido, permitir que todos os consumidores atendidos em Alta Tensão migrem para o mercado livre, por si só, faz com que o sistema se torne mais eficiente e que haja maior resposta da demanda às oscilações de preços do mercado de curto prazo. Além disso, os consumidores livres devem ser autorizados a dar lances nos leilões de energia elétrica de curto prazo (dia seguinte e tempo real) e nos leilões para contratação de garantia física, dado que a redução de sua demanda tem resultado análogo à adição de nova capacidade ao sistema. Os mercados de capacidade mais desenvolvidos do mundo já utilizam esse recurso.

No que se refere ao mercado cativo, os principais aprimoramentos são a redução dos prazos dos contratos de energia elétrica (seria possível com a introdução dos leilões de garantia física tratados na seção 5.4) que cria maior aderência entre os preços do mercado de curto prazo e as tarifas reguladas dos consumidores cativos. Além disso, as tarifas pagas pelos consumidores cativos devem refletir as variações de custos com os itens não relacionados à atividade de distribuição, como compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais, que passariam a ter seus preços revistos a cada mes. Deve-se caminhar para uma tarifação dinâmica, estendendo o conceito das bandeiras tarifárias a outros componentes de custos não relacionados à atividade de distribuição (fio). Por fim, em situações críticas de suprimento, os consumidores cativos devem ser expostos a incentivos análogos aos consumidores livres, potencializando a reação da demanda neste segmento e refletindo as preferências individuais de modo mais eficiente do que um processo de racionamento.

### 5.2.2 Desverticalização e diversificação.

Conforme discutido nos Capítulos 2 e 3, a desverticalização e diversificação são questões a serem enfrentadas para que os mercados de eletricidade possam funcionar de maneira eficiente, limitando o abuso de poder de mercado. Com relação ao primeiro tópico, o ideal é que o mesmo grupo econômico não participe simultaneamente dos monopólios naturais regulados (transmissão e distribuição) e dos segmentos competitivos (geração e comercialização). A seguir são apresentadas as principais razões pelas quais a verticalização impede a eficiência do mercado de energia elétrica e gera oportunidade para o abuso de poder de mercado.

- 1) Subsídio cruzado – tendência de alocar custos das atividades competitivas nos seguimentos regulados, com objetivo de barganhar o repasse de tais custos para as tarifas reguladas. Traz prejuízo à regulação e à competição. Por exemplo, uma empresa que atua simultaneamente nos segmentos de geração e transmissão tenderia a alocar custos da atividade de geração na atividade de transmissão o que poderia levar a má definição da tarifa de transmissão e uma situação privilegiada de competição por parte do gerador.



- 2) Livre acesso às redes – trata-se de condição fundamental para a livre competição. Geradores e consumidores precisam ter livre acesso às redes para competirem no mercado. A segurança quanto à conexão e transmissão também reduz barreiras à entrada. Sem a desverticalização, uma empresa que atua nos segmentos de geração e transmissão poderia, por exemplo, dificultar acesso à rede para um novo gerador caso a entrada do mesmo prejudicasse seus interesses comerciais enquanto gerador. Da mesma forma, poderia ser imposta condição a um consumidor de acessar livremente as redes somente em caso de compra de energia do gerador/comercializador do mesmo grupo econômico. Claramente, a possibilidade desse tipo de ação prejudica a eficiência do mercado.
- 3) *Self-dealing* – Num mercado com competição total no varejo, a distribuidora local passa a atuar como um comercializador de último recurso no mercado de energia elétrica. Nesses casos, os geradores/comercializadores do mesmo grupo econômico poderiam aproveitar a condição privilegiada do distribuidor como comercializador de último recurso para lhe alocar contratos mais caros, privilegiando o interesse do grupo econômico em detrimento dos consumidores inativos.
- 4) Manipulação dos preços de mercado – empresas do mesmo grupo econômico impondo restrições ao operador do sistema com o objetivo de maximizar o resultado do grupo. Por exemplo, uma empresa de geração e transmissão poderia declarar indisponibilidade de uma linha de transmissão para o preço da energia vendida pela mesma empresa fosse maximizado.

No Brasil, conforme apontado no Capítulo 4, uma mesma empresa pode atuar simultaneamente nos segmentos de Geração e Transmissão. Além disso, empresas diferentes de um mesmo grupo econômico podem atuar simultaneamente em todos os segmentos. A tabela a seguir apresenta exemplos desta realidade.

**Tabela 5.1 – Empresas e Grupos Econômicos que atuam em vários segmentos**

| Empresas de geração e transmissão | Grupos Econômicos em Vários Segmentos |                 |         |             |              |
|-----------------------------------|---------------------------------------|-----------------|---------|-------------|--------------|
|                                   | Grupo                                 | Comercialização | Geração | Transmissão | Distribuição |
| CEEE GT                           | AES                                   |                 |         |             |              |
| Celg GT                           | Cemig                                 |                 |         |             |              |
| Cemig GT                          | Copel                                 |                 |         |             |              |
| Chesf                             | CPFL                                  |                 |         |             |              |
| Copel GT                          | EDP                                   |                 |         |             |              |
| Eletronorte                       | Eletrobrás                            |                 |         |             |              |
| Furnas                            | Enel                                  |                 |         |             |              |
|                                   | Energisa                              |                 |         |             |              |
|                                   | Neoenergia                            |                 |         |             |              |

Nota-se, portanto, que uma mesma empresa atua em segmentos que deveriam ser segregados, como Geração e Transmissão. Além disso, a simples separação de empresas dentro de

um mesmo grupo econômico tende a ser insuficiente, dado que por melhor intenção que tenha, dificilmente o regulador conseguirá impedir que as empresas adotem estratégias que maximizem o resultado do grupo, ainda que seja pior para uma empresa específica (exemplo: mesmo que uma transmissora seja penalizada por sua indisponibilidade, se o ganho na venda de energia decorrente da indisponibilidade for maior, dificilmente o grupo não adotará esta estratégia). O monitoramento e fiscalização têm limitações devido à assimetria de informação, de modo que algumas medidas são necessárias na definição da estrutura do mercado.

A preocupação com a desverticalização poderia ser colocada em dúvida dado que até o presente momento os grupos econômicos vêm atuando nos diversos segmentos sem que isso tenha gerado maiores preocupações a respeito de abuso de poder de mercado. A dúvida realmente é oportuna e a resposta é simples. Para que realmente possamos ter um mercado competitivo de energia elétrica no Brasil, teremos que fazer alterações no modelo que potencializarão os riscos aqui mencionados.

Atualmente, por exemplo, não temos um mercado de curto prazo. Todo o despacho de usinas é definido a partir de programas computacionais que otimizam a operação com base em custos de geração definidos administrativamente. A partir do momento em que tivermos um mercado de curto prazo (tratado na seção 5.3), com geradores oferecendo curvas de oferta diárias (preços e quantidades) a separação entre geração e transmissão passa a ser indispensável. Da mesma forma, atualmente as distribuidoras só podem comprar energia em leilões regulados, nos quais os geradores/comercializadores do mesmo grupo econômico competem em iguais condições com outros grupos econômicos. No entanto, num cenário futuro de competição total no varejo, a distribuidora local terá que atuar como um comercializador, com flexibilidade para comprar e vender energia como melhor lhe convier. Nesta situação, poderá haver comportamento oportunista do grupo econômico, em prejuízo do consumidor.

A partir da literatura avaliada nos Capítulos 2 e 3, não resta dúvida de que um bom desenho de mercado de eletricidade requer a separação estrutural entre atividades reguladas (transmissão e distribuição) das atividades competitivas (geração e comercialização). Não teriam maiores problemas que um mesmo grupo econômico tivesse empresas distintas atuando tanto em distribuição quanto em transmissão. Quanto à integração de uma mesma empresa prestando os serviços de geração e comercialização (ou empresas dentro de um mesmo grupo econômico), não há consenso na literatura. Por um lado, a integração destas atividades eleva a eficiência das empresas com relação aos elevados custos de transação dos mercados de eletricidade<sup>134</sup>. Por outro, traz alguns riscos de abuso de poder de mercado. Esse *tradeoff* deve ser avaliado em cada caso e, portanto, não recomendamos esta segregação nesta dissertação.

O indispensável processo de reestruturação vertical pode ser feito em conjunto com o processo de reestruturação horizontal (diversificação). No capítulo 4 foram apresentados riscos decorrentes da concentração de mercado de geração no Brasil. A evolução da geração no país se deu por meio de grandes estatais regionais, sobretudo as subsidiárias da Eletrobrás, CESP, Cemig e Copel. A forma de desenvolvimento do país deixa um legado de empresas grandes e

---

<sup>134</sup> Joskow (2008) cita diversos artigos que discutem esta questão.

regionalmente concentradas. Caso algumas destas empresas optem por se transformarem em empresas dedicadas somente aos segmentos de transmissão e distribuição, terão que se desfazer de seus ativos de geração. Ao fazê-lo, o ideal é que sejam criadas várias empresas de geração que possam ser vendidas separadamente. Para os monopólios naturais regulados de distribuição e transmissão, por outro lado, a concentração horizontal não seria um problema a ser enfrentado. O processo de privatização, inclusive, traz maior eficiência aos mercados dado que a função objetivo das empresas privadas é mais aderente com a lógica de mercados de eletricidade.

Outra questão que pode auxiliar no processo de diversificação de geradores é o modelo de renovação de concessões. Atualmente, dá-se prioridade à renovação das concessões para os atuais concessionários, impondo-lhes condições para que tenham seus contratos prorrogados. Futuramente, deveria ser priorizada a licitação da concessão, com pagamento pelo direito de comercializar livremente a energia durante um período pré-determinado. Esta mudança contribuiria para a diversificação dos controladores das usinas no médio e longo prazo.

#### 5.2.2.1 *Resumo das Recomendações*

Há necessidade de revisão da estrutura do setor elétrico brasileiro para que o mercado de eletricidade possa funcionar de maneira eficiente com limitação dos incentivos ao abuso de poder de mercado. As principais medidas a serem tomadas são:

- 1) Reestruturação vertical – proibição legal de um mesmo grupo econômico atuar, simultaneamente, nos segmentos competitivos (geração e comercialização) e nos segmentos regulados (transmissão e distribuição). Não é necessário que um mesmo grupo deixe de atuar tanto em transmissão quanto em distribuição, porém deve fazê-lo por meio de empresas distintas (como já é feito no Brasil). Quanto à atuação de um mesmo grupo econômico, ou até mesmo uma mesma empresa, nos segmentos de geração e comercialização, não existe consenso. Recomendamos que seja avaliado o *tradeoff* entre ganho de eficiência/escopo e risco de abuso de poder de mercado.
- 2) Reestruturação horizontal – necessidade de reduzir o percentual de participação dos maiores grupos econômicos no mercado de geração. A diversificação pode ser combinada com o processo de desverticalização. Ou seja, parte das maiores empresas de geração e transmissão pode preservar as atividades de transmissão, se desfazendo dos ativos de geração. Os ativos podem ser desagrupados e vendidos por partes, criando um número maior de agentes de geração. Futuras aquisições e consolidações devem ser aprovadas pelo regulador. O processo de renovação das concessões também pode ser direcionado para contribuir com a diversificação dos agentes.

### 5.2.3 Outras medidas.

Conforme salientado nos Capítulo 3, outras medidas fundamentais para a limitação do abuso de poder de mercado nos mercados de eletricidade seriam:

- 1) Obrigação de contratação de longo prazo – limita riscos relativos à volatilidade de preços no mercado de curto prazo e incentiva os agentes a revelarem o seu verdadeiro custo de operação marginal, com benefício à eficiência do mercado. (Já há esta obrigação no Brasil e deve ser preservada)
- 2) Limites mínimos e máximos para os lances e preços no mercado de curto prazo – todos os mercados fixam limites para os lances e preços como forma de limitar abuso de poder de mercado (com o cuidado de não ser baixo demais que retire incentivo para investimentos em expansão).
- 3) Mecanismo de contenção de abuso de poder de mercado local – previamente discutidos e estabelecidos, definem objetivamente condições em que um gerador é considerado em condições de exercer poder de mercado unilateral. Há mecanismos já instituídos nos Estados Unidos que podem ser adaptados para o caso brasileiro.
- 4) Monitoramento e Transparência - Processo de monitoramento com objetivo de evitar futuras falhas. Toda informação necessária para a operação do mercado de curto prazo deve ser tornada pública.

## 5.3 Mercado de Curto Prazo

Os chamados mercados atacadistas de eletricidade são uma combinação de vários mercados diferentes onde é transacionada a energia elétrica, e a interação entre eles é tão fundamental que nenhum deve ser avaliado de forma isolada. Na maior parte dos países, o componente fundamental dos mercados atacadistas, e o que menos se parece com um mercado convencional de commodities, é o leilão de dia seguinte para o suprimento de eletricidade. Fazer o leilão com um dia de antecedência provê tempo suficiente para o planejamento da operação de plantas inflexíveis, ao mesmo tempo em que confere grande confiabilidade à previsão de demanda e disponibilidade de usinas.

As previsões de oferta e demanda certamente não serão exatas e, portanto, pode haver um mercado de tempo real no qual as diferenças entre a operação planejada com um dia de antecedência e as medições físicas efetivamente realizadas são comercializadas. Os preços destes mercados de curto prazo (dia anterior e tempo real) são bastante voláteis o que leva a maior parte dos geradores a se proteger das oscilações de preços por meio de contratos de médio prazo, que podem ser feitos bilateralmente (no balcão) ou de forma organizada e centralizada (como o ACR

no Brasil). Além disso, pode ser criado um mercado de longo prazo para contratação de capacidade. Este último tem relação com a segurança de sistema e não com a energia consumida. A tabela a seguir, baseada em Green (2008), sintetiza as principais diferenças entre os modelos de mercados atacadistas de energia elétrica predominantes na Europa e Estados Unidos (ainda que dentro dos Estados Unidos e Europa possam haver desenhos ligeiramente distintos).

**Tabela 5.2 – Principais características dos mercados europeus e norte-americanos**

| Item  | Mercados Europeus  | Mercados Norte-Americano  |
|---|--|---|
| Mercado de dia seguinte coordenado por:                 | Empresa distinta do Operador do Sistema                                | Pelo Operador do Sistema  |
| Definição de Preços                                     | Por zona ou nacional   | Por nó do sistema elétrico  |
| Capacidade paga por                                     | Alguns pagamentos por capacidade. Poucos mercados de capacidade.       | Mercados de capacidade.   |
| Serviços Ancilares                                      | Operador do Sistema procura, fora do mercado.                          | Integrado com o mercado de curto prazo.                                     |
| Mercado de Tempo Real                                   | Coordenado pelo Operador do Sistema, com preços por zona ou nacionais. | Coordenado pelo Operador do Sistema, com preços por nó do sistema elétrico. |
| Custeio das diferenças entre dia seguinte e tempo real. | Via mercado de tempo real.   | Via mercado de tempo real.  |
| Transações entre diferentes mercados                    | Crescente acoplamento dos mercados                                     | Participantes externos oferecem lances nos nós de fronteira.                |

Aprimoramentos nos mercados de médio e longo prazo serão tratados na seção 5.4. A presente seção se preocupa com aperfeiçoamentos possíveis de serem implementados no Brasil com relação aos mercados de curto prazo. Como se nota da tabela anterior, tanto os mercados americanos quanto os mercados europeus utilizam os mercados de curto prazo como parte fundamental do desenho do mercado atacadista, que também inclui os mercados de médio e longo prazo.

