



**Texto de Discussão do Setor Elétrico**

**TDSE nº 62**

**A Formação do preço da  
energia elétrica: Experiências internacionais e  
o modelo brasileiro**

Nivalde de Castro

Roberto Brandão

Nelson Hubner

Guilherme Dantas

Rubens Rosental

**Novembro de 2014**

# Sumário

1. Introdução .....	3
2. Fundamentos econômicos dos mercados de energia.....	7
3. Liberalização dos mercados de energia nos mercados avançados .....	12
3.1. Evolução dos mercados de energia elétrica: O caso União Europeia.....	14
3.2. O crescimento das fontes renováveis na Europa e seu impacto no preço de mercado .....	18
3.3. A reforma do mercado atacadista britânico.....	34
4. O Mercado de energia brasileiro.....	40
4.1. PLD e o custo médio da energia .....	42
4.2. A Reforma de 2004.....	52
4.3. A expansão da geração depende do mercado regulado .....	58
4.4. O PLD e o balanço das diferenças .....	62
5. Conclusão .....	64
6. Bibliografia .....	67

# A Formação do preço da energia elétrica no Brasil: Experiências internacionais e o modelo brasileiro<sup>1</sup>

*Nivalde de Castro*

*Roberto Brandão*

*Nelson Hubner*

*Guilherme Dantas*

*Rubens Rosental*

## 1. Introdução

Os altos preços da energia elétrica observados no mercado brasileiro de curto prazo durante o ano de 2014, provocados pelo agravamento de uma hidrologia desfavorável iniciada em outubro de 2012, determinaram custos muito elevados para os consumidores de energia elétrica e provocaram um *stress* financeiro severo para empresas de distribuição, de geração (térmica e hídrica) e para consumidores livres. O fato de o preço de curto prazo da energia (Preço de Liquidação de Diferenças – PLD) ter permanecido durante todo o ano de 2014 em valores bem superiores ao custo médio de produção da energia suscitou fortes questionamentos quanto à qualidade da metodologia adotada na formação dos preços deste insumo estratégico no Brasil. Diferentemente do que ocorre na maioria dos países, não existe no Brasil propriamente

---

<sup>1</sup> O presente estudo resulta de um grande esforço analítico vinculado diretamente ao P&D Aneel-CPFL **A Energia na cidade do futuro**, desenvolvido pelo Gesel e pela Roland Berger. O desenvolvimento analítico aqui presente teve como base estudos desenvolvidos pela equipe de pesquisadores do Gesel, destacando-se: Castro, N.J.; Brandão, R. e Dantas, G. *O Risco financeiro de um período seco prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. GESEL-IE-UFRJ. Rio de Janeiro, abril de 2010. (TDSE n.º 17) e Castro, N.J.; Brandão, R. e Dantas, G. e Marcus, S. *Market design for electrical systems where renewables are a growing presence*. Gesel-IE-UFRJ. Rio de Janeiro, May 2011. (TDSE n.º 31). O presente estudo foi completado com base em informações disponíveis até o dia 24 de novembro de 2014

um mercado de energia. Isto porque o despacho de todas as usinas do SIN - Sistema Interligado Nacional - é realizado de forma centralizada e determinado unicamente pelo Operador do Sistema (ONS) a partir de critérios de eficiência técnica e dos custos de produção declarados por cada usina geradora de energia elétrica. O Operador busca assim otimizar o complexo e dinâmico sistema elétrico do ponto de vista técnico e econômico. As usinas geradoras (e as linhas de transmissão) não têm nenhuma participação direta na decisão de acionar ou parar o funcionamento de sua unidade produtiva. Elas precisam estar disponíveis e aptas a entrarem (ou saírem) de funcionamento, segundo critérios e decisões do ONS. Da mesma forma que no Brasil não há mercado de energia no sentido estrito e clássico, também não há *stricto sensu* um preço de mercado para a energia de curto prazo. O que há é apenas um preço, o PLD, calculado semanalmente com o mesmo software utilizado pelo ONS no planejamento da operação, que tem como função primária valorar as diferenças entre a energia contratada pelos agentes e a energia efetivamente medida, ou seja, consumida ou gerada. Além de valorar as diferenças entre a energia que foi contratada e a que foi produzida ou consumida, o PLD também é o *custo de oportunidade* da energia no curto prazo:

- i. Para os geradores, que podem vender energia ao PLD caso ela não esteja comprometida em contratos; e
- ii. Para os consumidores, que podem comprar ou vender ao PLD a diferença entre os contratos e os consumos efetivos a energia.

Neste sentido, merece ser perguntado se esse preço - PLD - estabelecido por uma metodologia definida regulatoriamente oferece e determina uma sinalização econômica adequada para os agentes. Caso de resposta seja negativa, é preciso perguntar ainda quais seriam as alternativas para aperfeiçoá-lo. Procura-se demonstrar ao longo do presente estudo que o PLD, da forma como ele é definido à época da redação deste texto, não dá sinalização econômica correta para a tomada de decisões dos agentes. Além disso, em situações de seca prolongada, como a que o SEB - Setor Elétrico Brasileiro - passa desde outubro de 2012, o PLD tende a atingir e estacionar por muitos

meses em valores extremos, sem nenhuma aderência ao custo médio da energia. Este fato contribui para exacerbar o risco financeiro na comercialização de energia, trazendo como contrapartida apenas benefícios bastante limitados na forma de sinalização para a restrição de consumo por parte dos consumidores livres com maior volume de contratação de energia, em especial os eletro intensivos. Se por um lado o consumo de energia elétrica destes segmentos produtivos é reduzido para se beneficiarem de ganhos extras com a liquidação dos excedentes ao PLD elevado, por outro lado ocorre uma redução do PIB e possivelmente aumento da importação destes bens intermediários.

A sinalização econômica deficiente do PLD deve ser atribuída à estrutura de custos do parque gerador brasileiro e não devido a alguma imperfeição nos programas computacionais usados no planejamento da operação e no próprio cálculo do PLD. Em um sistema elétrico com forte participação de fontes renováveis, conforme verificado no caso brasileiro, a oferta de energia no curto prazo não depende dos custos de produção, como ocorre em mercados tradicionais dominados por geradores térmicos. No Brasil ocorre algo radicalmente distinto, pois a oferta, ou pelo menos boa parte dela, tem um *motu proprio* que não é de natureza econômica. O clima, mais especificamente a hidrologia, a ENA (Energia Natural Afluyente), é o principal determinante tanto da oferta quanto dos preços de energia no curto prazo. E o clima não tem nenhuma relação com custos de produção<sup>2</sup>. Assim, mesmo que existisse no Brasil um mercado de energia com

---

<sup>2</sup> A geração hídrica (e também na geração eólica, solar e cogeração) tem apenas custos fixos em contraste com a geração térmica tradicional que tem custos fixos e variáveis. Um gerador térmico só produz energia se o preço auferido no mercado pelo menos igualar os custos variáveis incorridos na geração. Já no caso de um gerador hídrico sem reservatório, eólico ou solar haverá produção sempre que houver energia primária disponível: quando chover, ventar ou fizer sol. O custo de produção não é um parâmetro na decisão porque não existem custos variáveis – mais vale produzir um MWh e vendê-lo a qualquer preço, não importa o quão baixo, do que deixar de gerar e abrir mão da receita em definitivo. Um gerador hídrico com reservatório tem um comportamento um pouco mais complexo. Como ele tem as opções de guardar água ou utilizar água estocada ele, em regime de mercado, acabará definindo a oferta de forma a maximizar a receita esperada. A decisão de usar ou não a água no momento depende não só dos preços da energia no presente, mas também da expectativa preços e afluências futuros. De todo modo, o custo de produção da energia não é levado em conta na definição da oferta de um gerador hídrico com reservatório, ao contrário do que acontece com geradores térmicos tradicionais.

preço formado de maneira competitiva, a partir de ofertas dos agentes, seria de se esperar, dada a estrutura de custos da geração de fontes renováveis, que este preço de mercado também fosse disfuncional. O preço daria sinalizações econômicas distorcidas para os agentes em função do peso que uma variável independente e imprevisível – a hidrologia – tem sobre oferta de energia, problema este que vem sendo agravado pela diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios em função das restrições ambientais e naturais para a construção de usinas hidroelétricas com reservatórios.<sup>3</sup>

Para sustentar e buscar comprovar estes argumentos, o estudo está estruturado em quatro partes, além desta introdução. Na segunda parte é desenvolvida uma análise de caráter conceitual sobre os fundamentos econômicos dos mercados de energia. A terceira parte tem como foco analítico o exame de mercados de energia de países da União Europeia selecionados. Uma das principais e mais relevantes questões que se colocam para a evolução dos mercados europeus é a de como lidar com a alteração na dinâmica de formação de preços provocada pelo aumento da participação de renováveis no *mix* de geração da matriz elétrica. A reforma do mercado elétrico britânico é ilustrativa a este respeito. Com o grande crescimento previsto das fontes renováveis, eólica *offshore* sobretudo, o poder dos preços do mercado de energia de sinalização para decisões dos agentes se enfraquece, obrigando a criação de mecanismos alternativos – com notável e direta interferência do governo – para garantir a expansão equilibrada do sistema. Finalmente, na quarta parte é examinado o modelo de comercialização de energia no atacado em vigor no Brasil desde 2004, com especial ênfase para o papel e a funcionalidade do PLD. Ao fim, são apresentadas as principais conclusões que, ao nível mais geral, permitem indicar que a atual metodologia de cálculo do PLD, desprovida de uma relação mais estrita com o custo médio de produção, precisa ser revisitada em

---

<sup>3</sup> Sobre esta questão sugere-se a leitura do estudo de Castro, N.J.; Brandão, R. e Dantas, G. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hidroelétrico do Brasil*. GESEL-IE-UFRJ. Rio de Janeiro, junho de 2010. (TDSE n.º 15)

razão dos efeitos sobre o equilíbrio econômico e financeiro da maioria dos agentes nos segmentos de geração, distribuição e consumidores livres que estejam descontratados.

## **2. Fundamentos econômicos dos mercados de energia**

A maioria dos primeiros mercados de energia que se formaram no processo de liberalização iniciado na década de 1980 surgiu em sistemas elétricos onde a geração térmica movida a combustíveis fósseis era dominante. Nestes mercados, a energia é comercializada no curto prazo, nos chamados mercados do dia seguinte. Como há o predomínio das centrais termoelétricas na formação do preço horário, há uma razoável previsibilidade do preço da energia. Isso ocorre porque a tendência é que o preço horário ou semihorário seja formado pela usina térmica com custos variáveis mais caros e que seja necessária para atender totalmente à demanda. Assim, os preços médios diários apresentam correlação direta com os preços de mercado dos combustíveis para geração termoelétrica, normalmente o gás e carvão.

Nestes mercados de energia, a sinalização econômica para a realização de novos investimentos é clara: novas plantas, normalmente com maior nível de eficiência em termos de conversão de combustíveis em eletricidade, são remuneradas durante boa parte do tempo acima de seus custos de produção, dado que preço *spot* horário tem sua formação definida pela média das plantas de menor eficiência. Em decorrência desta característica, as novas plantas têm alta probabilidade de recuperar não só os custos variáveis, mas também os custos fixos, que incluem a remuneração do investimento. Adicionalmente, aumentos nos preços dos combustíveis fósseis determinam aumentos no preço *spot* da eletricidade, dando segurança ao investidor por garantir que *os preços da energia tendem a variar de acordo com os custos do insumo energético utilizado.*

As plantas térmicas com baixa eficiência e custos variáveis mais elevados tendem a ser pouco despachadas e a obter margens apertadas quando operam. Desta forma, elas

podem ter dificuldade para remunerar seus custos fixos. O sinal econômico deste caso também é claro: plantas com custos de geração mais caros tendem a, mais cedo ou mais tarde, deixar de operar. Assim o “livre jogo das forças de mercado” leva ao aumento da eficiência do parque gerador, através da sinalização dos preços e sem a necessidade direta de planejamento centralizado.

Além de sinalizar corretamente para o aumento da eficiência econômica na geração, o mercado competitivo, se corretamente regulado, tende a alocar os recursos de forma ótima e a resultar em preços de energia mais baixos do que no modelo anterior de determinação das tarifas pelo custo do serviço.

Nestes termos, em sistemas elétricos com predomínio de geração térmica tradicional, havendo concorrência plena, os preços tenderão a igualar os custos médios de produção. Se em algum momento os preços tenderem a superar consistentemente os custos médios de produção, novos geradores eficientes serão atraídos para o mercado e a oferta adicional reduzirá os preços de mercado de maneira que se estabeleça a igualdade de equilíbrio entre preços e custos médios de produção. Caso os preços estejam abaixo do custo médio, haverá desativação de plantas, o que acarretará no aumento dos preços em função da redução da oferta, restabelecendo a igualdade dinâmica entre custos médios de produção e preços.

A principal vantagem da criação do mercado competitivo de energia com relação ao desenho econômico tradicional do setor elétrico, baseado em empresas verticalmente integradas com tarifas calculadas com base no custo do serviço, reside no potencial de redução de custos. Nestes casos, os agentes individuais, na busca incessante por lucros adicionais sempre que visualizam condições para tanto, constroem plantas mais eficientes do que a média. No entanto, o aumento da oferta acaba reduzindo os preços, transferindo grande parte do ganho de eficiência para os consumidores. Tal impulso ao aumento de eficiência faltava ao antigo modelo de remuneração pelo custo. O gerador regulado pelo custo do serviço nada ganha ao desenvolver um novo projeto altamente eficiente, pois sua lucratividade é calculada pelo investimento não depreciado, não

sendo beneficiada pelo aumento de eficiência. Além disso, plantas não amortizadas jamais seriam desativadas, pois esta decisão representaria perda para a empresa regulada, que abriria mão de parte do capital já investido e de qualquer remuneração sobre ele.

O modelo de mercado de energia também tem desvantagens, das quais serão destacadas as três principais.

A primeira delas é estrutural. O preço da energia elétrica em um regime de mercado é mais volátil do que a tarifa pelo custo. Nos mercados competitivos, quaisquer perturbações na oferta ou na demanda resultam em flutuações de preço. Um aumento não antecipado da demanda, por exemplo, intensifica o despacho de plantas com menor eficiência na conversão de combustíveis em energia, provocando aumento do preço no mercado *spot*. Esse preço maior valora toda a energia produzida, significando um impacto financeiro substancial para os consumidores.

Em um regime de tarifa pelo custo, a tarifa também subiria devido ao aumento dos gastos com combustíveis. Mas o aumento dos custos na margem não seria repassado ao consumidor, dado que a tarifa do gerador regulado leva em conta apenas custos operacionais médios e a remuneração do capital investido, sem levar em conta o custo marginal, isto é, o custo da unidade de produção mais cara que é preciso acionar a cada momento. É preciso destacar, porém, que no modelo de mercado, as flutuações de preços, que representam flutuações na lucratividade dos produtores, são fundamentais, pois sinalizam a necessidade de investimentos que tendem a reequilibrar o mercado de maneira eficiente.

A segunda desvantagem do modelo de mercado está em ter sua eficácia estritamente vinculada à inexistência de poder de mercado, isto é, a que nenhuma firma seja capaz de, individualmente ou em acordo com outras, fixar os preços. Em um mercado verdadeiramente competitivo o preço é sempre um dado e os agentes têm apenas a opção de aceitar ou não realizar a compra ou venda ao preço do momento. Nenhum

agente pode alterar os preços, que só se movem como resultado de flutuações não coordenadas da oferta e da demanda como um todo. Como algumas plantas podem, em sistemas elétricos de pequena dimensão, ter uma participação percentual significativa na capacidade instalada total do mercado, há dúvidas de que este tipo de modelo seja aplicável fora do contexto dos grandes mercados de energia. E mesmo nestes mercados, as regras precisam ser cuidadosamente desenhadas para evitar práticas anticompetitivas. A fiscalização por parte do órgão regulador é essencial, pois os agentes muitas vezes concebem maneiras inovadoras e criativas de influir sobre os preços de mercado, na busca incessante de maximizar seus lucros.