### 5.3.1 Mercado baseado em Custos ou Lances<sup>135</sup>

Primeiro, importante alertar que a imposição de um mercado de curto prazo a partir de lances de oferta e demanda não deveria ser introduzido no Brasil, sem que as demais recomendações feitas nesta dissertação fossem incorporadas em conjunto. Mercados de curto prazo de eletricidade são fortemente suscetíveis a abuso de poder de mercado por diversas razões. Primeiro, a demanda deve igualar a oferta em cada ponto do sistema e em cada instante; segundo, toda a eletricidade é transportada por uma rede com capacidade finita de intercâmbio entre os pontos do sistema; terceiro, a eletricidade não pode ser armazenada de uma forma economicamente

<sup>135</sup> Baseado em Wolak (2008) e Wolak (2015)

eficiente; quarto, a oferta é sujeita a fortes restrições de capacidade, dado que não se constrói nova oferta no curto prazo e as usinas tem um limite de produção muito bem definido; finalmente, limitações na forma de precificação e limitações tecnológicas fazem com que a demanda seja extremamente inelástica aos preços. As principais recomendações para que o mercado com base em lances não resulte em abuso de poder de mercado em desfavor dos consumidores seriam as seguintes:

- 1) Reestruturação vertical (desverticalização)
- 2) Reestruturação horizontal (diversificação)
- 3) Participação da demanda
- 4) Obrigação de contratação de longo prazo
- 5) Limites mínimos e máximos para os lances e preços no mercado de curto prazo.
- 6) Mecanismo de contenção de abuso de poder de mercado local.
- 7) Monitoramento e Transparência.

Superadas as preliminares, a decisão quanto mercado baseado em custos ou em lances deve ser considerada com profundidade no Brasil. Basicamente, três benefícios poderiam ser consequência da opção por mercados baseados em lances: 1) potencial para uma solução de curto prazo mais eficiente para atendimento da demanda; 2) potencial para uma solução de longo prazo também mais eficiente, em razão de melhor valoração do custo de oportunidade da água com relação ao modelo atual baseado em custos; 3) aumento das oportunidades de participação pelo lado da demanda<sup>136</sup>.

Desde que efetivadas as medidas que limitam o poder de mercado, os preços definidos por meio de lances têm o poder de agregar e revelar toda a informação privada relevante sob domínio dos participantes do mercado. Num contexto de sistemas predominantemente hidrelétricos o preço de mercado com base em lances revela toda a informação privada dos agentes a respeito do custo de oportunidade de armazenar água nos reservatórios das hidrelétricas.

A definição de preços de mercado com base em modelos computacionais pode resultar em uma estimativa ineficiente deste custo de oportunidade. Por exemplo, um dos mais importantes parâmetros utilizados nas estimativas são as projeções de vazões afluentes. Na modelagem computacional, as séries históricas de vazões são utilizadas para projetar as distribuições futuras. No entanto, as séries históricas podem ser um insumo pobre para a projeção futura. Erros de medição podem ter ocorrido, assim como mudanças nos padrões de clima, no uso múltiplo das águas e no uso do solo nas cercanias de rios e reservatórios, etc. Os modelos computacionais não incorporam tais alterações. A título de exemplo, a vazão do submercado Nordeste está abaixo da média das séries históricas a 18 anos (desde 1997)<sup>137</sup>. Num mercado baseado em lances, de maneira diversa, os agentes consideram toda fonte de informação para que tomem decisões acerca das curvas de oferta que irão oferecer ao operador do sistema.

Nos modelos computacionais também é necessário que se arbitre administrativamente o custo do déficit. Quanto menor for o parâmetro, mais baixos serão os preços no mercado de curto prazo. Por ser definido administrativamente, os agentes desconfiam que o parâmetro pode ser

---

<sup>136</sup> Wolak (2008)

<sup>137</sup> Fonte: ONS.

manipulado pelo Governo com objetivo de reduzir os preços, ainda que esta ação eleve o risco de o operador precisar cortar cargas do sistema em anos de hidrologia adversa. Num mercado baseado em lances, por outro lado, é desnecessário definir tal parâmetro uma vez que cada agente de consumo define e encaminha ao operador do mercado suas curvas de demanda. O ponto de intersecção entre as curvas agregadas de demanda e as curvas agregadas de oferta resultam no preço de mercado. Consumidores, portanto, revelam os preços pelos quais estão dispostos a consumir energia elétrica, sem necessidade de se definir arbitrariamente um preço a partir do qual a carga deve ser cortada. Diferentes consumidores certamente se comportam de maneira diversa quando os preços sobem e os lances permitem que essa informação seja revelada e utilizada para conferir maior eficiência ao sistema.

Os demais parâmetros fundamentais ao cálculo computacional são as projeções de demanda e de disponibilidade das usinas no período de simulação que considera, inclusive, a entrada de novos projetos. Os preços definidos pelos modelos computacionais são bastante sensíveis às hipóteses utilizadas para tais parâmetros. Com relação ao primeiro, por exemplo, se o operador é excessivamente otimista sobre a entrada de novos projetos, os preços serão mais baixos do que o verdadeiro custo de oportunidade do uso da água. Num mercado com base em lances, arbitrar tais valores é desnecessário. Os participantes do mercado utilizariam suas próprias percepções sobre o atraso dos projetos.

Com relação à demanda, no Brasil há necessidade de se arbitrar administrativamente o valor a ser considerado no planejamento da operação. A cada quadrimestre é feita uma revisão ordinária das projeções para os cinco anos à frente. Num mercado por lances, não só a demanda pode ser declarada diariamente pelos agentes de consumo, como também podem ser reveladas as elasticidades do consumo quando os preços são variados. Ou seja, nos modelos computacionais os preços são definidos a partir de uma curva de demanda administrativamente definida. Nos mercados por lances, o consumidor ajusta seu consumo aos preços correntes, trazendo maior eficiência à operação de curto prazo.

Devido às substanciais incertezas a respeito do custo do déficit, das projeções de vazões, crescimento da demanda e disponibilidade das centrais geradoras, todos arbitrados administrativamente no Brasil, é provável que ocorram imprecisões significativas na definição do custo de oportunidade do uso da água, de modo que os preços definidos pelos modelos computacionais podem não refletir o consenso dos participantes do mercado a respeito das condições futuras do sistema. Em mercados baseados em lances, de maneira contrária, todos os participantes têm a oportunidade de manifestar seu melhor entendimento sobre todas estas variáveis. A estimativa de mercado tende a ser mais eficiente do que os modelos computacionais porque agrega a informação privada de todos os participantes do mercado. O preço resultante do mercado reflete o consenso dos participantes do mercado a respeito de todos os fatores que influenciam o custo de oportunidade atual de se utilizar água para produzir energia elétrica.

Evidência da suspeição quanto aos resultados do modelo são as frequentes revisões da modelagem. Recentemente, por exemplo, por entender que o modelo subestimava o custo de oportunidade do uso da água e, conseqüentemente, levava a uma operação com pouca segurança quanto ao nível de armazenamento dos reservatórios, o modelo foi revisto para introduzir parâmetros mais rígidos de aversão ao risco. Também existe bastante discussão a respeito da transparência e governança dos modelos computacionais. Não há transparência e reprodutibilidade

com relação ao código do programa e não são raras alterações de parâmetros ou insumos sem prévia discussão pública. Com relação à governança, o modelo é desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL – uma empresa da Eletrobrás que também é o agente com maior participação no mercado de geração. Problemas de governança e transparência também limitam a confiança dos agentes nos resultados gerados pelo modelo e, conseqüentemente nos preços do mercado de curto prazo.

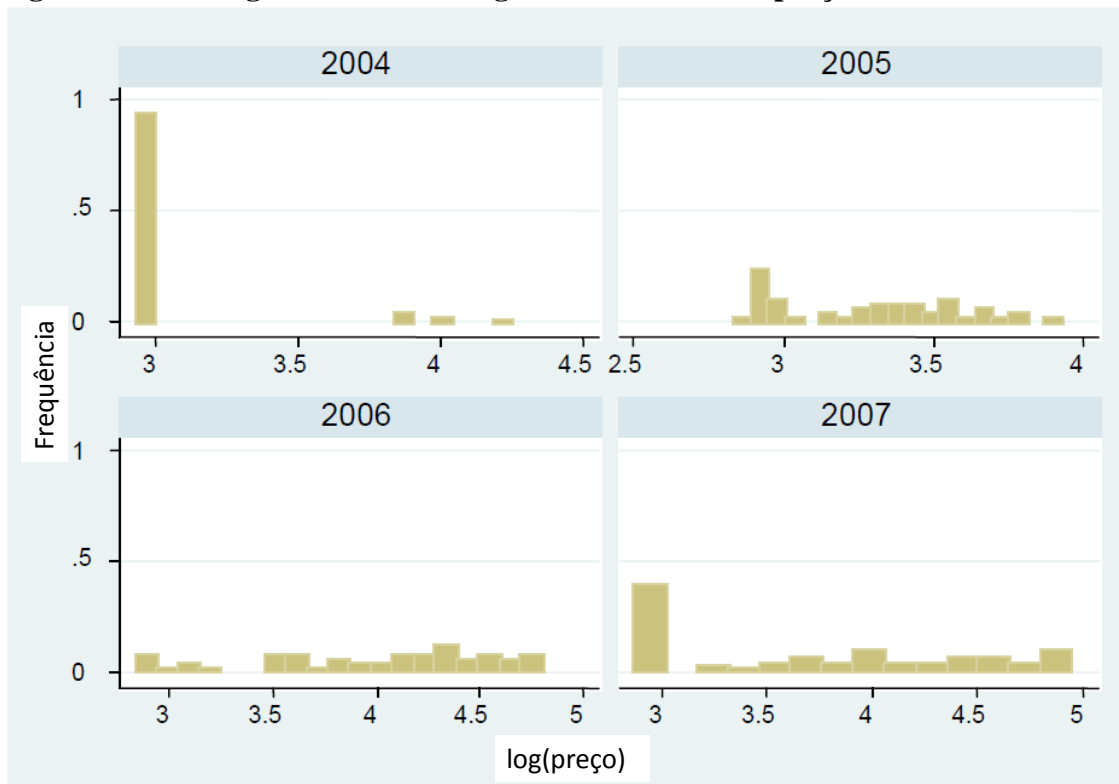
Outro resultado da “desconfiança” com relação aos resultados do modelo computacional foi a criação da figura do “despacho fora da ordem de mérito” por meio do qual são despachadas térmicas ainda que a operação sugerida pelos modelos não o recomende. Trata-se do reconhecimento de que o modelo computacional pode resultar em preços questionáveis. A atribuição desta competência ao CMSE também tira previsibilidade dos agentes acerca da operação do sistema.

Se, em razão dos apontamentos feitos, os modelos computacionais geram preços que não refletem o custo de oportunidade do uso da água, então haveria sinalização ineficiente para o comportamento da demanda e também para os investimentos em expansão. Evidência dessa ineficiência de sinalização pode ser encontrada a partir de uma avaliação empírica proposta por Wolak (2008). O autor compara os preços gerados pelos programas computacionais no Brasil contra os preços baseados em lances de três mercados também predominantemente hidrelétricos: Colômbia, Noruega e Nova Zelândia. As figuras são a seguir reproduzidas para ilustrar a argumentação.

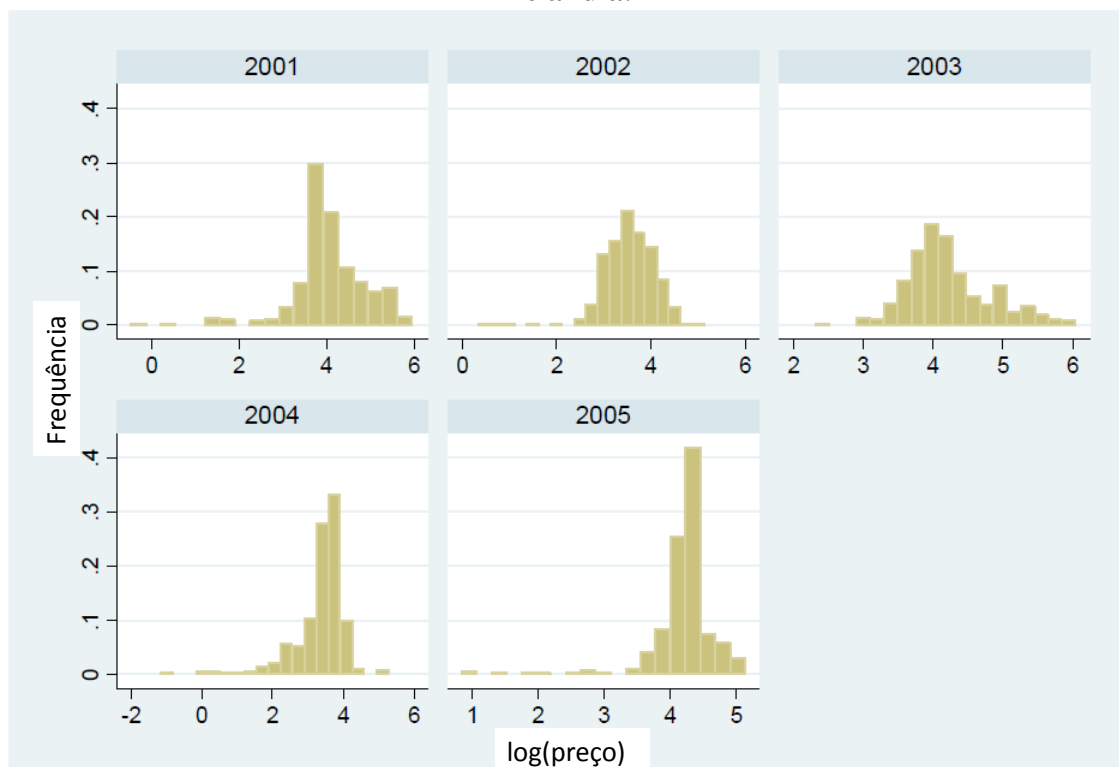
Ao comparar o comportamento dos preços, o autor conclui que nos três mercados com preços definidos por lances, a distribuição dos logaritmos dos preços tem uma tendência central clara, com a maior frequência de preços no centro do histograma, enquanto preços mais elevados e mais baixos do que a medida de tendência central têm frequências menores. No Brasil, de maneira contrária, a distribuição dos valores não é bem definida. As maiores frequências ocorrem em preços bastante reduzidos, com distribuição aproximadamente uniforme ao longo de todo o restante do intervalo de preços. Enquanto nos demais mercados, há certa convergência entre média e mediana, no Brasil as duas medidas de tendência central são bastante distintas. Com este comportamento, é difícil argumentar que os preços do mercado de curto prazo geram alguma sinalização útil sobre o custo de oportunidade da água. A substancial diferença entre o comportamento dos preços traz forte evidência empírica em favor da possibilidade de os mercados baseados em lances proverem uma medida mais confiável do custo de oportunidade da água.