Uma terceira e significativa desvantagem é não dar uma sinalização clara para investimentos em projetos com custos não relacionados aos preços da energia no mercado. Em sistemas com preponderância de geração térmica, os preços da eletricidade costumam variar na mesma direção dos preços dos insumos energéticos: se o gás natural ou o carvão caem de preço, o preço da eletricidade também cai. Essa relação entre preço da eletricidade no atacado e o preço dos combustíveis não constitui obstáculo para investimentos em novas plantas térmicas. Se os preços dos combustíveis fósseis forem os mesmos para todos os geradores, ou ao menos se eles estiverem fortemente correlacionados, eventuais variações dos preços de combustíveis serão sempre repassadas para os preços da eletricidade no atacado sem alterar substancialmente a margem de lucro dos geradores. A lucratividade de novos empreendimentos de geração térmica depende essencialmente de sua eficiência técnica com relação aos geradores existentes.

As usinas que têm estrutura de custos baseadas principalmente em custos fixos, como as hídricas, nucleares e de fontes alternativas (eólica e solar), encontram dificuldades para garantir a viabilidade econômica através da venda de energia no mercado *spot*, onde os preços sofrem forte influência do preço dos combustíveis.

E, embora muitos grandes consumidores tenham interesse em contratar energia no longo prazo, dificilmente se consegue em um mercado liberalizado contratos de

fornecimentos em prazos e condições compatíveis com o retorno dos investimentos em novos projetos de fontes renováveis. Por esta razão, é comum que, quando projetos com tais características são julgados estratégicos ou necessários pela política pública, sejam criados mecanismos extra mercado capazes (e necessários) de lhes conferir viabilidade econômica. Notadamente, a ampliação da capacidade instalada de geração a partir de fontes renováveis em países com mercado liberalizado ocorreu através da criação de condições comerciais especiais e adequadas a estes empreendimentos, capazes de assegurar a viabilidade econômico-financeira no longo prazo. É o caso dos instrumentos de incentivo como o *Feed-in-tariffs*, Certificados de Obrigações e Certificados Verdes.

Paradoxalmente, o avanço da participação das plantas renováveis, viabilizadas nos países avançados essencialmente por mecanismos extra mercado, tende a criar imperfeições no funcionamento dos mercados de energia e na formação de preços em países onde estas fontes conseguem alcançar participações significativas, como, por exemplo, na Alemanha, em Portugal e na Espanha, determinando o inusitado fenômeno econômico de preços de energia muito próximos a zero ou mesmo negativos<sup>4</sup> por alguns períodos.

Por um lado, o objetivo das políticas públicas de expansão da capacidade de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis é justamente o de diminuir a emissão de gases de efeito estufa derivados da queima de combustíveis fósseis. Como resultado, o

---

<sup>4</sup> Preços negativos têm sido observados na Alemanha e na França em algumas situações em que há oferta abundante de fontes renováveis. A lógica por trás dos preços negativos é que para um gerador térmico com perfil de geração de base (sobretudo nuclear) pode fazer sentido pagar para não ser obrigado a parar a produção e incorrer nos custos associados a isso. Em momentos de baixa demanda (normalmente durante a noite) em que haja excesso de oferta, oriundo normalmente de fontes renováveis e de geradoras com alto grau de inflexibilidade, os preços tendem a sinalizar para o desligamento de termoelétricas com perfil de geração de base e com ciclo muito longo (e caro) de arranque. Os geradores que não desejam ser desligados, com o intuito de evitar os custos associados à parada para posterior arranque, podem então fazer ofertas de preço e pagar para continuar gerando. A este pagamento para continuar gerando se atribui o nome de preço negativo. E de fato os consumidores naquele momento recebem para consumir. Segundo a EPEXSPOT, em 2012 ocorreram preços negativos no mercado de dia seguinte Alemão em 15 dias (56 horas). No mercado *Intraday* ocorreram preços negativos em dez dias (41 horas). Ver: [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com)).

aumento da oferta de energia renovável na geração total destes países acaba reduzindo simultaneamente a produção das centrais térmicas e os preços de mercado. Os dois fatores estão associados, pois:

- i. Com mais energia renovável passa a ser necessário acionar com menos frequência as centrais térmicas, sobretudo as mais caras; e
- ii. Como são as plantas térmicas que formam o preço horário, um menor acionamento das plantas mais caras resulta necessariamente em menores preços médios.

Como resultado, o modelo de negócio dos geradores térmicos é prejudicado. As plantas térmicas funcionam durante um número menor de horas, sendo remuneradas a preços cadentes. Exemplos concretos deste tipo de problema são apresentados e analisados em seguida.

### **3. Liberalização dos mercados de energia nos mercados avançados**

Nesta parte do estudo serão examinadas experiências mais avançadas de liberalização do mercado de energia elétrica, sobretudo de países desenvolvidos selecionados.

O primeiro passo para a liberalização do mercado foi a desverticalização do setor, com separação dos antigos monopólios verticalizados em empresas especializadas em geração, comercialização, distribuição e transmissão de energia elétrica, ainda que elas fiquem sob o controle do mesmo grupo através de uma holding. As duas últimas atividades - T e D - permanecem como monopólios regulados, enquanto as duas primeiras, consideradas atividades potencialmente competitivas, são desregulamentadas e inseridas em um contexto de mercado competitivo.

O processo de desverticalização ocorreu a partir do fim dos anos 80 e, pelo menos em formas mais simples, foi implantado em um grande número de países. Por exemplo, a

faculdade de um investidor construir uma nova planta de geração como produtor independente (algo impossível nos antigos desenhos de mercado de monopólios verticalmente integrados) passou a ter um caráter praticamente universal. A possibilidade dos geradores venderem energia no atacado, seja em um ambiente de bolsa, seja em um mercado de balcão, também está bastante difundida há algum tempo, embora o comércio de atacado esteja centrado em vendas ao mercado regulado em vários países.

Um segundo passo para a liberalização do setor elétrico foi a constituição de um mercado livre, em que os consumidores podem comprar energia diretamente de geradores e comercializadores, pactuando preços e condições de forma desregulada. A comercialização livre, ainda que restrita a alguns segmentos de consumidores de maior porte, também está hoje grandemente difundida internacionalmente.

Um passo mais avançado é a liberalização total da comercialização de energia, em que todos os clientes são potencialmente livres. O desenho é aparentemente simples: todos os consumidores podem comprar energia de qualquer comercializador, não estando mais vinculados necessariamente a uma empresa distribuidora detentora em caráter monopólico da concessão local. Nestes casos ainda costuma subsistir uma tarifa regulada para consumidores finais que não queiram ou que por alguma razão acreditem-se que não devam comprar energia no mercado desregulado. Um exemplo são as tarifas aplicadas aos chamados “consumidores vulneráveis”. As autoridades de países como Espanha, França e Portugal determinam que clientes de baixa renda não devam estar expostos às flutuações de preços do mercado livre e, portanto, têm uma tarifa regulada e estável.

Finalmente, o passo mais radical em termos de liberalização, e que só recentemente começou a ser implementado em alguns países, consiste em tornar todos os consumidores livres de fato. Neste caso não mais subsiste uma tarifa regulada integral, incluindo tanto serviços de rede como energia. Os serviços de rede, por serem monopólios naturais, continuam a ter tarifa regulada, mas a distribuidora não mais

comercializa energia, se concentrando no negócio de operação e gestão da rede e transferindo às comercializadoras o risco associado à compra e venda de energia.

*Grosso modo*, a liberalização apresenta dois aspectos relevantes:

- i. A liberalização da atividade de geração com a criação de mecanismos de mercado para a compra e venda de energia elétrica, seja através de contratos ou de um mercado *spot* de energia e;
- ii. A liberalização da comercialização de energia com o cliente final, que pode estar restrita a parte do mercado ou abranger a totalidade do mercado.

### **3.1. Evolução dos mercados de energia elétrica: O caso União Europeia**

A dinâmica da liberação da atividade de geração nos mercados de países desenvolvidos pode ser mais bem entendida através do exemplo da União Europeia. Especificamente em relação à comercialização de energia elétrica no atacado, a estratégia europeia consiste em fortalecer inicialmente os mercados regionais de energia a fim de estimular a competição na compra e venda de energia. A criação de um mercado integrado e único de energia elétrica na Comunidade Europeia é um projeto de mais largo prazo, que está sendo implantado a partir dos mercados regionais existentes, levando, do ponto de vista físico, a um aumento gradativo das interligações internacionais, mesmo que ainda lento em função dos interesses das *Nationals Champions*<sup>5</sup>. O reforço das interligações e a realização de transações entre agentes situados em mercados regionais distintos deverá determinar que os preços da energia no atacado se aproximem, lançando as bases para

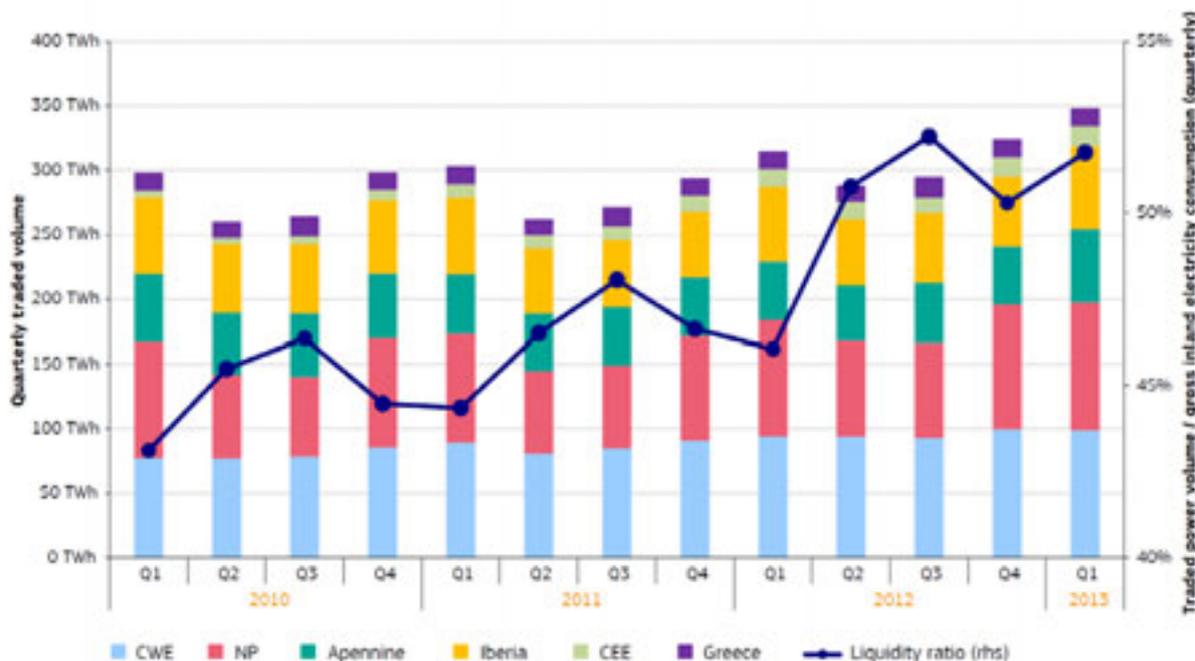
---

<sup>5</sup> Sobre este tema, sugere-se a leitura de Castro, N.J.; Leite, A. L. S.; Rosental, R. Integração energética: uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul. *Revista GTD*. São Paulo. Ano 8, n.º 50, jul-ago 2012, pp. 94-97.

uma futura consolidação destes mercados regionais em direção a um único mercado europeu de energia elétrica.

Como pode ser observado no Gráfico 1, os principais mercados de energia europeus têm apresentado crescente liquidez nos últimos anos. Já em 2013 o volume de transações no “mercado de dia seguinte” atingia mais de 50% do consumo interno total de energia elétrica dos países em questão. Em 2005-2006, as transações em mercado representavam menos de 30% do consumo interno desses mesmos países<sup>6</sup>.

**Gráfico 1: Evolução trimestral do volume de energia elétrica negociado nos maiores mercados atacadistas europeus: 2010-2013**



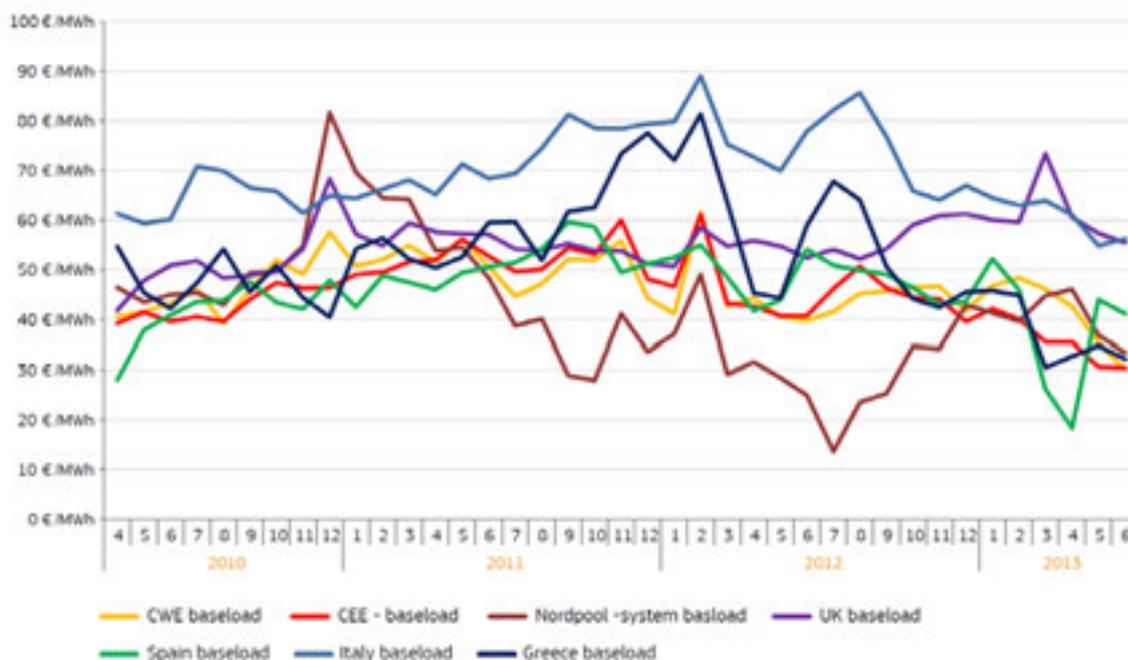
Fonte: European Commission: *Quarterly Report on European Electricity Markets, 2013 Q2*, baseado em Platts, European power trading platforms, ENTSO-E.

Legenda: Central Western Europe (CWE): Bélgica, Alemanha, França, Luxemburgo, Holanda, e Austria. Nord Pool Spot (NP): Dinamarca, Estônia, Noruega, Finlândia e Suécia. Apennine: Itália. Iberia: Espanha e Portugal. Central Eastern Europe (CEE): República Checa, Hungria, Polônia, Romênia, Eslováquia. Greece (Grécia).

<sup>6</sup> European Commission, 2011, p. 39.

Por outro lado, de acordo com os dados do Gráfico 2 a seguir, persistem substanciais diferenças entre os preços praticados nos diversos mercado regionais europeus. Com exceção dos mercados do Centro Oeste (CWE) e do Centro Leste (CEE) da Europa, que têm trajetórias de preços médios mensais bastante próximas, o que se constata é uma grande diversidade nos preços e em sua dinâmica, refletindo o baixo grau de interligação entre os diversos mercados. No Nordpool, por exemplo, o preço é fortemente influenciado pela hidrologia, podendo cair a valores muito baixos à época do degelo em anos de hidrologia favorável. O mercado Ibérico é, em algumas ocasiões, fortemente afetado pela oferta de energia de fontes renováveis, sobretudo eólica e hídrica. E nem o Nordpool nem o sistema Ibérico têm ligações internacionais de porte suficientemente grande para exportar excedentes ao resto da Europa e promover a equalização de preços.