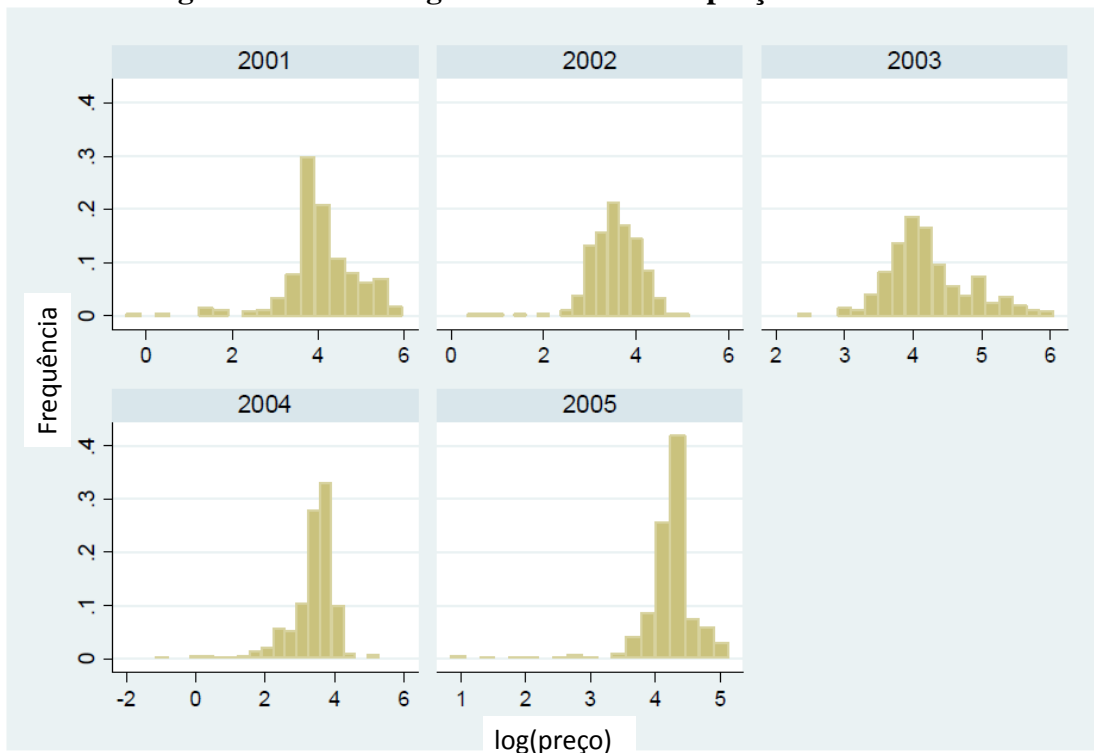
**Figura 5.1 – Histograma anual do logaritmo natural dos preços semanais no Brasil.**



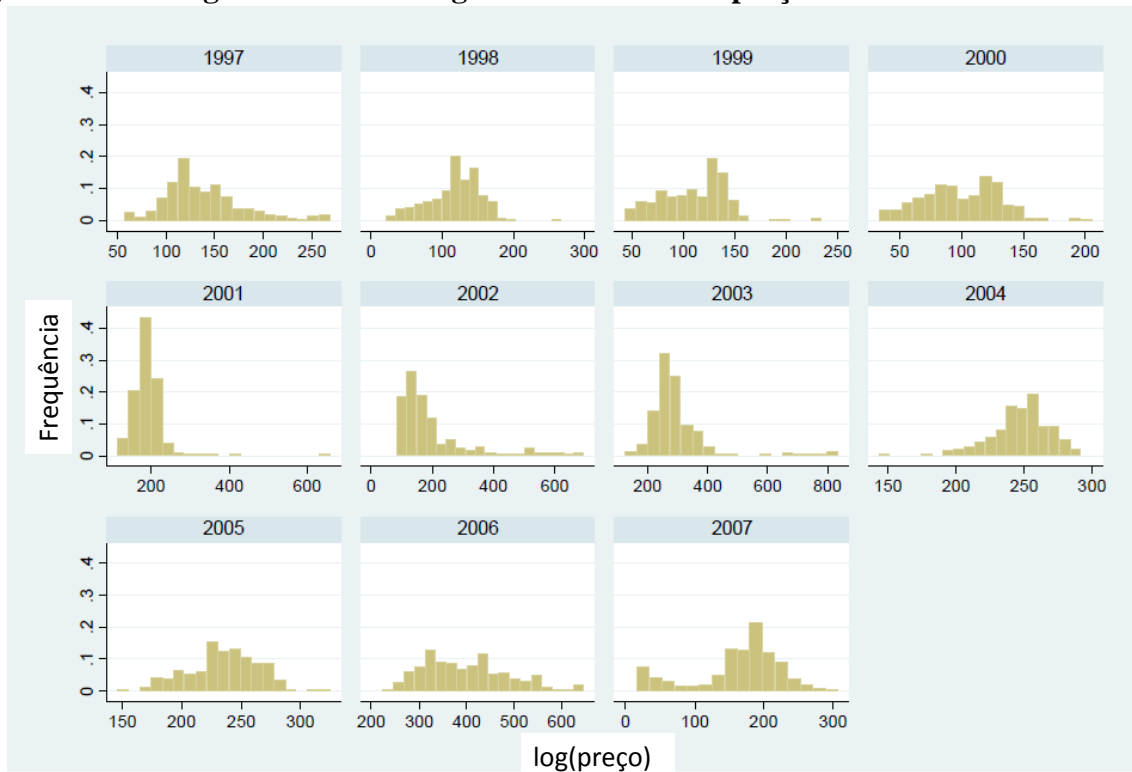
**Figura 5.2 – Histograma anual do logaritmo natural dos preços médios diários da Nova Zelândia.**



**Figura 5.3 – Histograma anual do logaritmo natural dos preços médios diários da Colômbia**



**Figura 5.4 – Histograma anual do logaritmo natural dos preços médios diários da Noruega**



O comportamento dos mesmos mercados sob condições de estresse, ou seja, em anos com hidrologia adversa, é outra evidência empírica a favor da melhor sinalização de preços quando os mesmos são definidos a partir de lances. Durante o ano de 1992, antes que o mercado com base em lances fosse implantado na Colômbia e Nova Zelândia, ambos os países experimentaram racionamentos de energia elétrica em razão de os níveis de armazenamento dos reservatórios terem chegado a níveis críticos. Depois da implantação do regime com base em lances, ambos os países enfrentaram anos com hidrologia bastante adversa, como 1997 e 1998 na Colômbia e 2001 e 2003 na Nova Zelândia. Em todos estes eventos, racionamentos foram evitados porque os preços subiram com bastante antecedência, gerando sinais corretos para a redução da demanda e operação do sistema com mais plantas térmicas. Caso similar ocorreu na Noruega e foi retratado na seção 3.6.1. No Brasil, de maneira diversa, os preços não antecipam crises, subindo rapidamente quando a situação de escassez já está configurada.

Um dos argumentos frequentemente utilizados em favor dos modelos computacionais é a impossibilidade de os lances de mercado levarem uma solução eficiente em caso de usinas hidrelétricas em cascata, ou seja, no leito do mesmo rio. As decisões tomadas pelas unidades geradoras à montante impõem custos às unidades geradoras situadas à jusante. Trata-se de uma externalidade negativa e, por essa razão, o mercado não chegaria a um equilíbrio eficiente.

No entanto, este argumento já se encontra superado e diversos países com rios em cascata utilizam mercados baseados em lances. O Teorema de Coase lida com essa questão e implica que na ausência de custos de transação, a negociação entre os agentes leva a uma solução ótima que internaliza as externalidades. No contexto de sistemas predominantemente hidrelétricos, implica que, caso os geradores de uma mesma cascata tenham custos razoavelmente baixos para negociar e coordenar suas ações, então o despacho eficiente pode ser alcançado por meio de um mercado descentralizado, ou seja, sem necessidade de decisão centralizada pelo operador do sistema com base em modelos computacionais. Baseado na experiência empírica de adoção dos modelos de mercados em outros países com esta característica, parece tratar-se de uma hipótese perfeitamente aceitável.

A introdução de um mercado de curto prazo baseado em lances no Brasil, portanto, pode gerar uma operação mais eficiente do sistema, melhor sinalização para reação da demanda e para os investimentos em expansão do sistema de geração. Toda informação disponível de todos os agentes passa a ser agregada, levando a melhor definição do custo de oportunidade do uso da água e, conseqüentemente, a operação mais eficiente do sistema. Os preços tendem a ser mais previsíveis, com maior frequência em valores centrais e menores frequências nas caudas. As medidas de tendência central tenderiam a convergir. Com maior previsibilidade a respeito dos preços no mercado de curto prazo, há maior segurança para investimentos em projetos de longo prazo, mesmo com a redução dos prazos dos contratos de energia elétrica (Seção 5.4). Além disso, preços definidos pelas forças de um mercado competitivo permitiriam o crescimento de mercados de derivativos sobre esses preços, como os mercados futuros e de opções, aumentando também a possibilidade de hedge e a eficiência do mercado.

Além disso, atualmente o gerador vende contratos e, posteriormente, não tem gestão alguma sobre o despacho de suas unidades geradoras, ficando exposto a um risco para o qual tem pouca gestão. Com o mercado de curto prazo, os agentes passam a interferir e participar das

decisões operativas, trazendo mais um elemento de gerenciamento de risco. Por fim, a demanda participaria ativamente do mercado de curto prazo, além de os preços terem a tendência de antecipar, com maior antecedência do que os modelos computacionais, períodos com hidrologia adversa.

De todo o exposto, há ganhos potenciais significativos de o Brasil implantar um mercado de curto prazo de energia elétrica no qual os preços serão baseados em lances dos agentes de mercado. As seções seguintes discutem as dimensões temporais e locais dos lances a serem ofertados no mercado.

### 5.3.2 Dimensão Temporal dos Lances

A introdução do mercado de curto prazo com base em lances independe de alterações nas dimensões temporais ou locais podendo, de início, ser preservada a lógica semanal, com três patamares de carga diários e submercados regionais. No entanto, ganhos adicionais de eficiência podem ser alcançados a partir da revisão de tais parâmetros.

Conforme salientado, a eficiência econômica implica que o preço do mercado iguale o custo marginal do recurso mais caro necessário para atendimento da demanda em todos os períodos de tempo (desde que os lances reflitam o verdadeiro custo marginal dos geradores, ou seja, sem abuso de poder de mercado). Fixar os preços do mercado de curto prazo por longos períodos de tempo implica em cobranças tanto maiores quanto menores do que o custo eficiente ao longo do período. Quando os preços estão superdimensionados, os geradores estão sendo pagos acima do que vale a energia produzida e a demanda fica menor que a ótima. Já nos períodos em que os preços estão subavaliados, os geradores não estão sendo pagos o suficiente e a demanda fica maior que a ideal. No limite, portanto, os preços deveriam refletir a condição instantânea de atendimento.

No entanto, a infraestrutura deste mercado envolve elevados custos e um sistema de medição, comunicação, curvas de oferta e demanda a cada segundo seriam demasiadamente onerosas para um pequeno ganho de eficiência. Há, portanto, uma relação de compromisso entre a eficiência máxima do mercado de curto prazo e os custos envolvidos para que este mercado possa funcionar. Avaliando esta relação, nenhum país partiu para períodos de tempo instantâneos, como segundos. No entanto, a maior parte dos países têm mercados para o dia seguinte no qual são definidos preços a cada hora, ou meia-hora.

As perdas de eficiência decorrentes de maiores horizontes temporais para definição dos preços do mercado de curto prazo tendem a ser menores em sistemas predominantemente hidrelétricos, como o brasileiro, uma vez que, considerando que as restrições de transmissão não estejam ativas, o custo de oportunidade do uso da água tende a ser muito próximo em todas as hidrelétricas. No entanto, na medida em que a participação de termelétricas cresce, os custos podem variar significativamente ao longo das horas do dia (como ocorre nos mercados majoritariamente termelétricos). Nestes casos, a perda de eficiência pode ser extremamente relevante.

Como a participação termelétrica tem crescido no Brasil ao longo dos últimos anos e a infraestrutura de medição dos consumidores de alta tensão permite reduzir a dimensão temporal

dos lances, a recomendação que fazemos é que os lances sejam feitos diariamente, para cada hora do dia operativo seguinte. A mudança traria maior eficiência ao mercado de curto prazo. Geradores seriam pagos pelo custo marginal efetivo de cada hora operativa e os consumidores teriam sinal de preço mais preciso, com maiores possibilidades de ganhos decorrentes da modulação de sua carga. Uma transição pode ser definida, como começar pacotes de energia semanais, por patamar de carga. Posteriormente, os lances seriam definidos diariamente, também por patamar de carga e, finalmente, diariamente por hora do dia.

### 5.3.3 Dimensão Espacial dos Lances

Eficiência econômica requer que os preços reflitam o custo marginal do recurso mais caro necessário para atendimento da demanda em todos os períodos de tempo, mas também em todos os pontos do mercado. Isto implica que quando há esgotamento da capacidade de transmissão para determinada localidade, os preços deveriam subir naquela localidade se comparado com o restante do sistema. Dessa forma, é dado o sinal econômico correto para a instalação de nova geração. Plantas localizadas próximas aos centros de consumo terão preços médios maiores do que usinas localizadas distantes da carga. A sinalização também seria mais adequada para o comportamento da demanda, com preços maiores quando a capacidade de transmissão estivesse esgotada.

Um sistema no qual os preços são definidos por zonas, ou mesmo um preço único para todo o mercado, ao invés de ter um preço definido para cada nó do sistema elétrico pode levar a uma solução não ótima para a operação do sistema. Primeiramente, o mercado de dia seguinte vai gerar uma programação de geração que pode ser inviável em razão de restrições de transmissão dentro da zona na qual os preços foram definidos. Depois, o preço pode não refletir adequadamente a condição de escassez em um nó dentro da zona. Num sistema nodal, os preços subirão neste nó específico, premiando o gerador do recurso mais escasso e gerando sinais mais fortes para a redução da demanda. No sentido contrário, pode haver excesso de geração em determinado nó do sistema que estará recebendo um preço zonal maior do que o custo marginal de operação naquele ponto do sistema. Neste caso, a demanda estaria sendo, incorretamente, incentivada a reduzir seu consumo. Esta ineficiência seria motivada pela decisão de definir preços por zonas ao invés de precificação nodal.