**Gráfico 2: Preços mensais de geração de base nos principais mercados europeus 2010-2013**



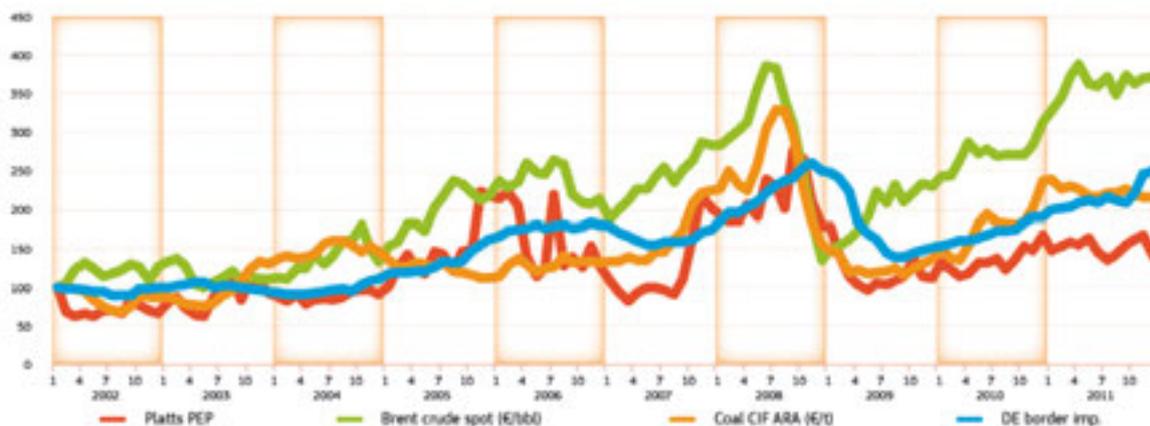
Fonte: Comissão Europeia: *Quarterly Report on European Electricity Markets, 2013 Q2*, baseado em Platts, European power trading platforms.

O preço da energia na Europa, como em qualquer mercado onde a geração térmica é dominante, está fortemente correlacionado ao preço dos combustíveis para geração, conforme analisado e demonstrado anteriormente. O Gráfico 3 compara a evolução do Platts PEP (índice preço de eletricidade no atacado na Europa como um todo) com o preço de alguns insumos energéticos. Observa-se que o preço da eletricidade evolui entre 2002 e 2008 em uma trajetória próxima a índices de preços do gás (DE border imp.) e do carvão. Mas após a crise de 2008 percebe-se claramente um descolamento: o preço de mercado da eletricidade passa a evoluir em uma trajetória contida, deixando de acompanhar de perto a alta dos preços do gás e do carvão.

O barateamento da energia elétrica frente aos preços dos combustíveis fósseis tem duas explicações centrais:

- i. Após a crise econômica de 2008 a queda no valor dos direitos de emissão de gases do efeito estufa no mercado europeu barateou a geração a partir de combustíveis fósseis de uma forma geral, mas particularmente a geração a carvão que detém considerável participação na capacidade instalada total da Europa.
- ii. O aumento na participação relativa da geração a partir de fontes renováveis, sobretudo de fonte eólica, que sempre desloca a geração térmica por decisão de política pública, também contribuiu para descolar a evolução dos preços da eletricidade no atacado dos preços dos combustíveis.

**Gráfico 3: Evolução do Preço da Eletricidade no Atacado, Petróleo, Carvão e Gás Natural: 2002 - 2011**  
(Janeiro de 2002 = 100)



Fonte: European Commission, *Energy Markets in the European Union in 2011*, Baseado em Platts e BAFA.  
Legenda: *Platts PEP*: Índice de Preços de Energia Pan Europeu; *Brent crude spot*: Referência para preços do petróleo na Europa; *Coal CIF ARA*: Índice de preços de carvão importado no noroeste da Europa; *DE border imp.*: contrato de longo prazo para importação de gás natural na Alemanha.

### **3.2. O crescimento das fontes renováveis na Europa e seu impacto no preço de mercado**

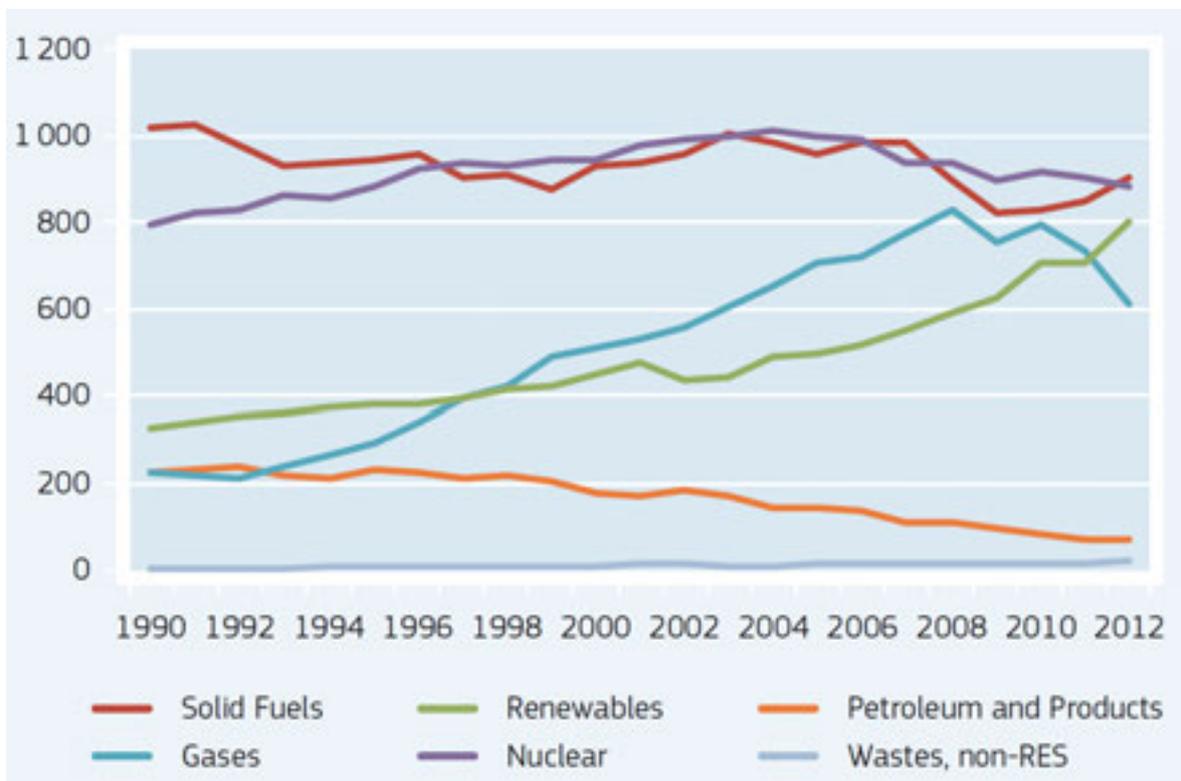
O aumento da geração das fontes renováveis na Europa e seu impacto nos preços e no equilíbrio do mercado de energia merece uma análise mais detida dada a importância do tema e de sua relação conceitual com o modelo brasileiro no que se refere ao mercado de curto prazo.

O rápido crescimento da geração a partir de fontes renováveis é o resultado direto da agressiva política climática adotada pela União Europeia. No entanto, o aumento progressivo da geração renovável e seu efeito na formação do preço da energia elétrica nos mercados atacadistas é um fenômeno de implicações importantes para o futuro da comercialização de energia no mercado atacado.

A geração a partir de fontes renováveis vem apresentando crescimento intenso na Europa desde os anos 90, como pode ser constatado pelos dados do Gráfico 4. Em 2012 a geração de energia elétrica destas fontes já constituía a terceira mais importante, praticamente igualada à geração a carvão e outros combustíveis fósseis sólidos e à geração nuclear. Este crescimento foi concentrado na geração eólica (30,4% do total de geração renovável em 2012), na biomassa (4,1%) e, mais recentemente, no expressivo crescimento da geração solar (10,5%). A geração hídrica segue sendo a principal fonte renovável, com 54,1% do total, embora praticamente sem condições de expansão dado o esgotamento da utilização do potencial hidroelétrico no continente.

**Gráfico 4: Europa dos 28 - Geração bruta de eletricidade por fonte: 1990-2012**

(em TWh)



Fonte: European Union: *EU Energy in Figures 2014*.

A política europeia de combate ao aquecimento global consiste, em linhas gerais, no estabelecimento de metas vinculantes para cada um dos países membros associadas

diretamente à redução de emissões de gases do efeito estufa. Cada país membro deve aplicar políticas com o objetivo de alcançar até 2020 uma redução média de 20% das emissões. Em 2007, foram estabelecidas metas de eficiência energética e de redução de emissões para os países membros, destacando-se para os propósitos do presente estudo a meta de atingir 20% da participação de fontes renováveis no consumo total de energia para a média dos países da Europa dos 28<sup>7</sup>. A Comissão Europeia de Energia promulgou em 2009 o chamado “Pacote do Clima e da Energia”, que contém diretivas com os comandos e orientações gerais aos países membros. Merece ser destacado que foi dada autonomia para que cada país seja responsável por implementar as diretivas segundo uma política local e dentro da legislação nacional, que deve ser adaptada às diretivas da UE, se necessário. Ou seja, cada país membro tem autonomia com relação aos instrumentos de política energética para atingir a meta geral.

A meta de 20% de participação de renováveis pode ser cumprida no setor de transporte, na calefação e refrigeração ou na produção de energia elétrica. Como o setor de elétrico é altamente regulado, sendo mais regulado do que o setor de transporte e da climatização e ambientes, muitos países optaram por cumprir sua meta de renováveis através de programas para a ampliação da participação da geração eólica, solar, biomassa, etc. na matriz energética. Tudo leva a crer que a meta de 20% de presença da geração renovável no setor elétrico será superada, alcançando provavelmente um patamar em torno de 30% da energia elétrica gerada na UE. Em 2012, segundo dados da Eurostat, 23,5% de toda a energia elétrica produzida na Europa teve origem em fontes renováveis. Considerando-se o peso da crise econômica iniciada em 2008, que atingiu principalmente os países do sul da Europa, determinando redução significativa no ritmo dos investimentos, o crescimento das fontes renováveis até 2020 deve ser expressivo, com maciços investimento nas grandes economias europeias, como o Reino Unido, a França e a Alemanha.

---

<sup>7</sup> Com a adesão da Croácia em 2013 a União Europeia passou a contar com 28 países.

Cabe assinalar que a expansão da geração renovável é uma decisão de política climática, e não o resultado de mecanismos de mercado, o que decorre de duas razões. A primeira delas refere-se aos custos da geração renovável, que estão basicamente associados à remuneração do investimento e do custo fixo, tornando-se difícil viabilizar os empreendimentos e captar financiamentos se o preço estimado da energia gerada for muito volátil. E, justamente, em um mercado dominado pela geração térmica, são os preços voláteis dos combustíveis que determinam os preços da energia elétrica. A segunda deve-se ao fato de que a expansão das renováveis se deu, na maioria dos casos, apesar dos altos (e maiores) custos destas fontes com relação à geração tradicional. Assim, cada um dos países membros elaborou seu programa de incentivo e subsídio para viabilizar a ampliação das fontes renováveis na geração total, utilizando algum mecanismo, como tarifas *feed-in*, por exemplo, para tornar os empreendimentos financeiramente atraentes, o que implica em blindá-los das incertezas dos preços do mercado de curto prazo. A diferença entre os custos da geração renovável incentivada e o preço da energia no mercado *spot* é, via de regra, suportada pelos consumidores através de encargos, cujos valores vêm crescendo de forma significativa.

A geração de energia elétrica derivada de fontes renováveis obrigatoriamente desloca os geradores térmicos tradicionais no mercado de energia. As plantas renováveis têm prioridade de despacho: toda a energia produzida deve ser transmitida pela rede e consumida, sendo remunerada por uma tarifa definida previamente e pertinente a cada projeto, e não pelo preço de mercado. Assim, sempre que há muita energia natural disponível (água, vento e sol) a parcela do mercado a ser atendida pelos geradores tradicionais deve ser reduzida. No entanto, paradoxalmente, o custo para o consumidor aumenta, uma vez que as energias renováveis são em geral mais caras do que a geração tradicional. Com o crescimento das renováveis, os geradores térmicos operam com cada vez menor frequência e os preços de mercado, que são fixados pela térmica mais cara a operar no momento, caem.

Qualquer gerador de fonte renovável, conte ele ou não com uma tarifa *feed in*, produzirá energia sempre que houver condições climáticas favoráveis. **Estas plantas não respondem ao sinal do preço de mercado.** Utilizando a terminologia da microeconomia tradicional, a geração com base em fontes renováveis costuma ter uma estrutura de custos baseada em custos fixos<sup>8</sup>. Os principais custos são o custo do capital investido e os gastos de administração, operação e manutenção, que no geral são muito pouco influenciados pela quantidade de energia gerada. Trata-se de uma estrutura de custos nitidamente diferente dos geradores térmicos, que sempre têm custos variáveis de geração relevantes, determinados pelo consumo de combustíveis. Uma central geradora térmica operando em ambiente de mercado só se dispõe a ofertar energia quando o preço do mercado remunera pelo menos os custos variáveis incorridos. Este comportamento não se aplica a um gerador baseado em fontes renováveis. Para ele sempre é melhor vender energia, ainda que a um preço muito baixo, pois qualquer receita que possa obter ultrapassa os custos variáveis incorridos na geração, que são quase nulos.

Na prática a maior parte dos geradores renováveis produz energia sempre que há condições técnicas para tanto, independente do preço do mercado *spot*<sup>9</sup>, sendo ele

---

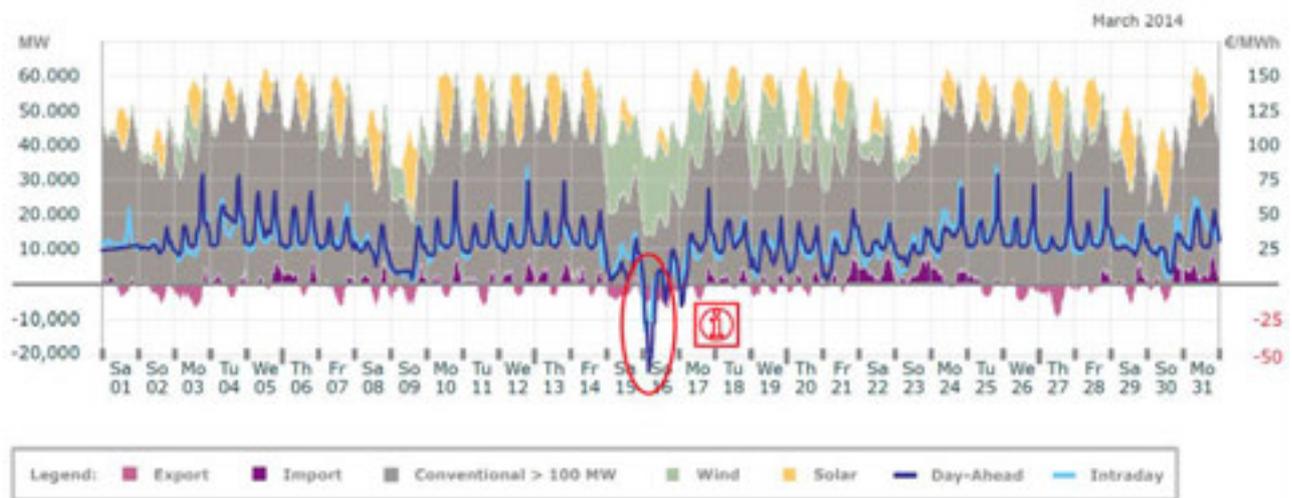
<sup>8</sup> Ver Castro, N.J.; Brandão, R. e Dantas, G. e Marcus, S. *Market design for electrical systems where renewables are a growing presence*. GESEL-IE-UFRJ. Rio de Janeiro, may 2011. (TDSE n.º 31)

<sup>9</sup> A exceção são alguns geradores hídricos que podem estocar energia na forma de água em seus reservatórios. Tais geradores hídricos não ofertam energia com base nos custos de produção, mas sim com base na expectativa a respeito dos preços de energia. Pode ser possível, por exemplo, estocar água no fim de semana para turbiná-la durante a semana no horário de ponta, aproveitando-se dos preços mais elevados. Quando há chuvas intensas, porém, a lógica dos geradores hídricos passa a ser a mesma dos demais geradores renováveis: quando os reservatórios estão cheios e há fartas afluições, a opção de poupar água já não se coloca e, por isso, passa a valer a pena produzir toda a energia que a usina for capaz de gerar, independente do preço. O inverso se aplica em momentos de baixíssimas afluições, quando o reservatório já se encontra vazio – já não existe a opção de gerar mais do que a afluição do momento. De toda maneira, na Europa a capacidade instalada hídrica não é, no geral, muito representativa, e a capacidade de armazenar energia em reservatórios tampouco é importante. A exceção é a Noruega, que tem capacidade instalada elevada com relação ao consumo nacional e capacidade de armazenamento expressiva, embora nem sempre controlável (trata-se em boa parte de água que se acumula em estado sólido nas montanhas nos meses de inverno para ser turbinada à época do degelo).

remunerado via tarifa *feed in* ou via preço de mercado. Quando a participação deste tipo de geração na oferta total é pequena, isso não representa problema, pois as perturbações no preço de mercado são mínimas. No entanto, quando a geração baseada em custos fixos ganha maior participação na oferta total de energia, a dinâmica de formação de preços de mercado é profundamente alterada.

O Gráfico 5, que apresenta dados sobre a geração e os preços horários na Alemanha para o mês de março de 2014, ilustra bem o efeito das fontes renováveis na formação dos preços do mercado *spot*. Nos dias 15, 16 e 17 de março de 2014, o aumento da geração eólica permitiu que a Alemanha exportasse energia e reduzisse os preços a ponto de torná-los negativos durante algumas horas<sup>10</sup>.

**Gráfico 5: Preços spot na Alemanha e geração por fonte. Março de 2014**



Fonte: Johannes Mayer, *Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2014*;  
Dados: EPEX-SPOT / EEX

<sup>10</sup> Preços negativos ocorrem em mercados quando geradores térmicos, sobretudo os nucleares, que têm uma rampa de carga muito lenta, preferem pagar a outros geradores para continuarem gerando e não terem que incorrer no custo de uma parada e do posterior arranque.

É importante notar que o preço do mercado *spot* alemão manteve-se relativamente baixo ao longo dos últimos anos, girando em torno de €30 a €50<sup>11</sup>. No entanto, o preço de mercado *spot* não reflete o custo efetivo da geração na Alemanha, que é alto em razão da remuneração das renováveis, sendo ele fixado por tarifas *feed-in* e não pelo resultado dos leilões do dia seguinte. As diferenças entre o preço *spot* e as tarifas *feed-in* verificadas são cobertas via pagamento de encargo. Assim, o esforço de aumento da capacidade instalada de renováveis implicou em um maior custo para o consumidor, mas, paradoxalmente, resultou também na diminuição dos preços de mercado. E isto ocorre mesmo mantendo-se a importância da geração baseada em combustíveis fósseis, como pode ser constatado na Tabela 1. As fontes renováveis responderam por 24,1% da geração total em 2013. A participação das renováveis na geração média anual não parece alta tomando-se como referência o padrão brasileiro. Mas é preciso considerar que a maioria da geração renovável alemã não é controlável. Particularmente, as gerações eólica e solar apresentam participações que parecem reduzidas em uma média anual, mas que em momentos pontuais podem ser muitíssimo maiores, como pode ser observado no Gráfico 5. Dados para o primeiro trimestre de 2014 mostram uma participação das renováveis de 27,8% do total, com destaque para a geração eólica, com 12,4% do total<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> O preço médio foi de €42,00 entre 2009 e o primeiro semestre de 2014, segundo dados da EEX.

<sup>12</sup> Fonte: Bruno Burger, Fraunhofer ISE, Data: Bundesnetzagentur, Mayer 2014.

**Tabela 1**  
**Produção de eletricidade na Alemanha por fonte em 2013**

<b>Fonte</b>	<b>% Total</b>
<b>Não renováveis</b>	<b>75,9</b>
Carvão	44,9
Nuclear	15,4
Gás natural	10,6
Óleo	1,0
Outros	4
<b>Renováveis</b>	<b>24,1</b>
Eólica	8,5
Biomassa	6,7
Fotovoltaica	4,8
Hidro	3,3
Resíduos urbanos	0,8

*Fonte:* Statistische Bundesamt,  
www.destatis.de.

A redução dos preços de mercado, mas não dos custos, ocasionada pelo aumento da participação das renováveis na geração representa uma séria ameaça para o modelo de negócios dos geradores térmicos tradicionais, que vendem energia no mercado *spot*. Por um lado, as térmicas funcionam por um número de horas menor, aumentando o custo médio da energia produzida (os custos fixos são agora diluídos por um número menor de horas). Por outro lado, os preços *spot* caem. No limite, vários geradores podem não conseguir fechar as contas, com a receita sendo capaz de cobrir os custos variáveis e apenas uma parte dos custos fixos. Neste caso, o sinal econômico parece claro: plantas que não são lucrativas devem encerrar as atividades. Trata-se, porém, de um sinal econômico que pode levar a resultados ineficientes, pois a confiabilidade e segurança do suprimento do sistema elétrico requer certa quantidade de geradores disponíveis que possam ser acionados para modular a geração total e adequá-la à carga, compensando inclusive as variações da geração renovável que, por definição, é intermitente.

Outra consequência para a dinâmica do mercado ocasionada pelo crescimento da geração renovável está associada ao custeio das trocas internacionais de energia. Em

momentos de grande oferta de fontes renováveis, o sinal de preços de mercado tende a ser na direção da exportação de energia, como foi apresentado e analisado com base no Gráfico 5, que também retrata fluxos de importação e exportação. Ocorre, porém, que a energia exportada é remunerada tendo como referência o preço *spot* no mercado destino, que provavelmente será bastante inferior à tarifa *feed-in* paga aos geradores renováveis no mercado local. O encadeamento causal desta análise é o seguinte: o aumento da geração renovável gera via encargos um aumento de custos para o consumidor local. O aumento da geração reduz os preços *spot* do mercado interno, que passam a ser menores que os do mercado externo, levando à decisão de exportar. No entanto, é provável que a remuneração da energia exportada seja menor do que a tarifa de geração. Com isso, são os consumidores do mercado exportador que, inadvertidamente, custeiam a exportação, via pagamento do encargo.

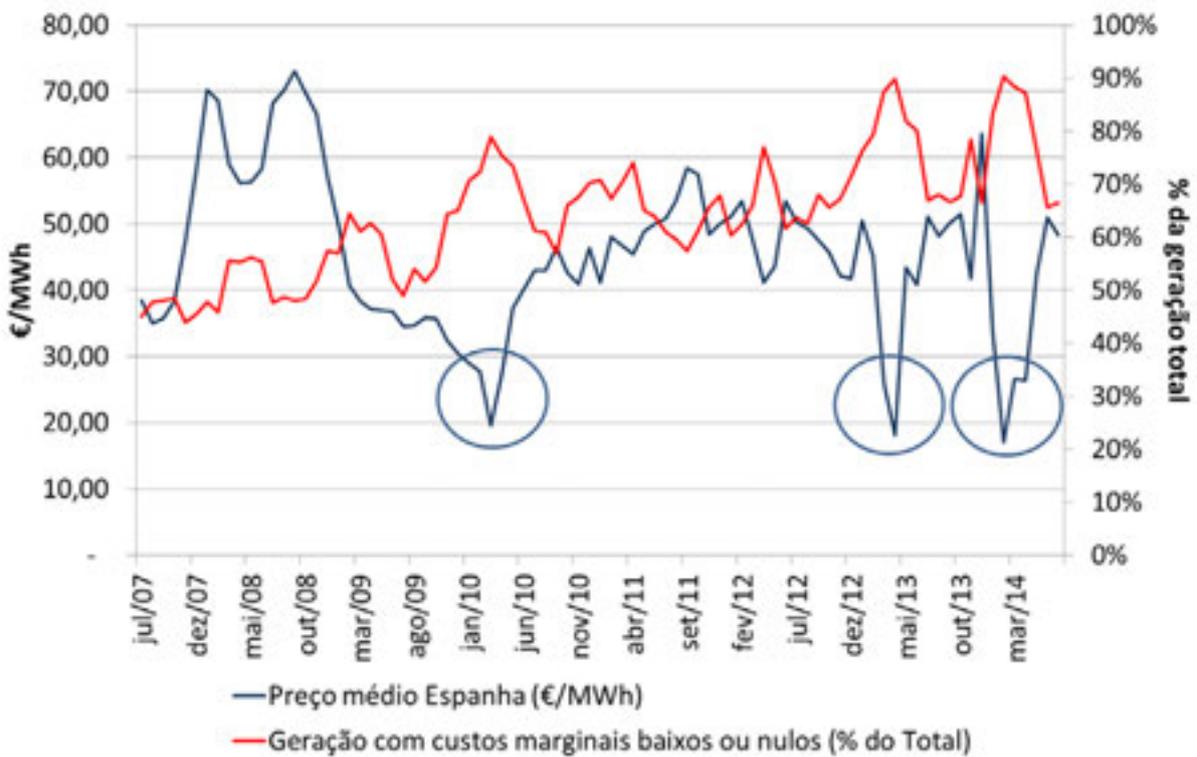
O caso espanhol permite ilustrar e aprofundar a análise deste fenômeno econômico. Trata-se de um país que formatou uma política industrial inovadora e investiu fortemente em fontes renováveis na geração. Como resultado, a participação das renováveis na matriz é suficientemente alta para causar perturbações no mercado *spot* de energia. Através do Gráfico 6 é possível verificar estas perturbações mesmo à escala mensal. Os dados são dos preços médios mensais e o percentual da geração total originado de usinas com custos marginais de produção baixos ou nulos, isto é, nucleares, hídricas, eólicas, solares e cogeração<sup>13</sup>. Um pico de produção destes geradores

---

<sup>13</sup> Geradores com custos marginais muito baixos ou nulos são, para efeitos práticos, todos aqueles que ofertam energia independentemente dos preços de mercado. É a insensibilidade aos preços do mercado que justifica a inclusão da geração nuclear. Se por um lado o custo do combustível nuclear embora baixo não seja desprezível, na prática as nucleares operam de forma praticamente contínua, independente do custo de mercado. Na Espanha as centrais nucleares operam tipicamente com um fator de capacidade próximo a 90% e a sua produção não responde a preços. O mesmo acontece, via de regra, com a cogeração. A geração solar e eólica responde à disponibilidade de energia natural e não ao preço. A geração hídrica pode ter um comportamento um pouco diferente, na medida em que algumas usinas têm capacidade de armazenar energia e podem retê-la para uso posterior. Porém, em situações de hidrologia francamente favorável, também as hídricas deixam de responder ao sinal de preços, gerando toda a energia disponível.

ocorre em momentos de muito vento e/ou muita chuva e, assim como foi visto no caso alemão, o aumento da oferta de renováveis deprime os preços do mercado *spot*, mas não os custos da geração. Neste gráfico estão assinalados alguns meses em que o preço médio destoou claramente do padrão. Em todos eles o volume da geração com custos marginais baixos ou nulos foi muito elevado, em virtude da forte geração eólica e/ou hídrica.

**Gráfico 6: Preços médios mensais da eletricidade no Mercado Espanhol e Participação da Geração com custos marginais baixos e nulos no total: 2007-2014**



Fonte: Gesel- UFRJ com base em dados do OMIE (Operador del Mercado Ibérico, Polo Español) e da Red Electrica de España.

O balanço mensal do sistema peninsular espanhol do mês de fevereiro de 2014, reproduzido na Tabela 2, permite entender melhor a situação. O sistema elétrico da Espanha tem 102 GW de capacidade instalada, dividido entre as usinas que operam no regime ordinário, isto é, que vendem energia no mercado *spot* desregulado,

representando 61,2% do total. O restante são de plantas que operam em regime especial, que tem receitas vinculadas às tarifas *feed-in* reguladas.

**Tabela 2**  
**Espanha: Balanço do Sistema Elétrico Peninsular**  
**Fevereiro de 2014**

Regime Ordinário (Mercado)	Capacidade Inst.		Geração	
	MW	%	Mwméd	%
Hidráulicas	17.765	17,4%	8.076	25,2%
Nuclear	7.866	7,7%	7.328	22,8%
Carvão	11.131	10,9%	1.215	3,8%
Óleo	520	0,5%	0	0,0%
Gás ciclo combinado	25.353	24,8%	1.969	6,1%
Consumo da geração			-547	-1,7%
<b>Subtotal Regime ordinário</b>	<b>62.635</b>	<b>61,2%</b>	<b>18.040</b>	<b>56,2%</b>
<b>Regime Especial (Feed in)</b>				
Hidráulicas	2.086	2,0%	1.121	3,5%
Eólica	22.743	22,2%	8.754	27,3%
Solar fotovoltaica	4.439	4,3%	599	1,9%
Solar térmica	2.300	2,2%	154	0,5%
Térmica renovável	981	1,0%	490	1,5%
Cogeração e outros	7.123	7,0%	2.930	9,1%
<b>Subtotal Regime Especial</b>	<b>39.672</b>	<b>38,8%</b>	<b>14.047</b>	<b>43,8%</b>
<b>Geração Líquida</b>			<b>32.087</b>	<b>100,0%</b>
Consumo em bombeamento			-942	-2,9%
Ligação Baleares			-129	-0,4%
Intercâmbios Internacionais			-730	-2,3%
<b>Mercado Espanhol</b>			<b>30.285</b>	<b>94,4%</b>

Fonte: Red Eléctrica de España, Boletín Mensual, Febrero 2014.

Dentre as usinas do regime ordinário, as hídricas, a óleo, nucleares e a carvão são em sua maioria plantas antigas e operando desde antes do processo de liberalização do mercado. Já as plantas a gás em ciclo combinado são em sua maioria relativamente recentes. As plantas mais antigas a gás recebem somente o preço *spot* pela produção efetiva. Algumas plantas de ciclo combinado mais recentes, no entanto, recebem

também uma receita fixa por capacidade instalada<sup>14</sup>, concedida pelo governo à época da sua construção, a fim de incentivar os investimentos e facilitar a amortização do capital investido. Já as usinas em regime especial, que são 38,8% da capacidade instalada total, são remuneradas por tarifa *feed-in*, cada fonte recebendo um tratamento específico. A maioria destas usinas foi construída depois do ano de 2000.

Em fevereiro de 2014 chama a atenção o grau de ociosidade das usinas térmicas movidas a combustíveis fósseis. Elas totalizam 37.004 MW de capacidade instalada, mas geraram apenas 3.183Mw méd, o que representa um fator de capacidade inferior a 8,6%. A razão deste grau de ociosidade é bem definida: as usinas nucleares, que têm geração inflexível, geraram, como usualmente, de forma contínua (fator de capacidade 93,2%). As hídricas tiveram índice de produtividade de 1,6 (geração 60% superior à esperada para a época do ano) e as eólicas contribuíram com 27% de toda a energia no mês. O preço do mercado *spot* no mês atingiu o mínimo histórico €18,63 (média ponderada) e o preço final da energia, que inclui um encargo para cobrir a remuneração por capacidade dos ciclos combinados e outro encargo para serviços de regulação do sistema para o consumidor, incluindo as diferenças vinculadas às tarifas *feed-in*, foi de €33,01. Estes valores expressam claramente o paradoxo entre preço *spot* e custo da energia determinado pela incapacidade das regras de mercado ajustarem-se ao aumento da participação das fontes renováveis.