Infelizmente, assim como na discussão da dimensão temporal, a expansão da dimensão espacial envolve custos. Maior eficiência locacional leva a maior complexidade para os agentes e custos de medição, contabilização e liquidação. Então, novamente, existe uma relação de compromisso entre os ganhos de eficiência e os custos e elevação da complexidade do mercado de eletricidade. Evidência desta dificuldade foi a segregação de escolhas entre Europa e Estados Unidos. Os mercados europeus optaram por preços definidos por zonas, enquanto os americanos definem preços por nós dos sistemas.

O ponto chave é a capacidade de transmissão. No caso de haver capacidade de transmissão suficientemente grande dentro de uma zona, com poucas restrições e, portanto, possibilitando a todos os geradores efetivamente competirem pelo atendimento da demanda, então a definição de preços por nó do sistema traria pouco ganho de eficiência. No sentido contrário, se sistematicamente há restrição de transmissão dentro de uma zona, então a precificação nodal

refletiria melhor as condições de operação do sistema e levaria a uma solução de operação mais eficiente.

No caso brasileiro, há planejamento centralizado da expansão da transmissão, com contratação bem-sucedida da expansão da rede de transmissão e dos reforços e melhorias necessários, de modo que as restrições de transmissão tendem a ser reduzidas. Conforme visualizado no Capítulo 4, mesmo entre submercados os preços tendem a convergir na maior parte do tempo, ou ter diferenças muito pequenas. Além disso, as tarifas de uso do sistema de transmissão são definidas com sinal locacional, ou seja, centrais geradoras que se conectam próximo às cargas têm tarifas menores do que geradores que se localizam longe dos grandes centros de consumo. O mesmo vale para os consumidores, ou seja, agentes de consumo conectados próximos às centrais geradoras têm tarifas de uso dos sistemas de transmissão menores do que aqueles que se conectam distante das mesmas.

Nesse sentido, não se recomenda, de início, que os preços do mercado de eletricidade sejam definidos para cada nó do sistema elétrico brasileiro. A avaliação deveria ser feita de maneira rotineira, comparando-se a programação do mercado de dia seguinte (no qual é definido um preço para cada submercado a partir das curvas de oferta e demanda daquele submercado) e a efetiva operação do sistema, quando o operador considera todas as restrições de transmissão. Se as diferenças forem sistematicamente relevantes, é sinal de que a introdução do sistema de precificação nodal pode gerar benefícios que superem seus custos.

### 5.3.4 Operador do Mercado e do Sistema

Há diferentes abordagens para a definição dos responsáveis pelos mercados de curto prazo e pela operação do sistema. Na Europa, de modo geral, instituições diferentes cuidam de cada uma das atribuições. Já nos Estados Unidos, tanto a coordenação dos mercados atacadistas quanto a operação dos sistemas cabem ao Operador Independente<sup>138</sup>. A divisão utilizada na Europa, faz com que os serviços ancilares, como reserva operativa, tenha que ser adquiridos pelo operador em um processo segregado do mercado, enquanto nos Estados Unidos, tanto a energia quanto os serviços ancilares são adquiridos num único mercado, de forma otimizada.

Atualmente, considera-se que a junção dos mercados de eletricidade e serviços ancilares, gerenciados pelo operador do sistema tende a agregar eficiência ao sistema. Além disso, a importância de contratação eficiente de serviços ancilares por meio de um mercado organizado é maior quanto maior a participação de fontes renováveis na matriz. A Europa, por exemplo, vem discutindo este aperfeiçoamento em razão das metas de redução de carbono que irão trazer mais fontes renováveis, sobretudo eólicas, para a matriz daqueles países. Se optar-se por criar o mercado de curto prazo para energia e serviços ancilares no Brasil, uma medida a ser avaliada seria a fusão das competências atuais da CCEE e ONS numa única instituição.

---

<sup>138</sup> Green (2008)

### 5.3.5 Resumo do Mercado de curto prazo proposto

#### **Mercado de Dia Seguinte**

O mercado de dia seguinte permite que os participantes do mercado definam preços para a energia elétrica um dia antes do dia operativo e cria um *hedge* contra flutuações de preços que podem ocorrer em tempo real. Um dia antes do despacho, os participantes submetem lances de oferta e demanda para energia elétrica. Estes lances são dados para cada hora do dia seguinte e para cada submercado.

A partir dos lances, o operador constrói curvas agregadas de oferta e demanda para cada hora e submercado. A intersecção das curvas identifica o preço do mercado para cada submercado em cada hora do dia seguinte. Ofertas abaixo do preço de mercado e demandas acima do preço de mercado são aceitas, o que significa que estão programadas. Ofertas e demandas programadas são então introduzidas num *software* no qual estão modeladas as restrições de transmissão para finalmente produzir o preço marginal de todos os submercados.

Cada megawatt programado de geradores e ofertas é pago pelo preço marginal definido no mercado de dia seguinte. Os fornecedores programados devem produzir a quantidade definida durante a operação de tempo real ou comprar energia no mercado de tempo real para substituir o que não foi produzido. Aqueles que produzem mais do que a quantidade programada, recebem o preços do mercado de tempo real pela diferença.

Da mesma forma, os compradores do mercado de curto prazo cujos lances foram programados no mercado de dia seguinte se comprometem a comprar a quantidade programada de consumo pelo preço marginal do mercado de dia seguinte. Caso o consumo em tempo real seja superior ao valor programado, o restante deve ser adquirido no mercado de tempo real.

#### **Mercado de Tempo Real**

O mercado de dia seguinte produz a programação e os termos financeiros da produção e consumo de energia elétrica para o dia operativo. No entanto, a oferta e a demanda do dia operativo podem ser alteradas por uma série de razões como indisponibilidade não previstas de unidades geradoras, perda de funções de transmissão, mudanças na demanda, etc. O Operador do Sistema tem que coordenar o despacho de geração e, quando houver, recursos de demanda, para fazer com que a demanda por eletricidade seja atendida instantaneamente em todos os pontos do sistema elétrico. Por essa razão, o operador deve coordenar um mercado de tempo real, ou mercado de diferenças, para valorar as diferenças entre os valores programados e os efetivamente medidos.

No mercado de tempo real, o operador faz uso das curvas de oferta de geradores e, quando houver, recursos de demanda, além da demanda efetivamente realizadas para calcular os preços marginais do mercado de tempo real. Os preços normalmente são calculados em períodos bastante inferiores a uma hora, como 5 ou 10 minutos.

### 5.3.6 Resumo das Recomendações

Em resumo, não se deve criar um mercado de curto prazo (dia seguinte e tempo real) baseado em lances, sem tomar uma série de medidas necessárias para se limitar o abuso de poder de mercado, como desverticalização, diversificação, exigências de contratos de longo prazo para a maior parte da demanda com certa antecedência, monitoramento do mercado, protocolos de mitigação de abuso de poder de mercado, transparência e maior participação da demanda. Uma vez introduzidas estas condições, a introdução de um mercado de curto prazo poderia levar a uma operação mais eficiente dos recursos energéticos, preços que sinalizassem melhor o custo de oportunidade do uso da água, com benefícios aos investimentos em expansão da geração e melhor sinal de preços para reação da demanda. Em resumo, há ganhos potenciais de eficiência relevantes.

Basicamente, seria introduzido um mercado de dia seguinte e tempo real, tanto para energia quanto para serviços ancilares. No mercado de dia seguinte, os agentes ofereceriam suas curvas de oferta e demanda e os preços seriam definidos para cada hora do dia seguinte e cada submercado a partir da intersecção das curvas agregadas de oferta e demanda. A partir do resultado do mercado de dia seguinte é definida a programação da operação. As posições assumidas no mercado de dia seguinte são posições financeiras firmes e eventuais diferenças entre a operação programada e a efetivamente realizadas são precificadas a partir dos preços do mercado de tempo real. Por fim, uma única instituição responsável pela operação do sistema e pelo mercado de eletricidade tende a agregar eficiência ao sistema.

## 5.4 Segurança do Suprimento, Leilões de Garantia Física e Energia

Conforme destacado no Capítulo 4, o modelo atualmente adotado no Brasil, instituído em 2004, tem como objetivos primordiais a segurança do suprimento e a modicidade tarifária. Busca-se atingir o primeiro objetivo por meio da obrigação de todos os agentes de consumo ter contratos de compra de energia em quantidade suficiente para a totalidade de sua demanda. Tal imposição, combinada com a necessidade de os contratos estarem atrelados a certificados de garantia física cria uma conexão entre o crescimento da carga e os investimentos em expansão que dão segurança ao abastecimento. Além disso, o Governo pode realizar leilões para contratação de energia de reserva. A modicidade tarifária, por sua vez, é perseguida a partir da forma como são realizados os leilões para contratação da expansão (energia nova), nos quais se sagra vencedor o investidor que oferecer a energia pelo menor preço. Há uma competição pelo mercado que leva a preços menores.

Nos leilões de energia nova são oferecidos contratos de longa duração (até 30 anos) com quantidade e preço (atualizado por um indexador) definidos nos contratos. Como o modelo de regulação assegura o repasse dos contratos para as tarifas dos consumidores cativos, os vencedores dos leilões têm um recebível de excelente qualidade para oferecer como garantia dos financiamentos necessários à expansão. Em razão do desenho de mercado escolhido, a atração de capitais, próprio ou financiamento, não se tornou um grande problema do segmento de geração brasileiro.



Ocorre que o modelo de expansão adotado é extremamente dependente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR). A utilização das distribuidoras como comercializadoras monopolistas em suas áreas de concessão é um dos pilares do modelo. Vale lembrar que desde a instituição do modelo vigente, em 2004, não houve flexibilização das regras para consumidores se tornarem livres. As distribuidoras representam os consumidores cativos (aproximadamente 75% da demanda total) nos leilões de energia nova e compram energia por prazos extremamente longos porque o modelo de regulação lhe assegura o repasse tarifário das obrigações assumidas em nome destes consumidores.

A flexibilização das regras para os consumidores se tornarem livres, portanto, traz uma quebra estrutural na qual o modelo de expansão precisa ser completamente reformulado. Em alguns anos, grande parte dos consumidores que atualmente são cativos poderá migrar para o mercado livre. Num prazo mais longo, com a mudança do paradigma tecnológico, a possibilidade de migração poderá ser estendida a todos os consumidores de energia elétrica. Nesse contexto, as distribuidoras perdem a condição de se comprometer com contratos de longa duração, como 30 anos, porque não terão como projetar seu mercado. O ACR deixará de ser o pilar fundamental da expansão. A competição no varejo, portanto, pode trazer uma série de benefícios à eficiência e ao comportamento da demanda, mas, por outro lado, também traz desafios maiores ao modelo de expansão.

No terceiro capítulo foi apresentada a grande discussão existente entre acadêmicos e reguladores a respeito da melhor forma de se garantir a segurança do abastecimento. De um lado, defende-se os mercados puros de energia elétrica, nos quais os sinais de preços do mercado de curto prazo devem ser os indutores dos investimentos em expansão. De outro, os mercados de capacidade são uma intervenção regulatória por meio da qual são perseguidos padrões de segurança de abastecimento definidos administrativamente em mercados reestruturados. A seguir é feita uma breve síntese da discussão para fundamentar a recomendação desta dissertação sobre a reformulação do modelo de expansão.

#### 5.4.1 Mercados somente de energia elétrica

Os principais exemplos de mercados que adotam essa filosofia são o estado do Texas (EUA), Alberta (Canadá), *Australia's National Energy Market* (NEM) e os países Nórdicos. Nesses mercados, o regulador não impõe o nível de capacidade necessário para prover segurança ao abastecimento. Os níveis de reserva dependem dos preços de mercado de energia e de serviços ancilares. Nova geração será construída somente se os geradores acreditarem que o investimento será lucrativo a partir das expectativas sobre os preços futuros de mercado. Não há planejamento centralizado e nem garantia de que haverá investimentos suficientes para garantir uma margem administrativamente definida de segurança.

Os defensores deste modelo argumentam que as intervenções do regulador sobre o nível de segurança do abastecimento, típicas dos mercados de capacidade, fazem com que todos os consumidores sejam obrigados a pagar por uma margem de reserva, independentemente de suas preferências. O mercado puro de energia elétrica teria a vantagem de possibilitar escolha ao consumidor. Aqueles que dão menos valor à segurança do abastecimento podem preferir reduzir

seu consumo quando os preços subirem, enquanto consumidores que prezam mais pela segurança podem manter seu consumo, pagando mais caro por energia e serviços auxiliares se quiserem manter seu consumo em períodos de escassez. O fato é que os mercados atuais ainda carecem de maior desenvolvimento de reação pelo lado da demanda. Importantes ações vêm sendo tomadas por estes mercados para torná-los mais eficientes e enfrentarem o problema do dinheiro perdido (*missing money problem*) como: i) permitir maior participação da demanda nos mercados de energia elétrica; ii) melhorar a precificação durante períodos de escassez; e iii) elevar os limites máximos de preços do mercado<sup>139</sup>.

Os críticos do modelo, por outro lado, alertam que os mercados puros de energia elétrica podem levar a cortes de carga e picos exagerados de preços. Não há coordenação dos investimentos em expansão o que pode resultar em ciclos de grandes investimentos seguidos de períodos sem adições de capacidade, trazendo grande volatilidade aos preços e incertezas quanto à segurança do abastecimento. A ausência de planejamento, por exemplo, pode levar a consequências desastrosas quando exigências ambientais fazem com que parte dos geradores seja obrigada a desligar suas usinas.

Independentemente das discussões conceituais, mercados puros de energia são insustentáveis se os formuladores de políticas públicas não estiverem preparados para enfrentar a opinião pública nos momentos de escassez em que haverá forte elevação dos preços e, caso a carga não reduza suficientemente em resposta aos preços, também ocorrerão cortes de carga como forma de preservar a segurança do sistema elétrico.

A característica da matriz elétrica também deve ser considerada na escolha do modelo de expansão. Conforme apresentado no Capítulo 4, a matriz brasileira é predominantemente hidrelétrica, além de apresentar forte crescimento histórico e também projetado para os próximos anos. Essas características tornam a adoção de um mercado puro de energia ainda mais desafiadora.