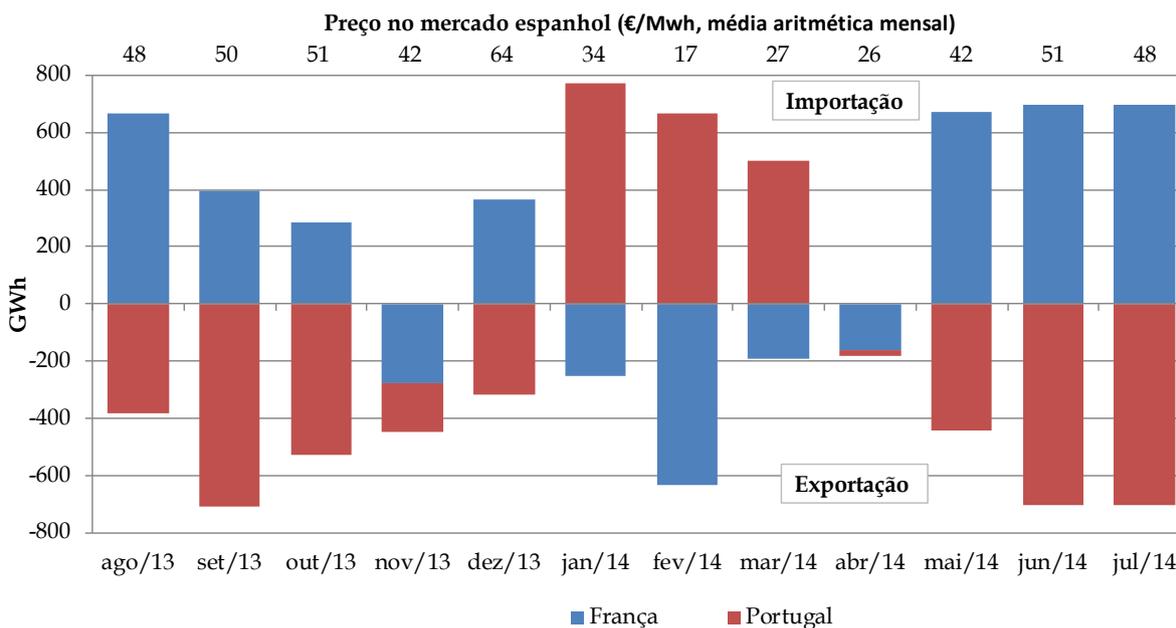
Outro problema para o funcionamento dos mecanismos de mercado ocasionado pelo aumento da participação de renováveis no *mix* de geração é o custeio da energia exportada em situações onde ocorre geração expressiva de renováveis vinculadas às tarifas *feed-in*. O Gráfico 7 permite entender melhor o problema a partir dos preços

---

<sup>14</sup> A da receita por capacidade (*pagos por capacidad*) decorreu do reconhecimento pelos reguladores que o preço *spot* de energia não constituía um sinal econômico correto para a expansão da geração térmica em um sistema com crescente capacidade instalada de renováveis. Ver a este respeito Ver CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R. e DANTAS, G. e MARCU, S. *Market design for electrical systems where renewables are a growing presence*. GESEL-UFRJ. Rio de Janeiro, may 2011. (TDSE n.º 31)

médios mensais no mercado espanhol (média aritmética) e das quantidades de energia importadas e exportadas pela Espanha em suas trocas com Portugal e França entre 2013 e 2014. Observam-se, em primeiro lugar, as trocas realizadas entre França e Espanha. A Espanha importou energia da França na maior parte dos meses. Mas entre janeiro e abril de 2014 o fluxo se inverteu e a França se tornou importadora líquida. Estes foram meses em que o preço *spot* foi particularmente baixo na Espanha, devido, como já visto, às condições climáticas favoráveis à geração renovável. Ocorre que à alta geração de renováveis corresponde, via tarifa *feed-in*, a custos elevados para o consumidor e o preço obtido pela venda das exportações pode não ser suficiente para compensar o custo efetivo da geração na Espanha. O preço de mercado de fato estava baixo, mas ele incide apenas sobre a geração em regime ordinário, que em fevereiro de 2014 representou 56,2% do total, o restante da energia foi valorado à tarifa *feed-in* de cada projeto. O custo médio para o consumidor espanhol foi substancialmente superior ao do mercado *spot*. Mas as decisões para exportar são tomadas com base nos preços de mercado *spot* e não nos custos efetivos de geração. Assim, se por um lado as eólicas contribuíam para deprimir os preços *spot* e produziam boa parte do excedente de energia exportável, nada garante que os preços obtidos no mercado francês fosse compensador para o consumidor.

**Gráfico 7: Espanha: preço spot, importações e exportações de eletricidade. 2013-2014**



Fontes: Red Eléctrica de España, *Boletín Mensual* (agosto/13 a julho/14), OMIE (Operador del Mercado Ibérico, Polo Español).

Acompanhando a evolução das trocas de energia entre Espanha e Portugal, a Espanha é normalmente exportadora de energia elétrica para Portugal. Mas, entre janeiro e março de 2014, foi Portugal que exportou para a Espanha e o fez a preços de energia baixos. Novamente, foram as fontes renováveis de Portugal, sobretudo hídricas e eólicas, que reduziram os preços no mercado português e produziram o excedente de energia exportável. Contudo, de forma análoga ao ocorrido na Espanha, o custo da energia produzida em Portugal não foi baixo, pois 38% da energia foi produzida em regime especial<sup>15</sup>, pago por tarifas muito superiores aos preços de mercado.

Finalmente, é de se esperar um aumento significativo da geração de fontes renováveis no futuro próximo. Conforme demonstram os dados da Tabela 3, o crescimento das renováveis nos próximos anos deve ser substancial. A participação das renováveis no

<sup>15</sup> Estatística Mensal do SEM, Fevereiro de 2014, Rede Elétrica Nacional, [www.centrodeinformacao.ren.pt](http://www.centrodeinformacao.ren.pt).

consumo final bruto de energia em 2012 era de 14,3%, acima da meta fixada pela Comissão Europeia, correspondente a 11,0% para o mesmo ano. Como a meta para 2020 é de 20%, é de se esperar novos e substanciais investimentos em geração em energias renováveis, o que deverá determinar aumento expressivo da geração de energia elétrica destas fontes.

**Tabela 3**

**Metas para participação de renováveis no consumo final bruto de energia para países selecionados: 2012 - 2020**

	<b>Meta 2012</b>	<b>Realizado 2012</b>	<b>Meta 2020</b>
Europa dos 28	10,7%	14,1%	20,0%
Alemanha	8,2%	12,4%	18,0%
Espanha	11,0%	14,3%	20,0%
França	12,8%	13,4%	23,0%
Portugal	22,6%	24,6%	31,0%
Reino Unido	4,0%	4,2%	15,0%
Itália	7,6%	13,5%	17,0%

*Fonte: European Commission, EU Energy In Figures 2014*

Em suma, o estudo do caso europeu demonstra o paradoxo entre desenvolver os mercados atacadistas de eletricidade em escala continental e os desafios que se apresentam para sistemas com o crescimento da participação das fontes renováveis no *mix* de geração. Os principais desafios estão relacionados aos impactos das renováveis na formação de preços. Os preços no mercado *spot* tendem no geral a baixar, enquanto o custo final para os consumidores tende a subir em função das tarifas subsidiadas das renováveis e deve enfraquecer a correlação histórica entre preço *spot* da eletricidade no mercado atacadista com os preços dos combustíveis.

A consequência deste processo é uma deterioração do poder de sinalização dos preços sobre as decisões dos agentes. Notadamente, os geradores tradicionais, que têm no

mercado sua referência de preços, não só não têm mais um sinal claro de investimento, como encontram dificuldades crescentes para remunerar os investimentos já realizados. A perda de lucratividade dos geradores térmicos que operam no mercado estaria sinalizando para a sua saída de operação. Trata-se, porém, de uma sinalização que pode estar equivocada em alguns casos, pois a estabilidade e segurança do sistema elétrico dependem da disponibilidade de capacidade de geração controlável, capaz de ser acionada quando as condições climáticas não forem adequadas para a geração renovável.

Outro aspecto relevante do crescimento das renováveis na matriz elétrica da Europa é que o preço da energia no mercado pode não estar refletindo o custo real da energia, acarretando que boa parte das plantas seja remunerada por tarifas extra mercado, obrigando a aplicação de encargos. Em algumas situações, particularmente quando há exportação de energia como decorrência de um aumento na geração renovável, acaba havendo na prática um subsídio não intencional à exportação.

A principal aposta Comissão Europeia para minorar os problemas relacionados à má formação de preços decorrente do crescimento das renováveis está no reforço das interligações entre os mercados regionais, que tende tanto reduzir as diferenças de preços, como ajudar a absorver aumentos locais e momentâneos da geração renovável. O aumento na capacidade de transporte de energia internacional tem ocorrido em ritmo lento, mas um eventual aumento de investimentos nesta área pode de fato permitir que o aumento da participação das renováveis na geração total da Europa se dê sem um agravamento das perturbações sobre o preço de mercado até agora verificadas. Restaria, porém, resolver, seguramente por meio de inovações regulatórias, um mecanismo de compensação pela exportação de energia quando é ocasionada por geração renovável remunerada pelos consumidores do país exportador por uma tarifa extra mercado.

### 3.3. A reforma do mercado atacadista britânico

O setor elétrico britânico foi o primeiro nos países desenvolvidos a passar por um processo de liberalização, tornando-se uma das principais referências internacionais para as reformas dos mercados de energia elétrica.

Atualmente o modelo britânico depara-se com o duplo desafio de superar o fim da vida útil de boa parte do parque termoeletrico e de aumentar substancialmente a participação de renováveis na matriz, o que abriu um processo de reforma do modelo<sup>16</sup>. Trata-se de um processo que merece estudo, pois boa parte dos problemas do desenho de comercialização de energia no atacado na Europa, tratados anteriormente, estão no foco da reforma britânica. O novo desenho de mercado está se dando através de uma maior intervenção do Estado. A análise do modelo britânico será o objetivo central da presente seção.

O mercado atacadista britânico passou por diversas reformas desde a liberalização e privatização do setor em 1990. No desenho original ocorreu a privatização de toda a geração não nuclear.<sup>17</sup> Resumidamente, foi criado um *pool* de energia despachado centralizado pelo Operador do Sistema, do qual todas as distribuidoras compravam energia. Os geradores informavam com um dia de antecedência a disponibilidade de equipamentos e os preços para gerar com diferentes níveis. Todos os geradores que se declaravam disponíveis recebiam uma remuneração pela capacidade que era ao custo marginal do sistema a cada hora em que houvesse geração. Os dados eram inseridos em um programa computacional de operação do sistema elétrico que calculava o despacho econômico ideal e o custo marginal em intervalos semi horários. Em seguida era calculado o despacho real considerando restrições de transmissão. Todos os geradores programados no despacho ideal eram considerados despachados por ordem de mérito,

---

<sup>16</sup> Para esta parte, ver Newbery, 2013.

<sup>17</sup> A geração nuclear só foi privatizada em 1996

fazendo jus a um pagamento pelos lucros cessantes caso não fosse possível gerar por restrições de transmissão (*constrained off*). Geradores que estivessem fora do mérito, mas que tivessem que gerar por razões elétricas recebiam uma remuneração acima do custo marginal (*constrained on*).

O *pool* começou a funcionar em um mercado que, após as privatizações, ficou bastante concentrado. Mas com a oferta abundante e barata do gás natural do Mar do Norte e frente à inexistência de barreiras à entrada no *pool*, diversos produtores independentes ingressaram no mercado. Apesar de considerado bem sucedido em diversos aspectos, o *pool* acabou substituído em 2001. A Agência Reguladora avaliou que o desenho de mercado do *pool* possibilitava a intervenção de agentes na formação de preço do mercado, basicamente por que todos os agentes tinham acesso ao programa de otimização do despacho centralizado e podiam calcular as ofertas de preço acima dos custos de produção.

No novo desenho de 2001 (NETA, *New Electricity Trading Arrangements*) o mercado atacadista se consolidou em um mercado de energia apenas e sem despacho centralizado. Foi dado forte incentivo econômico para contratação bilateral entre geradores e comercializadores, na forma de penalizações por diferenças entre a energia contratada e o consumo ou geração medidos. Os pagamentos por potência foram suprimidos. O novo desenho de mercado, com incentivo à contratação antes do despacho, induziu a verticalização das empresas, que assumiram fortes posições em geração e comercialização. Em 2005 ocorreu nova reforma, de menor porte, com a inclusão da Escócia no mercado atacadista e criação de um preço único para Grã-Bretanha (BETTA, *British Electricity Trading and Transmission Arrangements*).

A recente necessidade de realizar outra reforma no mercado atacadista britânico foi motivada por duas constatações:

- i. A regulação poderia não fornecer o estímulo adequado para viabilizar a substituição das diversas usinas a carvão e nucleares já em final de vida útil; e

- ii. O atendimento aos compromissos assumidos junto à União Europeia para redução do nível de emissões de gases do efeito estufa podem não ser cumpridos de forma adequada.

Está previsto para fins de 2015 o descomissionamento de centrais a carvão antigas com capacidade instalada total de 12GW, correspondentes a 20% da demanda de ponta britânica. Este conjunto de plantas termoeletricas não se enquadra à diretiva da Comissão Europeia sobre emissões de poluentes e, dada a idade dos equipamentos, o *retrofit* não é economicamente viável. Além disto, está prevista para 2016, a saída de operação de centrais nucleares antigas, com capacidade instalada total de 6,3GW.

Por outro lado, os compromissos assumidos com a Comunidade Europeia implicam em substancial descarbonização da economia e particularmente do *mix* de geração de energia elétrica. A avaliação feita pela Agência Reguladora OFGEM em 2009 foi que o mercado atacadista de energia não seria capaz de fornecer aos investidores incentivo e segurança suficientes para realizar os vultosos investimentos requeridos para substituir a capacidade instalada vinculada a estes equipamentos de geração<sup>18</sup>. A reforma do mercado de energia britânico atualmente em curso têm três elementos centrais: *contratos por diferenças, preço piso para o mercado de carbono e mercado de capacidade*, analisados em seguida.

O primeiro deles são os *contratos por diferenças* entre o governo e novos geradores, sobretudo de fontes renováveis, mas também nucleares e eventualmente outros, que substituem as *Renewable Obligations*<sup>19</sup>. Estes contratos constituem uma garantia do preço

---

<sup>18</sup> “A combinação sem precedentes da crise financeira internacional, de metas ambientais estritas, dependência crescente de gás importado e o fechamento de centrais elétricas antigas lançam uma dúvida razoável se o atual modelo de mercado de energia será capaz de proporcionar um fornecimento seguro e sustentável de energia”. (OFGEM, 2010)

<sup>19</sup> As *Renewable obligations* são um mecanismo para induzir a construção de usinas de fontes renováveis utilizados no Reino Unido a partir de 2000. Elas consistem em, por um lado, conceder aos geradores renováveis certificados de energia renovável por cada MWh gerado. Por outro lado, os geradores tradicionais são obrigados a comprar tais certificados no mercado em uma proporção de sua energia gerada. O regulador britânico, a OFGEM, confere se cada gerador tem de fato o número de certificados

de venda de energia no longo prazo. A proposta é que os geradores vendam a energia no mercado, recebendo o preço de curto prazo. Haverá, porém, a garantia de preço no contrato com o governo: se o preço médio de venda for inferior ao preço do contrato, o governo complementar a receita do gerador. Inversamente, se a diferença for favorável ao gerador (preço médio de venda maior que preço do contrato), ele terá que reembolsar o governo. Os contratos serão diferentes de acordo com as fontes para dar conta das peculiaridades técnicas e econômicas de cada uma delas.

A razão por trás dos contratos por diferença está em **reduzir as incertezas de receitas** associadas aos novos investimentos em geração, fixando o preço da energia, e ao mesmo tempo em criar um ambiente competitivo, no qual diversos projetos disputam em leilão a obtenção de contratos de longo prazo. Este desenho de mercado endereça os problemas dos esquemas de contratação de renováveis mais correntes, que são a vinculação das receitas dos projetos, ainda que parcialmente, aos preços do mercado de energia (*Renewable Obligations* britânicas) e a falta de um ambiente de contratação competitivo (tarifas *feed-in*, comuns no restante da Europa).