A reestruturação dos setores elétricos na década de 1990 (inclusive o brasileiro), apresentada no Capítulo 4, trouxe ganhos de eficiência de concessionárias privadas, o efeito dos consumidores livres como referência de preços de mercado e a transparência originada pelas agências reguladoras, que proporcionaram segurança e confiança aos investidores. Por outro lado, dificuldades importantes, em particular em relação à segurança de fornecimento, foram observadas. Cerca de 20 países ao redor do mundo tiveram dificuldades de suprimento, enfrentando crises de energia e/ou racionamento no final dos anos 1990 e no início da década seguinte. Argentina, Peru, Colômbia, Brasil e Chile estão entre esses países. As dificuldades no abastecimento foram bastante traumáticas em todos esses países, uma vez que o impacto econômico é relevante, além da insatisfação dos consumidores, que traz consequências políticas e comerciais<sup>140</sup>.

Após sucessivas crises, foram contratados estudos para que fossem apontados os principais problemas do processo de reestruturação desses países. As conclusões dos estudos elaborados nestes países trazem diversos aspectos comuns. A principal delas é que viabilizar a expansão por meio de mercados puros de energia elétrica é particularmente desafiador em sistemas

---

<sup>139</sup> Spees, Newell, Pfeifenberger (2013)

<sup>140</sup> Barroso, Flach, Bezerra (2012)

predominantemente hidrelétricos, com grande expansão da demanda, como o Brasil. A seguir são apresentadas as principais conclusões:

- I. Preço do mercado de curto prazo – os preços foram considerados insuficientes para sinalizar novos investimentos em expansão. Sobretudo em sistemas predominantemente hidrelétricos há dificuldade de distinguir se a elevação dos preços se dá por escassez hidráulica conjuntural ou descasamento estrutural entre oferta e demanda. Esse ruído de conjuntura hidráulica faz com que os preços possam ficar baixos ainda que haja falta estrutural de garantia física (em anos com boa hidrologia) e também possam ficar altos mesmo que haja folga estrutural de garantia física (em anos com hidrologia adversa). Essa característica prejudica a eficiência do mercado de curto prazo como indutor dos investimentos em expansão. Há elevada percepção de risco para investimentos em geração *Merchant* com dificuldade de atração de capital próprio e financiamentos. Além disso, foi observado que os preços sobem somente quando a crise de abastecimento já está instalada, de modo que não há mais tempo hábil para investir em capacidade adicional e aproveitar os preços mais elevados. A decisão de investimento teria de ser tomada anos antes, trazendo incerteza ao projeto.
- II. Altas taxas de crescimento da demanda, combinado com a elevada volatilidade das mesmas – a combinação destes fatores com as incertezas do mercado de curto prazo introduz desafios para a viabilização comercial de novos geradores. Para fugir da volatilidade de preços os geradores precisam de contratos de longo prazo, mas as incertezas a respeito do comportamento das taxas de crescimento da demanda fazem com que os consumidores não estejam dispostos a se comprometer com contratos de prazo suficientemente longo para viabilizar a construção das usinas.
- III. Possibilidade de o regulador intervir e limitar os preços de repasse para as tarifas de contratos livremente pactuados – A frágil definição do preço de repasse *ex-ante* dificultou a entrada de nova oferta que poderia se viabilizar através de contratos, já que as distribuidoras não poderiam repassar os preços de contratos em sua totalidade aos consumidores finais devido ao valor limite de repasse.

Pelas questões expostas, não se vislumbra que o mercado puro de energia elétrica possa resolver bem o problema da segurança do abastecimento no Brasil num contexto de ampliação do mercado livre. As elevadas e voláteis taxas de crescimento da demanda, um sistema predominantemente hidrelétrico e com preços do mercado de curto prazo que tendem a não prover sinais eficientes para a expansão da demanda, podem levar a problemas de abastecimento de energia elétrica, com sérias consequências econômicas. Basta notar que pouca expansão tem se viabilizado no Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Além disso, a opinião pública e os formuladores de políticas públicas tendem a questionar e até rever o modelo de mercado puro de energia elétrica na primeira crise na qual os preços subirão para patamares bastante elevados e, possivelmente, haverá cortes de cargas para manter a

segurança do sistema elétrico. Algum nível de planejamento centralizado e definição de parâmetros mínimos de segurança devem ser definidos administrativamente, o que não quer dizer que aprimoramentos não devam ser feitos no modelo de comercialização adotado no Brasil.

#### 5.4.2 Mercados de capacidade

Embora o arcabouço teórico utilizado nessa sessão seja de mercados de capacidade, o verdadeiro problema no Brasil não é a capacidade instalada propriamente dita, mas a energia firme (ou garantia física) que assegure a segurança do fornecimento mesmo em período de hidrologia adversa. Conforme apresentado no Capítulo 4, o Brasil tem uma capacidade instalada de aproximadamente 140.000 mil MW, enquanto a máxima demanda instantânea registrada no SIN foi de 85.708 MW, no dia 5 de fevereiro de 2014<sup>141</sup>. A capacidade, portanto, é bastante superior à demanda máxima do sistema. No entanto, aproximadamente 65% da capacidade instalada é de fonte hidrelétrica e, portanto, em anos secos (hidrologia adversa) torna-se um desafio razoável o atendimento da demanda com requisitos mínimos de segurança.

Os mercados de capacidade surgem da percepção de formuladores de políticas públicas e reguladores de que a reestruturação do setor elétrico e a introdução de mercados puros de energia elétrica não assegurariam investimentos suficientes para garantir segurança do abastecimento e cortes de carga seriam inevitáveis em condições extremas (*missing money problem*). A experiência com mercados de capacidade tem pouco mais de uma década e desde sua criação tem havido bastante interesse, controvérsia e discussão entre reguladores e agentes do mercado. Seu objetivo primordial é assegurar que padrões mínimos de segurança sejam atendidos em mercados de energia elétrica reestruturados, nos quais as decisões de investimentos são feitas por agentes do mercado e não por empresas verticalizadas e reguladas<sup>142</sup>. Atualmente, mecanismos de capacidade são adotados em todos os mercados americanos (à exceção do Texas), Reino Unido, Itália, Espanha, além de países da América Latina como México, Chile, Colômbia e o próprio Brasil.

O componente básico dos mercados de capacidade é exigir padrões de segurança do abastecimento de todos os agentes que comercializem energia com consumidores finais. Na prática, isso implica que todos aqueles que comercializam energia com os consumidores finais são obrigados a buscar capacidade de geração e resposta da demanda<sup>143</sup> suficientes para atendimento da demanda máxima coincidente de todos os seus clientes, somada a uma margem de segurança definida pelo regulador. O cumprimento das obrigações é mandatório e pode ser feito por meio de geração própria, arranjos bilaterais ou compras em mercados centralizados de capacidade. A última opção traz uma série de benefícios, como: maior transparência na definição de preços; redução de custo de transação; permite competição efetiva entre as diversas fontes, incluindo geração nova e existente, importação e reposta pelo lado da demanda; a transparência facilita o monitoramento do mercado e mitigação de falhas; cria visibilidade das condições de suprimento

---

<sup>141</sup> Fonte: ONS

<sup>142</sup> Spees, Newell, Pfeifenberger (2013)

<sup>143</sup> A maior parte dos mercados de capacidade autoriza a contratação de recursos de redução da demanda para cumprimento da obrigação de contratação de capacidade.

por diversos anos à frente; facilita a migração em ambientes com competição no varejo. Pelas vantagens apresentadas, os mais desenvolvidos mercados de capacidade dos Estados Unidos desenvolveram leilões de capacidade centralizados (PJM, ISO-NE e NYISO), onde a maior parte das transações é realizada (também se permite auto suprimento e arranjos bilaterais).

A capacidade passa a ser um produto complementar à energia e aos serviços ancilares. Como visto, o *missing money problem* faz com que geradores não consigam recuperar seus custos fixos a partir dos preços do mercado de curto prazo. O preço de equilíbrio do produto de capacidade num mercado bem desenhado, portanto, será do tamanho do *missing money*. Este seria o pagamento mínimo por capacidade que um novo entrante exigiria, porque seria a receita incremental necessária para recuperar seus custos fixos, quando somada às receitas auferidas nos mercados de energia elétrica e serviços ancilares. Em outras palavras, o resultado do leilão deve refletir o custo marginal de longo prazo de ofertar capacidade no nível de reserva definida pelo regulador.

No caso brasileiro, os pagamentos por capacidade têm se limitado a escolhas do poder público que podem ser aperfeiçoadas. Por exemplo, os contratos por disponibilidade (opções de compra de energia) têm sido utilizados nos leilões de energia nova apenas para usinas termelétricas. Os contratos por disponibilidade de usinas termelétricas, embora tenham característica de reserva de capacidade, são pagos somente pelos consumidores cativos das distribuidoras.

Já os leilões de energia de reserva são realizados para assegurar reserva de capacidade com vistas a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. A energia contratada nesses leilões não compõe lastro para revenda, é paga por todos os consumidores (livres e cativos) e liquidada ao PLD em favor destes consumidores. No entanto, a demanda é definida pelo Governo de forma pouco transparente, bem como a escolha das fontes de energia que participam dos leilões. A dúvida quanto à definição da demanda e das fontes traz elevada percepção de risco dado que a escolha afeta a operação do sistema e a formação de preços no mercado de curto prazo. Uma lógica de mercado poderia ser utilizada para fornecer reserva de capacidade de uma maneira eficiente a partir de uma demanda definida com critérios objetivos e transparentes.

O ponto chave para garantir segurança do abastecimento e, ao mesmo tempo, a flexibilidade necessária para que haja abertura do mercado livre para mais consumidores (eventualmente, todos) seria separar os produtos “garantia física” e “energia”<sup>144</sup>. Atualmente, na maior parte dos contratos comercializados nos leilões de energia nova (a exceção são os contratos por disponibilidade das termelétricas) os dois produtos são vendidos em conjunto, ou seja, a distribuidora compra a garantia física juntamente com a energia associada durante um período de até 30 anos.

A Colômbia, um mercado com características bastante similares ao brasileiro (predominância hidroelétrico, rápido crescimento da demanda e consumidores livres respondem por aproximadamente 30% da demanda) implementou uma solução com esta característica a partir de 2007. O novo modelo Colombiano foi discutido durante anos com especialista em desenhos de mercados de energia elétrica como Frank Wolak, Peter Cramton, Steven Stoft, dentre outros. A

---

<sup>144</sup> PSR (2016), CCEE (2015)

abordagem final foi baseada nos mercados de capacidade americanos, sobretudo o de *New England*, e parece uma alternativa bastante adequada de ser adaptada para o contexto brasileiro.

#### 5.4.2.1 O Mercado de Energia Firme da Colômbia<sup>145</sup>

Diferente do Brasil, na Colômbia os preços do mercado de curto prazo são definidos por oferta de preços dos geradores para cada uma das 24 horas do dia seguintes (quantidade e preço). O equilíbrio é determinado pelo operador de mercado e produz, finalmente, as quantidades a serem geradas por cada usina e o preço de mercado. Em razão da predominância hidrelétrica, a principal razão da volatilidade dos preços no mercado de curto prazo é o regime hidrológico e os períodos críticos são caracterizados pela ocorrência do fenômeno *El Niño*. Com ocorrência rara (em média uma vez a cada dez anos), o fenômeno traz incerteza para a viabilização de nova capacidade. Um gerador não toma a decisão de construir uma usina esperando que os preços subam em um evento climático de difícil previsão. Por essa razão, houve a necessidade de desenvolver um *hedge* para mitigar os riscos incorridos pelos geradores em novos investimentos.

O mecanismo escolhido adota uma lógica de mercado para contratar energia firme (capacidade de gerar energia em períodos secos). A receita é definida em leilões públicos e funciona como uma renda complementar à venda de energia elétrica e de serviços ancilares, resolvendo o problema de *missing money*. Por um lado, o mecanismo escolhido traz segurança de receita aos investidores e, por outro, protege a demanda de preços demasiadamente elevados em momentos de escassez, além de ser robusto com relação ao abuso de poder de mercado que poderia surgir nos momentos de escassez. As principais características do mercado de energia firme (conceito similar à garantia física, no Brasil) são enumeradas a seguir:

- 1) Produto – O produto energia firme é uma opção de compra de energia firme, atrelada a uma geração física certificada como capaz de produzir a quantidade de energia firme durante um período seco crítico (a quantidade é calculada pelos próprios agentes, a partir de metodologia definida pelo regulador). Sempre que o preço do mercado de curto prazo supera um valor previamente definido pelo regulador, conhecido como Preço de Escassez, caracteriza-se um período crítico no qual a carga exerce a opção de comprar a energia pelo preço de escassez. Nos períodos críticos os geradores são obrigados a gerar a proporção de sua energia firme com relação à energia firme total do sistema. A opção remunera o gerador de duas formas: pagamento fixo por capacidade (\$/kW.mês) e pagamento variável (\$/MWh), determinado pelo preço de escassez e pago quando o preço do mercado de curto prazo supera o preço de escassez.
- 2) Quando são realizados – os leilões são realizados para contratar energia firme. Anualmente o regulador avalia o balanço estrutural entre demanda e oferta de energia firme para decidir se é necessário leilão para contratar capacidade adicional. O leilão ocorre com quatro anos de antecedência com relação ao início da obrigação contratual. Projetos que demandem

---

<sup>145</sup> Barroso, Flach, Bezerra (2012). Cramton, Stoft (2007)

mais tempo para construção podem participar dos leilões como *price takers* e assumir compromissos com até 7 anos de antecedência.

- 3) Período da obrigação – novos projetos podem escolher de 1 a 20 anos de compromisso, enquanto os projetos existentes são contratados por 1 ano.
- 4) Preço da energia firme – é realizado um leilão reverso de preço descendente que objetiva promover descoberta de preços. O preço começa num patamar elevado e os geradores ofertam a quantidade de energia firme que estão dispostos a vender por aquele preço (a curva de demanda é definida pelo regulador). Se há excesso de oferta, o preço é reduzido e os geradores fazem novas ofertas. Esse processo é repetido até que haja equilíbrio de oferta e demanda, quando é determinada a quantidade vendida por cada gerador e o preço a ser pago a todos os geradores durante o período da obrigação.
- 5) Quem paga – todo o segmento de consumo, representado nos leilões por seus comercializadores. A segurança do abastecimento é um bem público, pago por todos.
- 6) Mercado secundário – Depois do leilão primário, são realizados leilões de reconfiguração com 3, 2, 1 e 0 anos antes do início das obrigações de energia firme. Os leilões são feitos para que se ajuste a real necessidade de energia firme com relação às projeções feitas no leilão primário, além de ser uma possibilidade de os comercializadores ajustarem suas posições conforme migrações de consumidores.

Além das receitas relativas à venda de energia firme, os geradores da Colômbia também auferem receitas a partir do mercado de energia elétrica (ou contratos bilaterais) e serviços ancilares. Há clara distinção, portanto entre os produtos oferecidos pelo gerador. A energia firme é paga por todos os consumidores e está relacionada à segurança do abastecimento em períodos críticos. Os contratos de energia, por sua vez, são livremente negociados e, ao dissociar-se da garantia física, podem ter prazos mais curtos, sem trazer risco exagerado para o financiamento da expansão.