O segundo elemento da reforma britânica da comercialização de energia é a fixação de um *piso para o preço do carbono*. O preço dos direitos de emissão de carbono deveria funcionar na Europa como um sinalizador para a economicidade de investimento em tecnologias de baixo carbono. As atividades emissoras, uma usina a carvão, por exemplo, têm que dispor de certificados em volume compatível com suas emissões de gases do efeito estufa, podendo acessar o mercado de carbono para adquirir ou vender direitos de emissão. Como emitir carbono implica em custo financeiro direto

---

necessário, obrigando os que não tiverem lastro adequado a depositar uma multa em um fundo setorial dedicado à energia renovável. Este modelo de fato estimulou a expansão das renováveis, pois concede aos geradores renováveis uma receita extra mercado. Entretanto, como parte da remuneração de tais geradores ainda depende dos preços de mercado, permanece uma substancial incerteza quanto à receita futura. Na revisão do modelo de estímulo às renováveis estimou-se que um mecanismo que garantisse a efetiva fixação dos preços para a venda da energia por parte do gerador renovável seria mais adequado à promoção do avanço das renováveis, diminuindo o risco e, com isso, o custo de capital da atividade.

determinado pelos direitos de emissão, as atividades emissoras são desestimuladas, enquanto as tecnologias de baixas emissões são favorecidas. Entretanto, a grande volatilidade nas cotações e, sobretudo, a prolongada baixa no preço dos direitos de emissão após crise de 2008, e o malogro do Protocolo de Kyoto, acabaram por tornar o mecanismo europeu disfuncional, na medida em que a falta de um horizonte de preços de longo prazo não dá uma sinalização clara para os investimentos. Ao interferir neste mercado através da definição de um piso para o preço de carbono crescente no longo prazo, o governo britânico oferece uma sinalização mais clara neste sentido, buscando dar maior previsibilidade aos investidores.

Finalmente, a reforma do modelo de comercialização de energia no mercado atacado britânico prevê a criação de um *mercado de capacidade*, objetivando garantir a sustentabilidade econômica da geração controlável, normalmente de fonte térmica. O objetivo e desafio central é garantir a disponibilidade de geração controlável que possa ser acionada para permitir ajustar a geração e o consumo a cada momento. Trata-se de uma necessidade crescente em um ambiente em que as fontes intermitentes tendem a ganhar participação relevante no *mix* energético. O mercado por capacidade visa dar um sinal forte para a manutenção em operação das centrais controláveis e, imagina-se, também para a entrada em operação de novas centrais com esta característica. O Operador do Sistema contratará no mercado de capacidade, usinas com capacidade instalada controlável em volume suficiente para atender à demanda projetada e a contrapartida será um pagamento fixo aos geradores térmicos, que contarão com uma fonte adicional de receitas, além da venda de energia no mercado *spot*.

A reforma do mercado atacadista britânico em curso significa um substancial aumento da intervenção do governo no setor com o objetivo de criar um arcabouço contratual e regulatório capaz de mitigar os riscos inerentes à expansão do sistema e induzir novos investimentos em geração.

A avaliação subjacente é de que a sinalização dos preços do mercado de energia em seu desenho atual não é capaz de sozinha induzir a expansão da oferta de energia renovável

a custos reduzidos. E a própria expansão esperada na geração renovável, com seu poder de interferir na formação de preços, reduzindo sua correlação com o preço dos combustíveis, torna duvidoso o sinal econômico do preço de mercado mesmo para induzir novos investimentos em geração tradicional.

Diante deste conjunto de problemas e destas novas especificidades, o governo promoverá diretamente a contratação competitiva e a um custo final fixo novas plantas geradores de fontes renováveis e negociará preços para novos empreendimentos nucleares. Já a geração térmica terá o suporte dos contratos por capacidade. Os investimentos em tecnologias de baixo carbono terão maior previsibilidade quanto aos preços de mercado do carbono.

A adoção de uma política energética mais ativa e determinística pelo governo britânico suscitou críticas quanto a um possível retrocesso no processo de liberalização do mercado atacadista<sup>20</sup>. De fato, a nova reforma implica na migração de um modelo onde se pretendia estimular decisões de investimento apenas por mecanismos de mercado, para outro em que as decisões de investimento são decorrentes em última análise de estímulos e instrumentos definidos pela política governamental.

No outro extremo, alguns críticos questionam se, dadas as características da geração renovável, com oferta de energia não relacionada aos preços do mercado atacadista, haveria incompatibilidade fundamental entre um setor elétrico de baixo carbono e um mercado de energia liberalizado. Isto apontaria na direção do reforço da função do planejamento e do enfraquecimento ou parcial abandono do próprio conceito de mercado atacadista.

Uma conclusão mais equilibrada assumida pelos autores indica que a reforma em curso do comércio atacadista de eletricidade britânica não fez mais do que buscar superar

---

<sup>20</sup> Newbery, 2013; Keay, Rhys, Robinson, 2013.

problemas que se apresentam para a expansão da geração e que o desenho de mercado anterior não é capaz de resolver. As alterações propostas estão sendo feitas, na medida do possível, através de mecanismos competitivos. Um desenho cuidadoso das políticas e instrumentos de sinalização e estímulo ao investimento privado pode preservar a principal virtude da liberalização dos mercados, que é utilizar a competição para reduzir os preços, assegurando ao mesmo tempo a segurança do abastecimento e o respeito aos compromissos com as metas de redução de emissões.

Por outro lado, a reforma britânica trata de vários problemas que se apresentam também em outros países, sobretudo desenvolvidos, com o crescimento das energias renováveis, como a introdução da competição na escolha dos novos projetos e na fixação do preço da energia e a correção do sinal econômico dos preços de mercado da energia com relação aos geradores tradicionais, sobretudo térmicos.

#### **4. O Mercado de energia brasileiro**

O Brasil é um caso internacional *sui generis* no desenvolvimento dos mercados de energia elétrica, em função do desenho contratual com mecanismos que garantem a expansão equilibrada e dinâmica entre a oferta e demanda em um ambiente de mercado competitivo com matriz com baixa participação de geração térmica.

O processo de formação deste mercado se deparou com um relativo retrocesso em relação à proposta original de liberalização dos mercados de energia dos anos 1980-90, na medida em que a reforma que implementou o modelo de 2004 retomou o papel do Estado para organizar o mercado de energia e garantir a expansão da geração. No novo modelo, a comercialização de energia no atacado foi reestruturada buscando atender, de uma forma muito original, aos principais desafios hoje encontrados em países avançados, relacionados à competição na geração em mercados com participação substancial de energias renováveis.

A base da comercialização de energia no atacado adotada no Brasil não é um mercado de energia do dia seguinte, como é mais usual na Europa. Trata-se de um mercado de contratos, e não de energia, de longo prazo em que os agentes consumidores precisam garantir 100 % da contratação de seu consumo, sujeito ao risco de penalidades. Um mercado de energia nos moldes europeus não existe no Brasil, pois o despacho é realizado de forma centralizada, com base em um modelo computacional de otimização de custos, como é comum em países latino-americanos, e não a partir de ofertas de preços e quantidades dos geradores e consumidores.

Este desenho da comercialização de energia é fruto, em boa medida, das características específicas e praticamente ímpares do sistema brasileiro, onde há predominância da geração hídrica. Em um sistema elétrico como o brasileiro, o preço de curto prazo da energia, definido com base no custo marginal de operação calculado pelos modelos computacionais, tende a ser demasiado baixo sempre que ocorrerem hidrologias normais e demasiado elevado em hidrologias desfavoráveis. Os valores assumidos pelo PLD - preço de liquidação de diferenças - são resultantes principalmente da hidrologia e não da interação entre preferências dos consumidores e estruturas de custos dos geradores. Por esta razão o sistema brasileiro não pode ter uma das principais características de um mercado competitivo, que é a capacidade de auto regulação através de ações dos agentes induzidas pelos preços de mercado. Em suma, no sistema elétrico brasileiro o preço de curto prazo não fornece sinalização econômica adequada para aumento e diminuição da oferta, para novos investimentos ou para desinvestimentos: um preço de curto prazo elevado não é por si só indicador de necessidade de investimentos e um preço muito baixo não é indicação clara de que há excesso de capacidade ociosa. Estas são, em síntese, as diferenças mais marcantes entre o modelo brasileiro e o modelo europeu de mercado de energia.

## 4.1. PLD e o custo médio da energia

A discrepância sistemática entre o PLD médio e o custo médio da energia pode ser mais bem compreendida através de um exemplo com base em dados do sistema. Foram sistematizadas informações fornecidas pela EPE para o leilão A-5 de 2014. Utilizou-se a primeira revisão dos dados, divulgada no site da EPE (26/09/2014), que inclui o caso base do Newave para cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração e as planilhas com valores mensais para o CMO (Custo Marginal de Operação), que servem de referência para o cálculo do Índice de Custo Benefício (ICB) para o referido leilão.<sup>21</sup> A partir destes dados é trivial estimar os custos variáveis associados à geração térmica e qual o custo médio de produção da energia elétrica de acordo com o grau de uso das termoelétricas.

O sistema modelado para o leilão A-5 de 2014 estima uma carga de 70.480 MW<sub>méd</sub>, suprida em sua maior parte por usinas com uma estrutura de custos baseada em custos fixos, hidroelétricas sobretudo. Há também um parque termoelétrico cuja configuração básica está apresentada na Tabela 4, com estrutura de custos envolvendo custos fixos e variáveis. A capacidade instalada total do parque térmico é de 24GW, com uma potência disponível, isto é, descontadas previsões para paradas para manutenções rotineiras e forçadas, de 22,2GW. Parte das centrais termoelétricas tem algum percentual da geração inflexível, ou seja, independente da hidrologia, elas vão operar em volume estimado de 6,8GW<sub>méd</sub>. Nestes termos, o ONS - Operador Nacional do Sistema - dispõe de termoelétricas com geração flexível capazes de produzir 15,4GW<sub>méd</sub>. Finalmente, o CVU - Custo Variável Unitário - médio das térmicas flexíveis, ponderado pelas respectivas potências disponíveis, é de R\$ 362/MWh.

---

<sup>21</sup> O Índice de Custo Benefício expressa o custo esperado de um projeto, medido em reais por megawatt hora de garantia física, incluindo tanto custos fixos, custos operacionais e o resultado das liquidações financeiras no Mercado de Curto Prazo da CCEE. O ICB é utilizado para comparar projetos de fontes térmicas com outros projetos (hidroelétricas, por exemplo) nos Leilões de Energia Nova.

**Tabela 4**

**Configuração do parque térmico: Caso base do leilão A-5 de 2014**

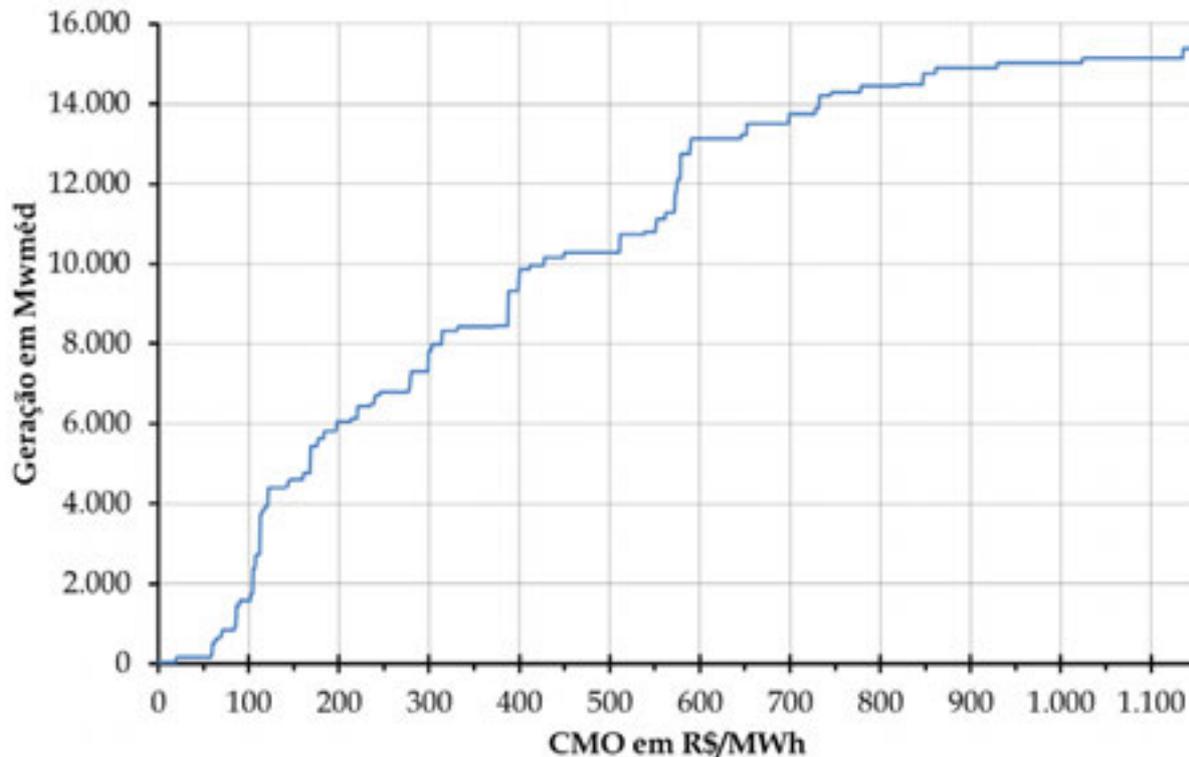
Capacidade Instalada	24.108 MW
Potência disponível	22.222 MW
Geração térmica inflexível	6.797 MW <sub>méd</sub>
Geração térmica flexível máxima	15.425 MW <sub>méd</sub>
CVU média ponderada	362 R\$/MWh
Geração térmica inflexível	6.797 MW <sub>méd</sub>

Elaboração própria com base no caso base para Leilão A-5 de 2014  
(www.epe.gov.br)

A cada momento, a geração térmica total é função do CMO, conforme pode ser constatado no Gráfico 8. Assim, se o CMO for zero, toda a carga será atendida por geração baseada em custos fixos, isto é, as usinas hidroelétricas, eólicas, a biomassa e térmicas inflexíveis que estarão produzindo os 70,5 GW<sub>méd</sub> suficientes para atender a demanda estimada pela EPE. E todas as térmicas flexíveis permanecerão ociosas. No outro extremo, com o CMO a R\$ 1.050/MWh, a geração térmica flexível será de cerca de 15,4GW<sub>méd</sub>, restando às demais usinas predominantemente de fontes renováveis, em especial hidroelétricas, a obrigação de gerar 55,1GW<sub>méd</sub>.

## Gráfico 8: Geração térmica flexível em função do CMO

(Caso base do leilão A-5 de 2014)



Fonte: Elaboração própria com base em EPE, *Caso base para o leilão A-5 de 2014*, [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).

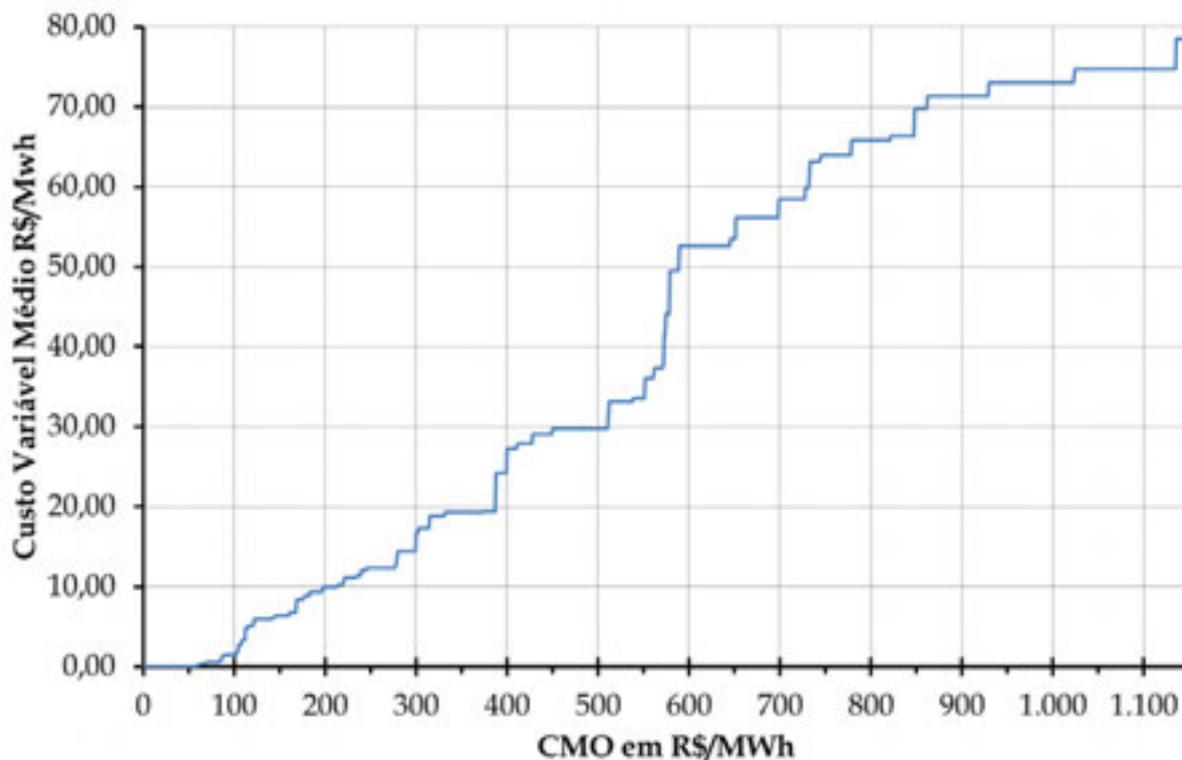
O Gráfico 9 exibe o Custo Variável Médio de todo o sistema em função do CMO, que vai de zero, quando o CMO também é zero, até pouco menos de R\$79,27/MWh, quando o CMO sobe a R\$1.050/MWh. Observe-se que o custo variável médio é calculado tendo o sistema como referência (carga total), independente da fonte de geração. Assim, embora a geração térmica flexível tenha isoladamente um custo médio ponderado de R\$362/MWh (ver Tabela 4), o custo variável médio do sistema como um todo, gerando 70,5GWméd a partir de todas as fontes, é no máximo de R\$79,27/MWh<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> O custo variável total em um mês correspondente ao despacho pleno do parque térmico em questão é de R\$ 4.022. Já a carga em um mês é de 50,75TWh. O custo variável médio pode assim ser calculado através da divisão entre estes fatores chegando ao valor de R\$79,27/MWh.

### Gráfico 9: Custo variável médio do sistema em função do CMO

(Caso base do leilão A-5 de 2014)



Fonte: Elaboração própria com base em EPE, *Caso base para o leilão A-5 de 2014*, [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).

Se o sistema modelado fosse contratado pelo custo do serviço ou com base em um modelo de comprador único, que contratasse energia pelo custo dos geradores e repassasse aos consumidores o preço do *mix* de produção do momento, a diferença entre o custo para o consumidor em situação de abundância de água para uma situação de seca severa seria de R\$79,27/MWh<sup>23</sup>. Já a amplitude do intervalo de variação do PLD em vigor na data da simulação é mais de dez vezes maior, R\$807,21, ou seja, piso de R\$15,62/MWh e teto de R\$822,83/MWh.

---

<sup>23</sup> Custo variável zero com nenhuma térmica flexível acionada e custo variável de R\$79,27/MWh com todo o parque flexível despachado.

Ao contrário do custo variável do sistema, o custo fixo não é de apuração simples. Em um sistema remunerado pelo custo do serviço, o custo variável do sistema estaria disponível. Igualmente, em um sistema onde a comercialização da energia ocorresse através de um comprador único, adquirindo energia dos geradores e repassando-a aos consumidores pelo custo médio, o custo fixo do sistema também seria fácil de estimar. No Brasil isto não é tão fácil, pois embora boa parte da energia seja adquirida pelo mercado regulado a custos que podem ser apurados ou estimados, o mesmo não se aplica às usinas que geram para o mercado livre<sup>24</sup>. Para contornar o problema, assumiu-se o PLD médio do modelo da EPE como aproximação para o custo médio de produção. O custo fixo foi obtido abatendo o custo variável médio do custo médio de produção. O PLD médio para o subsistema SE-CO de R\$137,02/MWh foi usado como aproximação para o custo médio de produção e o custo variável médio de todos os cenários foi de R\$6,60/MWh. Por diferença se obtém um custo fixo médio de R\$130,42/MWh.<sup>25</sup>

O custo total de produção da eletricidade no sistema é a soma dos custos fixos de todas as usinas, sejam elas hídricas, térmicas ou de fontes alternativas, com os custos variáveis das térmicas flexíveis despachadas no momento. Foram elaborados alguns gráficos que permitem ilustrar o comportamento do PLD e do custo médio de produção da energia elétrica com base na planilha de CMO fornecidas pela EPE para o leilão A-5 de 2014. A planilha contém duas mil simulações para o CMO entre os anos de 2019 e 2023, com

---

<sup>24</sup> A estrutura de custos de boa parte da geração para o mercado regulado pode ser estimada com relativa facilidade: Itaipu é comercializada pelo custo do serviço; a energia nuclear e as cotas de hídricas com concessão renovada têm tarifas com custos operacionais eficientes calculadas pelo regulador; todas as usinas contratadas nos leilões de energia nova têm contratos que convergem para o custo médio de produção em função do próprio mecanismo de contratação competitiva. A estimativa é mais difícil para energia contratada em leilões de energia existente, pois os preços resultantes de tais leilões, pautados pelo PLD, que é o custo de oportunidade do gerador descontratado, não necessariamente convergem para os custos de produção. Finalmente, têm-se menos dados sobre a energia destinada ao mercado livre.

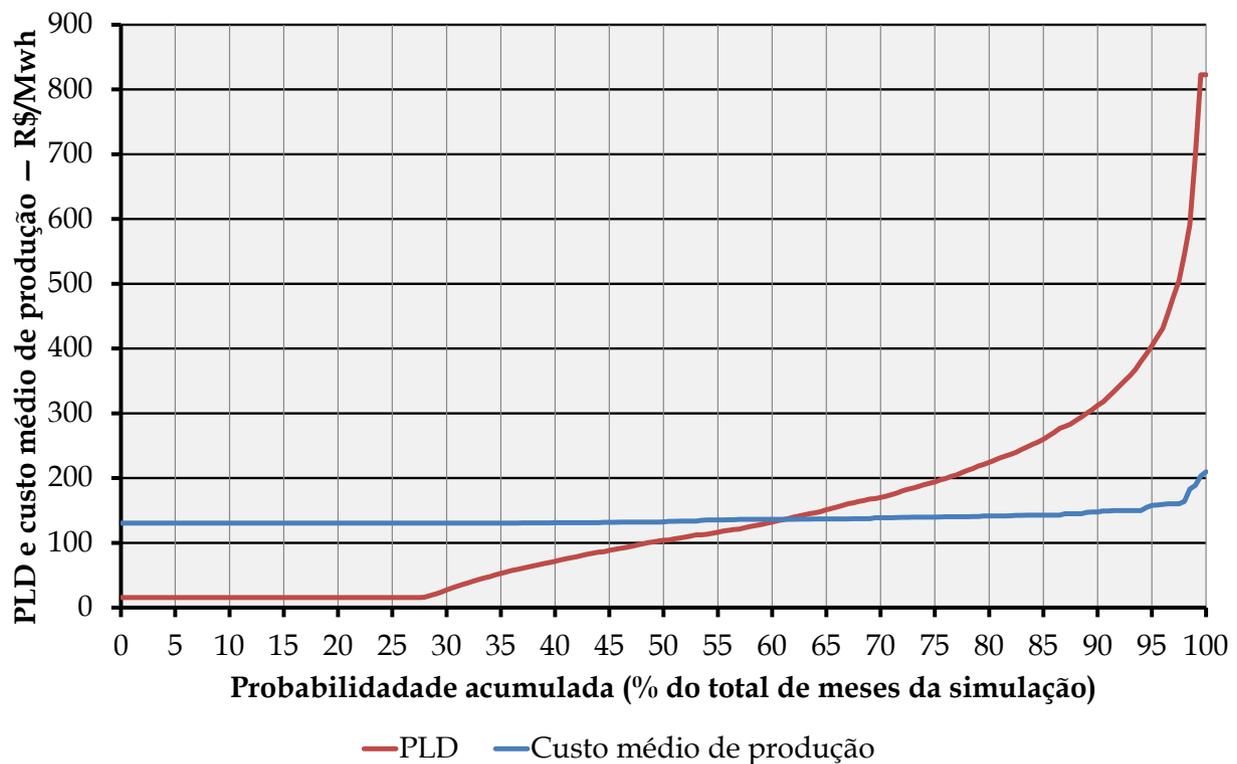
<sup>25</sup> Outra alternativa para estimar o custo fixo médio seria utilizar o Custo Marginal de Expansão (CME) calculado pela EPE, no valor de R\$112/MWh. Mas preferiu-se aqui manter a consistência com o PLD das próprias simulações utilizadas, que foram produzidas pela EPE (EPE 2014).

dados detalhados à escala mensal. O PLD foi calculado aplicando os limites mínimo e máximo do PLD em vigor (R\$15,62 e R\$822,83 por MWh) ao CMO de cada mês.

O aspecto mais interessante e restritivo dos dados é que eles refletem apenas o impacto da hidrologia na composição da oferta e no PLD. Não há na simulação qualquer flutuação na configuração do sistema (usinas e linhas de transmissão são as mesmas), na carga, nos preços de combustíveis ou em qualquer outro fator que possa influenciar a oferta e a demanda de energia. O que varia é que em hidrologias favoráveis se utiliza mais geração hidroelétrica e em hidrologias desfavoráveis as térmicas são usadas para poupar água. O sistema está configurado pelo planejador como equilibrado, tanto no que diz respeito ao risco de déficit, quanto ao custo médio de operação. Não há, portanto, nem sobra nem falta de capacidade instalada.

A distribuição de probabilidade dos valores do PLD mostra grande frequência de valores extremos em uma distribuição de probabilidade assimétrica, com maior frequência de valores muito baixos. O Gráfico 10 apresenta a distribuição de probabilidades acumuladas dos valores mensais em toda a amostra (duas mil séries de sessenta meses, entre janeiro de 2019 e dezembro de 2023). O PLD médio no subsistema SE-CO para todas as séries é de R\$ 137,02/MWh. Ele é, por construção, igual ao custo médio de produção. Valores muito baixos do PLD são frequentes, pois o piso de R\$15,62/MWh pode ocorrer em 28% dos meses. A mediana do PLD é significativamente menor que a média (R\$103,98/MWh). Em 61% dos meses o PLD é inferior ou igual à média. No outro extremo, em um número relativamente pequeno de meses o PLD ultrapassa em muito a média. Por exemplo, em 14% dos meses o PLD é o dobro da média ou mais, sendo que em 5% dos meses o PLD é pelo menos o triplo da média.

**Gráfico 10: PLD médio mensal x Custo médio mensal**  
**Distribuições de probabilidades acumuladas**



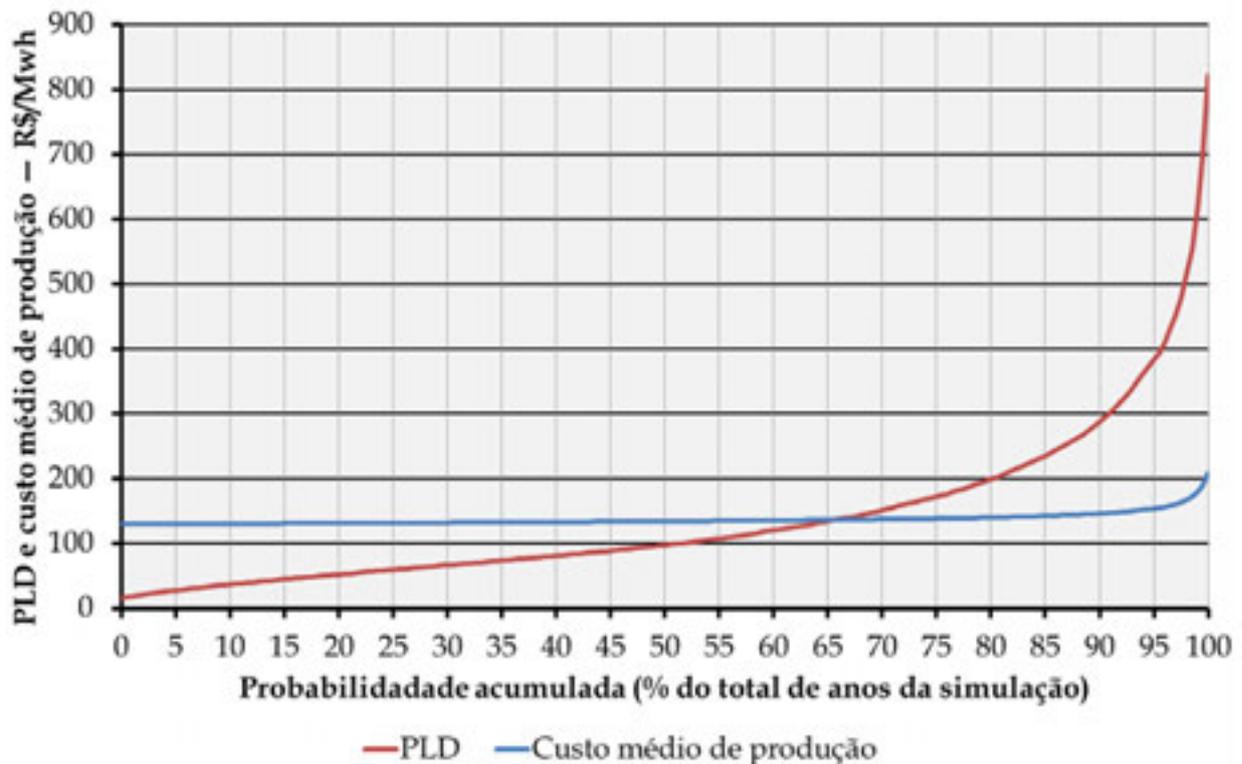
Fonte: Elaboração própria com base em EPE, *Caso base e Planilha de CMO para o leilão A-5 de 2014*, [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).

Já o custo médio de produção tem uma distribuição de probabilidade acumulada melhor comportada, com média de 137,02/MWh relativamente próxima da mediana, que é de R\$132,21/MWh.

A partir do Gráfico 11 é possível ampliar a análise do PLD através da distribuição do valor médio em anos-calendário fechados (duas mil séries, cada uma com cinco anos, totalizando dez mil anos). Observa-se agora uma distribuição ainda mais assimétrica do PLD, ao contrário do que ocorre com os custos médios de produção. É verdade que há uma menor frequência de valores extremamente baixos para o PLD, indicando que a manutenção do PLD no piso durante todo o ano é um evento raro. Por outro lado, a mediana ficou ainda mais distante da média, caindo, em relação ao Gráfico 10, de R\$103,98/MWh para R\$97,57/MWh. A quantidade de anos com PLD igual ou inferior à

média aumentou de 61% para 66%. No outro extremo, os anos em que o PLD iguala ou ultrapassa o triplo da média diminuíram de 5% para 4%.