---

Com relação ao problema combinado entre segurança do abastecimento e flexibilidade na contratação de energia, que permita competição no varejo, alguns aprimoramentos seriam importantes no modelo brasileiro.

O primeiro ponto seria segregar os produtos garantia física e energia. Seriam introduzidos leilões para contratação de garantia física. A EPE definiria uma necessidade mínima de garantia física do sistema com antecedência de 5 anos (a definição do prazo depende, fundamentalmente, da possibilidade de viabilizar novos empreendimentos). Os agentes que oferecessem a garantia física pelo menor preço seriam contratados. O produto seria uma opção de compra com um preço de exercício, previamente definido. O prazo contratual para novos projetos seria de até 15 anos

(essa definição depende, sobretudo, das condições de financiamento), enquanto energia existente seria contratada pelo período de um ano. Como a confiabilidade é um bem comum, seus custos seriam pagos por todos os consumidores do sistema (regulados e livres).

Os agentes de geração vencedores receberiam uma receita anual pela disponibilização da garantia física ao sistema (R\$/kW.mês) e teriam obrigação de gerar a garantia física comercializada nos períodos de escassez (quando o preço do mercado de curto prazo supera um patamar previamente definido), recebendo em troca o valor previamente definido. Os consumidores teriam a obrigação de pagar pela garantia física e receberiam, além da segurança do abastecimento, um hedge contra variações de preços nos períodos de escassez. Deve haver um mecanismo que penaliza duramente o agente que não entregar a garantia física durante o evento de escassez, de modo que o agente seja incentivado a revelar sua verdadeira garantia física no processo licitatório.

O conceito não é novo e trata-se de mecanismo similar ao utilizado nos contratos por disponibilidade no ACR. A diferença seria tratar a confiabilidade como um bem comum, a ser pago por todos os consumidores, além de estender o tratamento a todas as fontes de energia. A demanda por garantia física seria definida a partir de critérios objetivos e transparentes. O mecanismo de mercado para contratação de confiabilidade traria segurança aos investidores, além de possibilitar maior flexibilidade ao mercado de energia elétrica que deixaria de ter necessidade de contratos de longo prazo, que eram necessários quando energia e garantia física eram comercializados em conjunto. A introdução dos leilões de garantia física tornaria desnecessária a figura do leilão de energia de reserva.

Outra vantagem da segregação dos componentes é o aprimoramento dos sinais de preços para consumidores e investidores. O investidor que entra no leilão tem dois desafios: o primeiro é construir a usina e, para tal, deve ter segurança do fluxo de recebimentos que torne viável o financiamento do empreendimento, com um retorno sobre o capital investido. Esse fluxo de ser de longo prazo. O segundo, diz respeito à performance da usina no cumprimento de suas obrigações comerciais, custos de operação, manutenção, combustíveis, dentre outros. Trata-se um fluxo que não precisa ser de longo prazo. A venda de energia deve acompanhar a evolução tecnológica, os ganhos de produtividade, mudanças nos custos de combustíveis, as condições de oferta e demanda conjunturais, etc. Quando se mistura lastro e energia, dá-se ao segundo componente a mesma dinâmica do primeiro, ou seja, o preço da componente energia fica definido, em conjunto com a garantia física, por um longo período, sem observar as condições de mercado ou os ganhos de produtividade que acontecem ao longo dos anos. Em ambientes regulados, esse problema é resolvido pelas revisões tarifárias periódicas, em ambientes de mercados livres, os preços da energia deveriam refletir tais evoluções.

Atualmente, há certa confusão nos sinais de preços para reação da demanda e novos investimentos em expansão. Por exemplo, em anos com hidrologia favorável, mas com déficit estrutural de garantia física, os preços da energia serão baixos, incentivando consumidores a elevarem seu consumo e tirando incentivos de novos investimentos em expansão. No entanto, há um déficit estrutural e a segurança do abastecimento pode estar comprometida. Com a segregação dos componentes, os preços do mercado de energia realmente serão baixos, refletindo uma situação conjuntural de oferta abundante de recursos hídricos. No entanto, os preços do mercado



de garantia física seriam elevados, dando os sinais de preços corretos para expansão da geração e contrabalançando os incentivos ao consumo dado pelo mercado de energia elétrica.

Outra grande vantagem da medida proposta seria permitir maior migração de consumidores regulados para o mercado livre. Os leilões de garantia física trariam receitas para facilitar a expansão da geração, com a participação dos consumidores do ACL. Logo, os contratos de energia não precisariam mais ter prazo tão longos. Com prazos mais curtos, as distribuidoras teriam maior gestão de seu portfólio e os consumidores poderiam migrar sem trazer maiores danos aos consumidores cativos e às próprias distribuidoras.

Além dos leilões de garantia física, que teriam característica de mercado de longo prazo, deveriam continuar sendo realizados leilões de compra de energia. Nestes leilões não seriam mais comercializados contratos de longo prazo (como 30 anos). Ao invés disso, os leilões de energia teriam característica de médio prazo, ou seja, contratos de energia com 1 a 4 anos de duração, por exemplo. O objetivo seria criar um *hedge* financeiro para supridores e consumidores contra oscilações dos preços no mercado de curto prazo. Outra alteração com relação ao modelo de comercialização atualmente vigente no Brasil seria deixar de diferenciar energia nova e velha. Resolvida a questão da expansão de energia nova, tal diferenciação deixaria de fazer sentido. Por fim, seria possível a participação, voluntária, dos consumidores livres nos leilões de compra de energia elétrica<sup>146</sup>.

Leilões centralizados têm diversas vantagens com relação a simples acordos bilaterais. Primeiro, evita *self-dealing* dentro de um mesmo grupo econômico, em desfavor dos consumidores regulados. Depois, reduz custos de transação e traz maior transparência à definição dos preços. A obrigação de contratação de praticamente a totalidade da demanda por energia permaneceria e a participação dos consumidores regulados nos leilões de energia seria mandatória. Haveria inúmeras possibilidades de escolha entre o momento dos leilões, sua periodicidade e duração dos contratos. Cramton (2007), por exemplo, recomendou que a Colômbia adotasse leilões com produtos de dois anos de duração, iniciando a cada começo de ano, contratados em leilões realizados a cada trimestre, de modo que a tarifa dos consumidores cativos seria composta pelos resultados dos últimos oito leilões realizados. Mesmo o último dos leilões seria realizado com cinco meses de antecedência do início da entrega dos produtos. A figura a seguir ilustra o desenho proposto.

---

<sup>146</sup> Cramton (2007)

| Data do Leilão | Ano       | Duração do contrato |   |   |   |      |   |   |   |                     |   |   |   | Meses antes do início do contrato |
|----------------|-----------|---------------------|---|---|---|------|---|---|---|---------------------|---|---|---|-----------------------------------|
|                |           | 2018                |   |   |   | 2019 |   |   |   | 2020                |   |   |   |                                   |
| Ano            | Trimestre | 1                   | 2 | 3 | 4 | 1    | 2 | 3 | 4 | 1                   | 2 | 3 | 4 |                                   |
| 2016           | 4         | 1/8                 |   |   |   |      |   |   |   | 2 produtos          |   |   |   | 14                                |
| 2017           | 1         | 1/8                 |   |   |   |      |   |   |   | 8 preços            |   |   |   | 11                                |
|                | 2         | 1/8                 |   |   |   |      |   |   |   | Em qualquer período |   |   |   | 8                                 |
|                | 3         | 1/8                 |   |   |   |      |   |   |   |                     |   |   |   | 5                                 |
|                | 4         |                     |   |   |   | 1/8  |   |   |   |                     |   |   |   | 14                                |
| 2018           | 1         |                     |   |   |   | 1/8  |   |   |   |                     |   |   |   | 11                                |
|                | 2         |                     |   |   |   | 1/8  |   |   |   |                     |   |   |   | 8                                 |
|                | 3         |                     |   |   |   | 1/8  |   |   |   |                     |   |   |   | 5                                 |

**Figura 5.2 –Leilões trimestrais, com produtos de 2 anos e antecedência variável**

Sagram-se vencedores dos leilões os fornecedores que ofertarem a energia pelo menor preço dentro de um processo competitivo. Uma lógica de períodos mais curtos de contratos de energia faz com que os sinais de preços aos consumidores cativos sejam mais eficientes, ou seja, problemas conjunturais estarão representados de forma mais ativa nos preços cobrados dos consumidores finais. Além disso, traz a flexibilidade para a migração de consumidores para o ambiente livre. Como a distribuidora tem que recontratar aproximadamente 1/8 de sua demanda em cada leilão, pode acomodar sem maiores problemas migrações de consumidores. Seria importante somente casar a janela de migração com o início dos produtos contratados nos leilões de energia.

Além dos leilões primários, nos quais os consumidores regulados são obrigados a contratar sua demanda, também poderia ser organizado um leilão secundário, por meio do qual os fornecedores ajustam suas posições conforme comportamento do mercado. Nestes poderia haver seção de contratos entre os comercializadores com o objetivo de melhor ajustar quantidade contratada e demandada. O Brasil já tem um mecanismo com essas características, denominado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

Os leilões regulados para compra de energia são totalmente consistentes, e inclusive complementares, com os outros elementos chave do mercado de eletricidade proposto: os mercados de garantia física e o mercado de curto prazo. O mercado de garantia física em conjunto com o mercado de energia faz com que os fornecedores tenham uma posição mais balanceada no mercado de curto prazo. Além da redução de risco para vendedores e compradores, decorrente do *hedge*, também há redução dos incentivos ao abuso de mercado<sup>147</sup>. Nesse sentido, o mercado de curto prazo tende a se tornar mais eficiente, com os fornecedores incentivados a declarar seu verdadeiro custo marginal. Embora a imposição dos mercados de garantia física e de energia possa ser vista como excesso de intervenção do regulador, a alternativa de mercados puros de energia elétrica pode ser mais perigosa, sobretudo enquanto a reação da demanda ainda for limitada. A crise da Califórnia de 2000 e 2001 demonstra a importância de o desenho de mercado endereçar de

<sup>147</sup> Com contratos de energia de longo prazo (como 30 anos) o risco de vender a maior parte da Garantia Física é muito grande, dado o gerador desconhece o quanto poderá, efetivamente, gerar. Com contratos de energia em horizontes temporais mais curtos (como dois anos), o gerador tende a vender uma quantidade mais próxima de sua real capacidade física de geração. Nesse sentido, tem menor possibilidade de exercer poder de mercado no mercado de curto prazo.

maneira eficiente os riscos, poder de mercado e investimentos. A crise financeira global de 2008 e 2009, por sua vez, demonstra a importância de fazê-lo com mercados transparentes que transacionam produtos economicamente sensíveis<sup>148</sup>.

### 5.4.3 Resumo das recomendações

Com mais consumidores livres, o modelo de expansão deve ser completamente revisto. O novo modelo deve definir de forma eficiente e transparente os riscos assumidos por cada uma das partes, os investimentos necessários à segurança do abastecimento e o abuso de poder de mercado. O ACR deixa de ser o principal responsável pela expansão e as distribuidoras devem ter maior flexibilidade na contratação de energia, tornando impossível assumir compromissos de quantidade e preço de energia por 30 anos. As principais recomendações seriam:

1. Não adotar um modelo de mercado de energia puro – Tal configuração de mercado tende a não resolver o problema da segurança do abastecimento em razão da elevada taxa de crescimento da demanda, da volatilidade da mesma, pela ineficiência dos sinais de preço de mercado de curto prazo em um sistema predominante hidrelétrico para a expansão do sistema (risco excessivo para geradores), mesmo com os aprimoramentos propostos na seção 5.3. Além disso, um mercado puro de energia poderia ser abandonado pela opinião pública e formuladores de política na primeira situação de escassez, quando ocorreria súbita elevação dos preços e, eventualmente, cortes de carga.
2. Segregar os produtos garantia física e energia.
3. Leilões de Garantia Física. Compromissos de longo prazo (até 15 anos para novos geradores). Bem comum a ser pago por todos os consumidores. Demanda definida com parâmetros transparente e objetivos, oferta contratada pelo menor preço em leilões públicos. Os geradores terão que entregar a garantia física que venderam no leilão. Tende a resolver o problema de *Missing Money* dos mercados de energia elétrica reestruturados, ou seja, em conjunto com as receitas com venda de energia elétrica traz segurança de que os custos fixos serão recuperados ao longo da vida útil dos ativos. Faz com que sejam desnecessários contratos por disponibilidade nos leilões de energia nova e possibilita acabar com a figura dos leilões de energia de reserva.
4. Leilões de Compra de Energia – Compromisso de médio prazo. Produtos com prazos mais curtos do que o atualmente utilizado, como dois anos, por exemplo. Maior frequência dos leilões, a cada trimestre, por exemplo. Objetivo de trazer *hedge* para consumidores e supridores contra flutuações de preços nos mercados de curto prazo. Prazos mais curtos faz com que seja aprimorado o sinal de preço para os consumidores cativos, refletindo melhor a

---

<sup>148</sup> Ausubel e Cramtom (2010)

conjuntura do mercado de energia elétrica. Também traz maior segurança aos geradores acerca da oferta a ser comercializada. Permanece a obrigação de os consumidores contratarem 100% da demanda. Os leilões são obrigatórios para os consumidores regulados (representados pelas distribuidoras) e podem ser opcionais para os consumidores livres. Deixa de fazer sentido a segregação entre energia nova e velha. Trata-se somente de leilões para contratação de energia. Também pode ser desenvolvido um leilão secundário para ajuste de posições, assim como o MCSD atualmente utilizado no Brasil. Com maior flexibilidade na contratação, não haveria maiores problemas com a migração de consumidores para o mercado livre.

5. Mercado de Curto Prazo – Assumindo obrigações de garantia física e venda de energia, os agentes chegam ao mercado de curto prazo de maneira mais balanceada, o que limita o incentivo ao abuso de poder de mercado. Com incentivo a declarar seus verdadeiros custos marginais, os mercados de curto prazo se tornam mais eficientes. O mercado de curto prazo deve incorporar as recomendações da seção 5.3.

O modelo proposto busca trazer boas práticas internacionais e proporcionar um desenho de mercado com três mercados complementares: 1) mercado de garantia física para coordenar novos investimentos, precificar a segurança do abastecimento, resolver o problema de *missing money* e criar um *hedge* para a demanda em momentos de escassez, quando pode exercer a opção adquirida nos leilões; 2) o mercado de energia elétrica para precificar a energia no médio prazo e prover *hedge* para consumidores e supridores contra a volatilidade dos preços do mercado de curto prazo; 3) o mercado de curto prazo para despachar de forma eficiente os recursos de forma horária e precificar os desvios entre obrigações comerciais e operação em tempo real. O desenho conjunto busca minimizar risco para consumidores e supridores ao mesmo tempo em que provê sinais de preço adequados no longo, médio e curto prazo. Obviamente, é necessário maior detalhamento, simulações e discussões até que o modelo seja revisto, mas a proposta apresentada busca conciliar segurança do abastecimento e dos investimentos em expansão num contexto de maior participação do mercado livre a partir da experiência vivenciada em países com características similares ao brasileiro.

## 5.5 Credibilidade do Processo Regulatório

A introdução da regulação por incentivos nos segmentos caracterizados como monopólios naturais foi feita com bastante êxito pela ANEEL, com mecanismos de incentivo bem consolidados, discutidos com todos os agentes interessados por meio de audiências públicas. Há transparência e reprodutibilidade das metodologias aprovadas e, embora haja aperfeiçoamentos constantes, os conceitos estão bem sedimentados.

No entanto, a introdução do mercado de dia seguinte e de tempo real muda o paradigma da atividade da Agência que passa a ter a responsabilidade de fazer o mercado de eletricidade funcionar com competição efetiva. Ganha representatividade o papel do regulador em definir protocolos de monitoramento e mitigação de abuso de poder de mercado, de fornecer informação

completa para que os agentes do mercado possam tomar decisões eficientes e de punir agentes que se comportem de maneira não competitiva. Os tempos também são distintos e, a partir da introdução da lógica de mercados, o regulador precisa atuar de forma precisa e rápida porque o dano potencial ao consumidor é bastante maior.

Uma das principais competências do regulador passa a ser a transparência e a redução da assimetria de informação entre os agentes do mercado. Deve exigir que toda a informação submetida ao coordenador do mercado de curto prazo, bem como a informação produzida por esta instituição se torne pública. Informação sobre os lances de cada gerador e comercializador no leilão de dia seguinte e de tempo real, assim como a geração efetiva de cada usina e a declaração de indisponibilidade de cada gerador em cada ponto da rede, são todas informações de interesse público. Também é fundamental que seja comparada e publicada a capacidade de transmissão prevista para o dia seguinte e a efetivamente disponibilizada, bem como os fluxos passantes nas linhas de transmissão, previsto e realizado.

A disponibilização da informação deve ser feita o mais rápido possível e traz uma série de benefícios, como: 1) melhor tomada de decisões pelos agentes do mercado; 2) aumenta a credibilidade e legitimidade do processo regulatório; 3) permite reprodutibilidade dos resultados do mercado; 4) possibilita o monitoramento e contestabilidade a todas as partes envolvidas; 5) reduz barreiras à entrada de novos agentes; 6) auxilia o processo de contratação da expansão da transmissão.

Com relação ao abuso de poder de mercado, a primeira questão diz respeito ao monitoramento dos resultados do mercado. A alocação da competência de monitorar no órgão regulador também responde a críticas comumente feitas ao processo de reestruturação. Para que haja credibilidade do processo, é fundamental que os agentes percebam que o processo de monitoramento não é coordenado pelo operador do sistema, pelo operador do mercado ou esteja sujeito à interferência política. Um regulador preparado e independente seria a resposta para esse tipo de questionamento.

À exemplo do que ocorre nos principais mercados americanos, o regulador deve exigir que o operador do sistema/mercado mantenha equipes exclusivas para monitoramento do mercado e compilem e reportem indicadores padronizados do desempenho do mercado que possam ser comparados com outros mercados e ao longo do tempo. Os indicadores devem ser desenhados para fornecer ao regulador a informação necessária para que sejam detectadas falhas de mercado antes que haja dano significativo à eficiência do mercado.

O segundo ponto diz respeito às ações a serem tomadas a partir do processo de monitoramento. Ainda que seja impossível prever todas as potenciais formas de abuso de poder de mercado, devem haver protocolos previamente aprovados pelo regulador que definam ações a serem tomadas a partir dos indicadores mensurados no processo de monitoramento de modo que ficasse claro e transparente para todos os agentes as razões e os momentos em que seria necessária uma intervenção do regulador. A previsibilidade é indispensável para a competição no mercado e os investimentos em expansão.

Por fim, também caberia ao regulador a competência de definir penalidades aos agentes do mercado. Qualquer mecanismo de penalização imposto pelo regulador deve por objetivo fazer com que o valor esperado das multas seja maior do que o valor esperado do benefício decorrente das violações. Essa segunda restrição implica que a estratégia maximizadora de lucro da firma será o *compliance* com as regras do mercado.

Fundamentalmente para as competências relativas ao comportamento do mercado, como: transparência dos resultados dos mercados de curto prazo; monitoramento; ações corretivas em caso de abuso de poder de mercado e penalidades, são questões para as quais a agência reguladora brasileira ainda carece de desenvolver habilidades específicas. Vale lembrar que se parte do pressuposto que serão incorporados os mercados de curto prazo baseado em lances, o que seria uma grande inovação para o modelo de comercialização adotado no Brasil. Uma forma de trazer padrões internacionais e de elevar a credibilidade e a expertise da agência reguladora seria estabelecer um comitê consultivo independente por um período, por exemplo, de cinco anos. Esse comitê seria composto por três ou quatro experts internacionais em desenho de mercados de eletricidade, monitoramento e regulação. O funcionamento do comitê seria temporário e utilizado para capacitar o regulador a partir de experiências de outros mercados.

O comitê independente elevaria a credibilidade e efetividade do processo regulatório. Primeiramente, diminuindo o questionamento do governo ou dos agentes, por meio de processos judiciais, dado que o regulador tomaria suas decisões a partir de opiniões desse comitê, devidamente fundamentadas em análises e precedentes internacionais. Depois, o comitê deve apontar falhas no desenho de mercado. Esta competência auxiliaria o regulador a identificar falhas e corrigi-las tempestivamente, antes que haja dano relevante ao mercado. Com o apoio do comitê haveria menor margem para pressão política sobre o regulador. Além disso, haveria transferência de conhecimento em monitoramento de mercado e ações regulatórias a partir de padrões internacionais. Como o comitê não teria competência para tomar decisões, seria um fórum neutro para avaliar e propor soluções para questões controversas entre os agentes.

As principais atribuições do comitê seriam: 1) definir as informações e os prazos para que as informações do mercado se tornem públicas; 2) propor indicadores para o monitoramento do desempenho do mercado e identificação de poder de mercado; 3) propor protocolos de ações do regulador a partir dos indicadores propostos; 4) avaliar e publicar relatórios relativos ao desempenho do mercado; 5) propor aprimoramentos nas regras de mercado e na forma de limitar abuso de poder de mercado.

## **5.6 Transição do modelo atual para o novo modelo**

Em todos os processos de reestruturação há pontos a serem aperfeiçoados e falhas a serem corrigidas. O monitoramento do mercado identificará potenciais aprimoramentos ao desenho do mercado e à limitação do abuso de poder de mercado. A experiência vivenciada em outros países mostra avanços a serem incorporados na estrutura regulatória. Além disso, deve haver clareza da diferença entre preço e custo da energia elétrica, ou seja, o preço da energia deve subir em anos de

hidrologia adversa para sinalizar que há restrição da oferta de energia elétrica no mercado. É exatamente esse o resultado esperado de um mercado competitivo.

Num contexto em que todos os agentes do setor elétrico (geradores, transmissores, distribuidores, comercializadores e consumidores), os financiadores dos projetos de expansão, os agentes institucionais do setor elétrico (ANEEL, CCEE, ONS, EPE, MME) participam da discussão pública a ser travada no Congresso Nacional para a revisão do modelo, certamente haverá maior suporte político para o processo de reestruturação, além de clareza para os impactos decorrentes de sua implementação.

Suporte político é fundamental para que os aprimoramentos se deem respeitando a orientação do processo de reestruturação. Com esse quadro, é mais provável que as regras sejam ajustadas e adaptadas a partir da identificação dos problemas e de forma consistente com a fundamentação original do processo de reestruturação, de se basear em mercados competitivos. Com esse quadro político também aumenta a probabilidade de as regras não serem ajustadas a cada episódio de elevação dos preços do mercado, trazendo instabilidade regulatória. Importante que os formuladores de políticas públicas tenham clareza de que não há mercados perfeitos e que as intervenções casuísticas normalmente trazem mais danos do que benefícios.

Além do suporte político, outra questão fundamental diz respeito ao processo de transição entre o modelo atual e o modelo proposto. Conforme demonstrado, por um lado, o potencial de crescimento do mercado livre é muito grande em razão da flexibilização dos parâmetros para que um consumidor possa se tornar livre. Por outro, também foi demonstrado que as distribuidoras atualmente têm contratos de longo prazo com praticamente nenhuma flexibilidade para desconstrução. A maior parte da compra de energia das distribuidoras são cotas alocadas por meio de Lei e contratos firmados nos leilões de energia nova, por prazos de até 30 anos. Os contratos foram legitimamente celebrados e não há previsão legal ou contratual para rescindi-los ou reduzi-los. Simplesmente alocar o sobrecusto decorrente das migrações aos consumidores que não migrarem não é uma solução para o problema. Onerar aqueles que já haviam tomado a decisão de se tornar livres também não parece razoável. Deve ser construída, portanto, uma transição robusta que resolva a solução de compromisso entre a liberdade de migração e a limitação de impactos para os consumidores que não migrarem e para aqueles tomaram a decisão de migrar antes do processo de reestruturação.

## 6. Conclusões

A dissertação busca contribuir com a relevante e atual discussão a respeito do modelo de comercialização do setor elétrico brasileiro. A estrutura de análise utilizada foi apresentar, primeiramente, as razões que levaram ao processo de reestruturação dos setores elétricos mundiais a partir da década de 1990. Em seguida, foram discutidas as principais lições apreendidas a partir destes processos de reestruturação, com o objetivo de apontar caminhos exitosos e erros a serem evitados. Depois, foram apresentadas as principais características do setor elétrico brasileiro, as duas principais reformas ocorridas na década de 1990 e 2000, com foco do modelo de comercialização atualmente adotado no país. Por fim, a partir da análise crítica da bibliografia estudada são propostos aprimoramentos ao modelo do setor elétrico brasileiro que têm potencial de torná-lo mais eficiente, com melhor sinalização de preços e aprimoramento alocação de riscos entre os agentes, em benefício dos consumidores.

Embora tenha sido muito exitoso em garantir investimentos em expansão, há aperfeiçoamentos ao modelo atualmente adotado no Brasil no que se refere a ganhos de eficiência. As sugestões são baseadas nas melhores práticas adotadas em mercados de eletricidade, em discussões acadêmicas sobre a matéria e foram avaliadas e adaptadas para a realidade brasileira. Ao introduzir elementos que tornem o mercado de eletricidade mais eficiente, os preços sinalizariam melhor para investimentos em expansão e comportamento da demanda. Sem dúvida, no entanto, todas as ideias devem ser testadas, submetidas à discussão pública e os impactos devidamente simulados.

As recomendações feitas devem ser amplamente discutidas com todos os segmentos do setor elétrico, agentes institucionais, formuladores de políticas públicas, financiadores e demais agentes relevantes para que haja clareza e suporte político ao processo de reestruturação. O suporte político é imprescindível para que não haja insegurança jurídica, com mudanças de orientação a cada elevação de preços de mercado. Com um cenário em que há convergência de todos os agentes com o processo de reestruturação, é mais provável que os futuros aperfeiçoamentos sejam feitos com o intuito de melhorar o funcionamento do mercado de energia elétrica, ao invés de substituí-lo por um processo intervencionista. Nas discussões também deve ser definido o processo de transição, que respeite as posições assumidas pelos agentes com o modelo de comercialização atualmente vigente.

Outra ressalva importante é que as recomendações feitas devem fazer parte de um processo completo de reestruturação. Implementar somente parte das sugestões pode levar a falhas de mercado relevantes, como abuso de poder de mercado. Feitas as considerações, a tabela a seguir sintetiza as principais recomendações da dissertação, cuja fundamentação e potenciais ganhos são apresentados no Capítulo 5.



**Tabela 6.1 – Recomendações de aperfeiçoamentos**

| Item  | Atual   | Recomendação   |
|---|---|--|
| Consumidor Livre                              | Compra de qualquer fonte; demanda mínima de 3 MW; tensão maior ou igual a 69 kV para consumidores atendidos até 8/7/1995 e 2,3 kV desde então.  | Qualquer consumidor atendido em tensão maior ou igual a 2,3 kV   |
| Consumidor Especial                           | Compra de fonte incentivada, demanda mínima de 0,5 MW e tensão maior ou igual a 2,3 kV  | Deixa de Existir   |
| Reestruturação Vertical (Desverticalização)   | Uma mesma empresa pode prestar os serviços de Geração e Transmissão. O mesmo grupo econômico pode ter empresas prestando serviço de geração, comercialização, transmissão e distribuição. | Proibição legal de um mesmo grupo econômico atuar, simultaneamente, nos segmentos competitivos (geração e comercialização) e nos segmentos regulados (transmissão e distribuição). Não é necessário que um mesmo grupo deixe de atuar tanto em transmissão quando em distribuição, porém deve fazê-lo por meio de empresas distintas (como já é feito no Brasil).  |
| Reestruturação Horizontal (Diversificação)    | Expansão da geração foi feita por grandes empresas estatais sob a lógica de desenvolvimento regional.   | Necessidade de reduzir participação de mercado dos maiores grupos econômicos no segmento de geração. A diversificação pode ser combinada com o processo de desverticalização. Futuras fusões e aquisições devem ser aprovadas pelo regulador. O processo de renovação das concessões também pode ser direcionado para contribuir com a diversificação dos agentes. |
| Mercado de Curto Prazo                        | Não há um mercado propriamente dito. As diferenças entre posições contratuais e medições físicas são valoradas ao PLD.  | Introdução de um mercado de dia seguinte e tempo real para energia elétrica e serviços ancilares.  |
| Mercado de Curto Prazo (dimensão temporal)    | Preços definidos por semana e três patamares de carga por dia.  | Preços definidos para cada hora do dia seguinte.   |
| Mercado de Curto Prazo (dimensão espacial)    | Preços definidos por submercado   | Preços definidos por submercado.   |
| Mercado de Curto Prazo (definição dos preços) | Modelos computacionais de otimização  | Lances de oferta e demanda.  |
| Operador do mercado e do sistema              | Instituições distintas: CCEE e ONS  | Mesma instituição  |

| Item   | Atual   | Recomendação  |
|--|---|---|
| Contratação de energia elétrica              | Energia e Garantia Física contratadas em conjunto. ACR como principal responsável da expansão.  | Segregação de Energia e Garantia Física. ACR deixa de ser o indutor da expansão.  |
| Garantia Física (segurança do abastecimento) | Leilões de energia nova com contratos de até 30 anos. Contratos por disponibilidade de térmicas alocados no ACR. Leilões de energia de reserva com critérios pouco transparentes.   | Leilões de Garantia Física (similares aos mercados de capacidade). Demanda definida com critérios objetivos e transparentes. Preços definidos em leilões. Até 15 anos de compromisso para novos empreendimentos. Realizados com antecedência suficiente para viabilizar novos projetos de geração. Custo pago por todos os consumidores como encargo.   |
| Mercado de Energia (médio prazo)             | Leilões segregados de energia nova (longo prazo) e energia velha (médio prazo). Somente as distribuidoras do ACR participam.  | Com a solução da garantia física, não há necessidade de contratos de longo prazo de energia. Energia nova e velha no mesmo leilão com prazos de, por exemplo, dois anos. Leilões trimestrais. Consumidores Livres e Comercializadores podem participar dos leilões.   |
| Participação da demanda no Mercado Livre     | Respondem à elevação de preços no mercado de curto prazo porque podem liquidar sobras contratuais, têm contratos vinculados ao PLD, além de a necessidade de recontração ser mais frequente do que o mercado regulado. Preços definidos para cada semana e patamar de carga limitam os ganhos decorrentes do ajuste da demanda. | Os mecanismos usuais de reação da demanda são potencializados pelo crescimento do mercado livre. Além disso, a demanda passa a dar lances de preços e quantidades nos mercados de curto prazo de energia e nos mercados de longo prazo de capacidade (ou garantia física). Por fim, preços definidos para cada hora do dia seguinte dão sinais econômicos mais precisos, trazendo maior possibilidade de ganhos em razão da modulação da carga e a reação da demanda. |
| Participação da demanda no Mercado Regulado  | Contratos de energia de longa duração, como 30 anos, criam grande inércia entre os preços do mercado de curto prazo e a tarifa final ao consumidor. Reajustes tarifários anuais. Bandeiras Tarifárias trazem grande melhoria da sinalização de preços para o consumidor cativo  | Com a separação entre lastro e energia, os contratos de compra de energia passam a ter prazos mais curtos e a refletir melhor a conjuntura do mercado de curto prazo. As tarifas devem ser dinâmicas refletindo o preço da energia no momento em que o consumidor está consumindo (trata-se de aplicar o conceito das bandeiras tarifária a outros componentes de custos não relacionados à atividade de  |

| Item                 | Atual  | Recomendação   |
|----------------------|--|--|
|                      |  | distribuição). Por fim, em situações críticas de suprimento, os consumidores cativos devem ser expostos a incentivos análogos aos consumidores livres, potencializando a reação da demanda neste segmento e revelando preferências individuais de maneira mais eficiente do que um processo de racionamento. |
| Processo Regulatório | Pouca preocupação com a competição do mercado de eletricidade. | Mudança de paradigma. Transparências das informações do mercado. Monitoramento de seus resultados. Ações para limitação do abuso de poder de mercado e imposição de penalidades aos agentes. Contratação de comitê consultivo independente poderia aumentar a credibilidade do processo regulatório.         |

O modelo proposto busca trazer boas práticas internacionais e proporcionar um desenho para o setor elétrico com três mercados complementares: 1) mercado de garantia física para coordenar novos investimentos, precificar a segurança do abastecimento, resolver o problema de *missing money* e criar um *hedge* para a demanda em momentos de escassez, quando pode exercer a opção adquirida nos leilões; 2) o mercado de energia elétrica para precificar a energia no médio prazo e prover *hedge* para consumidores e supridores contra a volatilidade dos preços do mercado de curto prazo; 3) o mercado de curto prazo para despachar de forma eficiente os recursos de forma horária, melhorar a valoração do custo de oportunidade da água, criar mais ferramentas de gerenciamento de risco aos geradores e precificar os desvios entre obrigações comerciais e operação em tempo real. O desenho conjunto busca minimizar risco para consumidores e supridores ao mesmo tempo em que provê sinais de preço adequados no longo, médio e curto prazo. A proposta apresentada busca conciliar segurança do abastecimento e dos investimentos em expansão num contexto de maior participação do mercado livre, a partir da experiência vivenciada em países, devidamente adaptada para as particularidades do setor elétrico brasileiro.

## 7. Referências Bibliográficas

ADIB, Parviz e ZARNIKAU, Jay. (2006). **Texas: The Most Robust Competitive Market in North America**. Electricity Market Reform, an International Perspective. ISBN-13: 978-0-08045-030-8.

ADIB, Parviz, ZARNIKAU, Jay e BALDICK, Ross. (2013). **Texas Electricity Market: Getting Better**. Evolution of Global Electricity Markets - New Paradigms, New Challenges, New Approaches.

AMUNDSEN, Erik S., BERGMAN, Lars e VON DER FEHR, Nils-Henrik M. (2006) **The Nordic Electricity Market: Robust by Design?**. Electricity Market Reform, an International Perspective. ISBN-13: 978-0-08045-030-8.

AMUNDSEN, Erik. S. e BERGMAN, Lars. 2005. **Why has the Nordic Electricity Market Worked so Well**. Department of Economics. Univesity of Bergen. 2005.

AUSUBEL, Lawrence e CRAMTON, Peter. 2010. **Using forward markets to improve electricity market design**.

BARROSO, Luiz Augusto, CAVALCANTI, Teófilo H., GIESBERTZ, Paul, PURCHALA, Konrad (2005), **Classification of Electricity Market Models Worldwide**. Paper 102 on behalf of CIGRE Task Force C5.2.1.

BARROSO, Luiz Augusto, FLACH, Bruno, BEZERRA, Bernardo (2012), **Mecanismos de Mercado para Viabilizar a Suficiência e Eficiência na Expansão da Oferta e Garantir o Suprimento de Eletricidade na Segunda “Onda” de Reformas nos Mercados Elétricos da América Latina**, Capítulo 6 do livro Mercados e Regulação de Energia Elétrica. ISBN: 978-85-7193-279-1.

BORENSTEIN, Severin. (2002). **The Trouble With Electricity Markets: Understanding California’s Restructuring Disaster**.

BORENSTEIN, Severin, BUSHNELL, James e WOLAK, Frank. (2001). **Diagnosing Market Power in California’s Deregulated Wholesale Electricity Market**. POWER Working Paper PWP-064, University of California Energy Institute, revised December.

BORENSTEIN, Severin e BUSHNELL, James. (2014). **The U.S Electricity Industry after 20 Years of Restructuring**.

BOWRING, Joseph. **The PJM Market**. Electricity Market Reform, an International Perspective. ISBN-13: 978-0-08045-030-8.

CALABRIA, Felipe Alves (2015). **Enhancing Flexibility and Ensuring Efficiency and Security: Improving the Electricity Market in Brazil Using a Virtual Reservoir Model**.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE (2014), **Regras de Comercialização, Mecanismo de Realocação de Energia**, Versão 2014.0.0.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE (2015), **Mercado de Energia: O futuro dos ambientes de contratação livre e regulado**. Apresentação realizada no Brazil Energy Frontiers 2015, promovido pelo Instituto Ascende Brasil.

CHIPP, Hermes (2012), **Estrutura da Operação do Sistema Interligado Nacional**, Capítulo 13 do livro Mercados e Regulação de Energia Elétrica. ISBN: 978-85-7193-279-1.

CRAMTON, Peter (2007), **Colombia's Forward Energy Market**. This paper was funded by Colombia's Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

CRAMTON, Peter e STOFT, Steve (2006), **The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity**, manuscript, April, 25, 2006.

CRAMTON, Peter e STOFT, Steve (2007), **Colombia Firm Energy Market**. Paper funded by Colombia's Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

CRAMTON, Peter, OCKENFELS Axel e STOFT, Steve (2013), **Capacity Market Fundamentals**.

DEFEUILLEY, Christophe (2008). **Retail competition in electricity markets**.

DEPARTAMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE. (2014). **Implementing Electricity Market Reform (EMR)**. Finalised Policy Positions for Implementation of EMR. June 2014.

GREEN, Richard (1999). **Draining the Pool: The Reform of Electricity Trading in England and Wales**. Department of Applied Economics, University of Cambridge.

GREEN, Richard (2008). **Electricity Wholesale Markets: Designs Now and in a Low-carbon Future**, ENERGY JOURNAL, Pages: 95-124, ISSN: 0195-6574.

GREEN, Richard e NEWBERY, David .M. (1992). **Competition in the British Electricity Spot Market**, *Journal of Political Economy*, 100(5), October, 929-53.

HOGAN, William W. (1993). **A Competitive Electricity Market Model**. Center for Business and Government, John F. Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge, Massachusetts.

HILDEBRANT, Eric. 2001. **Further Analysis of the Exercise and Cost Impacts of Market Power in California's Wholesale Electricity Market**. Report from the California Independent System Operator's Department of Market Analysis, March.

INSTITUTO ASCENDE BRASIL. 2015. **Transmissão: O Elo Integrador**. White Paper n. 15. Setembro de 2015.

JOSKOW, Paul L. e SCHMALENSEE, Richard L. (1983). **Markets for Power: An analysis of Electric Utility Deregulation**. MIT Press. ISBN-13:978-026600187.

JOSKOW, Paul L. (2002). **California's Electricity Crisis**. Oxford Review of Economic Policy, Vol. 17, No. 3.

JOSKOW, Paul L. (2003). **The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the US**. MIT.

JOSKOW, Paul L. (2006). **Introduction to Electricity Sector Liberalization: Lessons Learned from Cross-Country Studies**. Electricity Market Reform, an International Perspective. ISBN-13: 978-0-08045-030-8.

JOSKOW, Paul L. (2006a). **Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity**.

JOSKOW, Paul L. (2006b). **Markets for Power in United States**.

JOSKOW, Paul L. (2008). **Lessons Learned from Electricity Market Liberalization**. *The Energy Journal*, Special Issue. The Future of Electricity: Papers in Honor of David Newbery.

JOSKOW, Paul L. e KAHN, Edward. (2001). **A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000**." National Bureau of Economic Research Working Paper #8157, March.

KEAY, Malcolm, RHYS, John, ROBINSON, David (2013). **Electricity Market Reform in Britain: Central Planning Versus Free Markets** . Evolution of Global Electricity Markets - New Paradigms, New Challenges, New Approaches.

MORAN, Alan e SOOD, Rajat (2013). **Evolution of Australia's National Electricity Market**. Evolution of Global Electricity Markets - New Paradigms, New Challenges, New Approaches.

NEWBERY, David M. (1997). **Privatisation and Liberalisation of Network Utilities**. European Economic Review *41* (1997) 000-000.

NEWBERY, David M. (2003). **Privatisation and Liberalisation of Network Utilities**. Presidential Address.

NEWBERY, David M. (2005). **Electricity liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design**.

NEWBERY, David M. (2005a). **Market design**. Paper presented at the Conference "Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables" on Friday, 9 September 2005 in Brussels.

NEWBERY, David M. (2006). **Electricity Liberalization in Britain and the Evolution of Market Design**. Electricity Market Reform, an International Perspective. ISBN-13: 978-0-08045-030-8.

NEWBERY, David M., ROQUES, Fabien, NUTTAL, William (2005). **Investment Incentives and Electricity Market Design: the British Experience.**

NORDEN (2015). **Capacity Adequacy in the Nordic Electricity Market.**

OFGEM. (2015). **Retail Energy Markets in 2015.**

PERCEBOIS, Jacques (2013). **The French Paradox: Competition, Nuclear Rent and Price Regulation.** Evolution of Global Electricity Markets - New Paradigms, New Challenges, New Approaches.

PSR (2016) – **Energy Report, Edição n.109.** Janeiro de 2016.

PULLER, Steve L. 2001. **Pricing and Firm Conduct in California's Deregulated Electricity Market.** POWER Working Paper PWP-080, University of California Energy Institute, January.  
SIOHANSI, Fereidoon P. e PFAFFENBERGER, Wolfgang (2006). **Why Restructure Electricity Markets?** Electricity Market Reform, an International Perspective. ISBN-13: 978-0-08045-030-8.

ROSA, Luiz Pinguelli, SILVA, Neilton Fidelis, PEREIRA, Marcio Giannini e LOSEKANN, Luiano Dias. **The Evolution of Brazilian Electricity Market.** Evolution of Global Electricity Markets - New Paradigms, New Challenges, New Approaches.

SHEFFRIN, Anjali. 2001. **Empirical Evidence of Strategic Bidding in California ISO Real Time Market.** Report from the California Independent System Operator's Department of Market Analysis, March.

SILVEIRA, Maria Alzira Noli, DAVID, Pedro Américo Moretz-Sohn, ARAÚJO, Edna Maria de Almeida. (2012). **Estrutura do Planejamento e Expansão da Geração e da Transmissão no Brasil,** Capítulo 11 do livro Mercados e Regulação de Energia Elétrica. ISBN: 978-85-7193-279-1.

SIOHANSI, Fereidoon P. 2008. **Electricity Market Reform – Progress and Remaining Challenges,**

SPEES, Kathleen; SAMUEL, NEWELL e PFEIFENBERGER, Johannes (2013) **Capacity Markets – Lessons Learned from the First Decade.** *Economics of Energy. Environmental Policy,* Vol. 2, No. 2.

TOLMASQUIM, Mauricio T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro.** ISBN 978-85-61325-59-6.

TORRITI, Jacopo, HASSAN, Mohamed, LEACH, Mathew. 2010. **Demand Response experience in Europe: policies, programmes and implementation.** Centre for Environmental Strategy, University of Surrey, Guildford, GU2 7XH, United Kingdom.

WOLAK, Frank A. (2003). **Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin American Countries.** Prepared for First Meeting of the Latin American Forum. Paris: 7-8 April, 2003.

WOLAK, Frank A. (2005). **Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring.**

WOLAK, Frank A. (2008). **Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian Wholesale Electricity Market: Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).**

WOLAK, Frank A. (2013). **Economic and Political Constraints on the Demand-Side of Electricity Industry Re-structuring Processes.** Review of Economics and Institutions. ISSN 2038-1379 DOI 10.5202/rei.v4i1.101. Vol. 4 – No. 1, Winter 2013 – Article 1.

WOLAK, Frank A. (2015). **International Experience with Electricity Market Design: Lessons for Brazil.** The Electricity Sector & New Global Frontiers. Apresentação realizada nos dias 19 e 20 de Agosto de 2015, no Brazil Energy Frontiers 2015, coordenado pelo Instituto Ascende Brasil.

WOLAK, Frank A., NORDHAUS, Robert e SHAPIRO, Carl. 2000. **An Analysis of the June 2000 Price Spikes in the California ISO's Energy and Ancillary Services Markets.** Report of the California Independent System Operator's Market Surveillance Committee, September.

WOO, Chi-Keung, LLOYD, Debra, TISHLER Asher. 2003. **Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California.** Energy Policy 31 (2003) 1103-1115. 2003.

WOO, Chi-Keung. **What went wrong in California's electricity market?** Energy 26 (2001) 747-758.