**Gráfico 11: PLD médio anual x Custo médio anual**  
**Distribuições de probabilidades acumuladas**



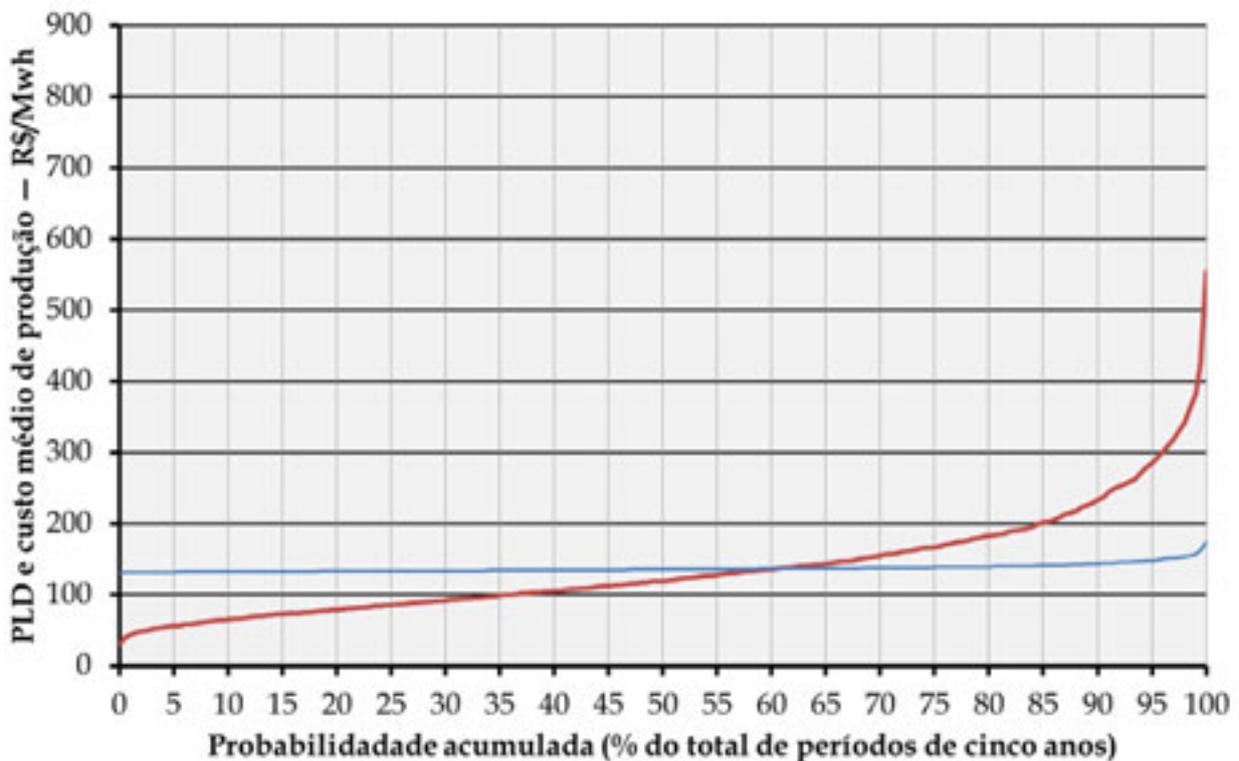
Fonte: Elaboração própria com base em EPE, *Caso base e Planilha de CMO para o leilão A-5 de 2014*, [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).

A interpretação dada para esta maior assimetria da série com o PLD anual é que uma hidrologia boa ou ruim tende a ser um fenômeno com maior duração de meses. Por exemplo, chuvas abundantes nos primeiros meses do ano podem encher os reservatórios, determinando um PLD relativamente baixo para o resto do ano. E inversamente, um verão que termine com reservatórios mais vazios do que o normal tende a forçar o acionamento de mais centrais termoeletricas ao longo do período seco.

A distribuição de probabilidades acumuladas para o custo médio de produção continuou a ser relativamente bem comportada, com mediana de R\$134,15/MWh, aproximando-se um pouco mais da média 137,02/MWh.

Finalmente, o Gráfico 12 exhibe a distribuição do PLD médio e o custo médio de produção dos cinco anos da simulação (duas mil séries de cinco anos). Com cada série cobrindo um período de sessenta meses, há tempo para várias reversões da tendência hidrológica, de forma que a distribuição dos valores médios para o PLD fica perceptivelmente mais suave, embora ainda descolada sistematicamente dos custos médios de produção. Em 12% das séries o PLD médio atinge no máximo metade da média, em 14% das séries o PLD médio é de uma vez e meia a média ou mais e em 6% das séries o PLD é pelo menos o dobro da média.

**Gráfico 12: PLD médio quinquenal x Custo médio quinquenal**  
**Distribuições de probabilidades acumuladas**



Fonte: Elaboração própria com base em EPE, *Caso base e Planilha de CMO para o leilão A-5 de 2014*, [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).

O custo médio de produção oscila entre valores relativamente próximos quando a análise é de um período de cinco anos, isto é, entre 130,52/MWh e 173,78/MWh contra um intervalo entre 130,42/MWh e 208,60/MWh para o custo de produção médio anual.

O importante a ser destacado destas estimativas de probabilidade é que a alta volatilidade do PLD comparado aos custos de produção médios têm sérias implicações para sua eficácia em termos de poder de sinalização econômica para o comportamento dos agentes. No modelo tradicional de mercado de energia, baseado em um mercado *spot*, examinado na Parte 2, um aumento no consumo de eletricidade implica, *ceteris paribus*, ou seja, tudo mais se mantendo constante, em aumento do preço de mercado, via aumento na frequência de despacho das centrais com custos variáveis mais altos. O aumento de preços leva a uma maior margem de lucro para os geradores e sinaliza possibilidade para novos investimentos, sobretudo em centrais com uma eficiência técnica e econômica superior à média.

No sistema brasileiro, o aumento do consumo de energia elétrica tem uma relação mais tênue com os preços de curto prazo. Embora um aumento da carga possa provocar de fato aumento do PLD esperado, a elevadíssima dispersão do PLD em torno da média faz com que o sinal tenda a se perder. Na verdade, o valor médio esperado para o PLD é um valor atípico, havendo grande probabilidade do PLD verificado ser menor que a média e uma probabilidade mais reduzida da média ser largamente superada.

Além disso e mais gravemente, o PLD com frequência descola do custo médio de produção por longos períodos, como foi visto acima, dando aos geradores um sinal econômico que pode ser equivocado. Por exemplo, quando o PLD é maior que o custo médio resulta para o gerador descontratado um lucro extraordinário. Mas se esse PLD mais alto é fruto da hidrologia, o lucro extra do gerador não desempenha o papel que tem na microeconomia dos mercados competitivos, que é fomentar o investimento. Na verdade, tem-se um lucro extra que não funciona como indutor do ajuste da oferta e que, portanto, não leva a uma alocação eficiente de recursos. O oposto ocorre quando o PLD é inferior ao custo médio de produção por um longo período: o gerador

descontratado perde dinheiro sem que isso sinalize corretamente para o descomissionamento da central geradora.

Nestes termos, com um preço de curto prazo com tais características, um agente investidor não tem um sinal claro para o investimento. Um empreendedor com um projeto com estrutura de custos baseada em custos fixos (hidroelétrica, eólica, solar) não terá segurança sobre o nível dos preços da época em que o projeto entrar em operação. A situação de um projeto térmico é ainda mais delicada, pois, diferentemente do que ocorre em um mercado tradicional, dominado pela geração térmica baseada em combustíveis fósseis, o preço da eletricidade não segue neste caso os preços dos combustíveis utilizados para geração térmica. O gerador térmico não sabe nem os preços da eletricidade, nem a frequência real de despacho, nem os preços dos combustíveis no futuro. A conclusão é que se PLD fosse a única referência de preços para a comercialização da energia no atacado, não haveria como garantir de forma minimamente consistente e segura a expansão da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro.

## **4.2. A Reforma de 2004**

A reforma do modelo do setor elétrico de 2004 teve entre os seus principais objetivos criar um ambiente de estímulo à contratação da energia no longo prazo capaz de viabilizar novos projetos de geração. A reforma liberalizante dos anos 90 havia falhado em promover investimentos em geração, resultando em 2001 em um racionamento compulsório de 20% da carga.

A parcial liberalização da comercialização adotada nos anos 90 partiu do pressuposto de que sendo a geração de energia elétrica uma atividade potencialmente competitiva, os mecanismos de mercado seriam capazes de indicar e viabilizar a necessidade de novos investimentos. Os agentes de geração e consumo foram reunidos no Mercado Atacadista de Energia (MAE), órgão que deveria decidir as bases da contratação de energia entre

agentes desregulados, além de desempenhar a função de ambiente de compra e venda de energia no curto prazo a um preço baseado no Custo Marginal de Operação (CMO) calculado pelos modelos computacionais do planejamento da operação.

Na prática, o MAE nunca chegou a desempenhar de forma plena as funções para as quais foi criado. Poucos agentes se interessaram em contratar energia no longo prazo de forma realmente desregulada. Os novos e poucos projetos viabilizados antes da reforma de 2004 envolviam a contratação de geradoras de partes relacionadas com garantia de repasse da compra de energia à tarifa do consumidor cativo por um valor teto definido regulatoriamente (chamado *self dealing*), ou envolviam investimentos em autoprodução por empresas eletro intensivas. No *self dealing* as distribuidoras podiam contratar parte do seu mercado com empresas do mesmo grupo econômico, sem processo competitivo, algo que podia tornar o negócio bastante interessante financeiramente. No caso dos autoprodutores, a principal motivação no investimento de plantas geradoras era garantir suprimento a energia com baixo custo.

Dadas as características do sistema brasileiro, com geração predominantemente de fonte hidroelétrica e o CMO tendendo a assumir valores extremos, entende-se a dificuldade encontrada na época para realizar novos projetos: não havia sinal econômico para a contratação de longo prazo, nem para geradores nem para consumidores. Na ausência de um suporte regulatório forte, que induzisse a previsibilidade de receitas para os projetos de geração, os consumidores não tinham incentivos para assumir compromissos de compra de prazo compatível com os investimentos em geração. E na ausência de contratos de longo prazo, o mercado *spot*, com seu preço altamente volátil, não representava base sólida para investimentos em novos projetos.

O modelo implantado com a reforma de 2004 teve como um dos objetivos centrais criar condições para a realização de investimentos em geração. A característica mais marcante do novo modelo de comercialização de energia foi a contratação compulsória pelos consumidores de certificados de energia – garantia física no jargão do setor – em volume equivalente a 100% do consumo medido.

O mecanismo pode ser resumido da seguinte forma: cada gerador recebe do Ministério de Minas de Energia um contrato de **garantia física** em MW médio, que corresponde a uma parcela da carga que o sistema elétrico como um todo é capaz de atender dentro de parâmetros de segurança do abastecimento e de custo<sup>26</sup>. A garantia física de cada usina é calculada pelo MME utilizando uma metodologia definida regulatoriamente. A garantia física de uma usina é sempre menor que sua potência instalada. E a soma das garantias físicas de todas as usinas corresponde à carga que o sistema tem condições de suprir mantendo o risco de déficit controlado e operando a um custo operacional médio compatível com o custo de expandir o sistema. Como os consumidores têm que contratar 100% do consumo em garantia física, com risco de pagamento de penalidades caso não cumpram esta meta, um aumento do consumo projetado leva à procura por mais garantia física, que só pode ser suprida mediante a construção de novas usinas.

Em suma, a criação de um mercado para garantia física faz com que aumentos na projeção de consumo dos agentes se traduzam em demanda por mais garantia física e, por conseguinte, na necessidade de novos empreendimentos. Para assegurar que a demanda por mais garantia física se traduza em contratos de longo prazo com perfil adequado para viabilizar novos empreendimentos de geração, o modelo de 2004 instituiu uma rotina anual de leilões públicos organizados pelo governo destinados à compra de longo prazo da energia para o mercado regulado.

As distribuidoras são obrigadas a declarem sigilosamente ao MME suas necessidades estimadas de energia para os próximos três e cinco anos. Estas demandas estimadas só podem ser atendidas pelos leilões de “Energia Nova” (leilões A-3 e A-5, respectivamente). Os empreendedores de geração se inscrevem nos leilões e disputam contratos em um leilão reverso, ganhos pelos competidores que ofertam energia ao

---

<sup>26</sup> Para uma descrição mais detalhada da metodologia de cálculo da Garantia Física, ver: Castro, N. J.; Brandão, R. e Dantas, G. *Problemas no Cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova*. GESEL-UFRJ. Rio de Janeiro, junho de 2010. (TDSE n.º 20)

menor preço. Os Leilões de Energia Existente A-1 destinam-se a geradores que possuam energia descontratada e visam complementar o suprimento de energia das distribuidoras para o ano seguinte, considerando o término de contratos de energia existentes e oscilações de mercado. Os Leilões de Energia Nova destinam-se a empreendedores que desejem construir novas plantas e obter contratos de longo prazo de venda de energia para projetos pré-operacionais, com prazos de contratação com duração de 15 a 30 anos, dependendo da fonte. O governo também pode organizar leilões de energia nova para projetos de fontes alternativas ou para projetos hídricos de grande porte, considerados como estruturantes. Para todos estes leilões que resultam em ampliação da capacidade geradora, os empreendedores vitoriosos, de posse de contratos de longo prazo firmados com as distribuidoras, conseguem financiamento junto ao BNDES para a construção dos projetos, utilizando os contratos de venda de energia com as distribuidoras como principal garantia (financiamentos na modalidade *Project Finance*).

Os contratos de comercialização vinculados às novas plantas hidroelétricas firmados com as distribuidoras fixam por trinta anos o preço da garantia física, com reajustes anuais pela inflação. Trata-se de um desenho comercial em que a receita da hidroelétrica não depende nem dos preços de curto prazo nem, em grande medida, da própria hidrologia, o que é fundamental para viabilizar um projeto que tem apenas custos fixos<sup>27</sup>.

---

<sup>27</sup> Os contratos para novos empreendimentos são desenhados de acordo com as especificidades de cada uma das fontes. Os contratos com hidroelétricas são contratos “por quantidade” em que o gerador hídrico se compromete a entregar a energia vendida. Devido à imprevisibilidade da geração de cada usina específica, que depende da hidrologia local, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que é um *hedge* compulsório e automático através do qual as hidroelétricas compartilham e redistribuem entre si a sua geração. O MRE faz com que a geração hídrica total seja alocada proporcionalmente à garantia física de cada uma das hidroelétricas, independente da geração efetiva de cada uma delas. Isso reduz consideravelmente o risco dos contratos por quantidade, na medida em que secas de caráter local ou reduções da geração decorrentes de estratégias de acúmulo de água do Operador do Sistema não afetam a capacidade de uma hidroelétrica honrar seus contratos. O risco que permanece é o de as hidroelétricas em

Os contratos com os geradores eólicos também foram desenhados para tornar a receita dos novos projetos altamente previsível. A garantia física destes empreendimentos é baseada na geração esperada, estimada por uma empresa certificadora. Desta forma, a receita mensal não depende da geração efetiva, mas da própria garantia física, havendo rotinas de registro anuais e quadrienais de conciliação entre a energia vendida e energia efetivamente gerada. Os resultados destes registros dão origem a pagamentos adicionais por parte da distribuidora ou a descontos nos pagamentos mensais. Um detalhe importante é que as diferenças estão indexadas ao preço da energia do contrato original e não ao PLD. E as diferenças são diferidas no tempo de forma a minimizar as oscilações do faturamento mensal do gerador.

No caso das usinas termoeletricas a metodologia de cálculo é nitidamente diferente, pois elas têm tanto custos fixos associados à remuneração do capital investido e à administração quanto aos custos variáveis substanciais derivados do consumo de combustíveis fósseis. O custo efetivo destes projetos é muito difícil de definir previamente, na medida em que eles dependem de duas variáveis imprevisíveis: frequência/duração do despacho e dos preços dos combustíveis. A solução adotada pelo modelo de 2004 para contratar projetos deste tipo foi a seguinte:

- i. Transferir a maior parte dos custos e dos riscos associados ao despacho para as distribuidoras;
- ii. Remunerar o gerador com uma receita fixa, independente do despacho; e
- iii. Remunerar com uma receita variável proporcional aos gastos com combustíveis, quando houver.

A viabilidade do negócio é dada pela receita fixa, que cobre gastos de administração e remuneração do capital investido. Merece ser destacado que nos Leilões de Energia

---

conjunto não serem capazes de honrar suas garantias físicas, algo que só acontece em uma hidrologia severa com caráter nacional como a verificada em 2012-2014.

Nova, tanto de A-3 como A-5, os projetos térmicos competem com os projetos das demais fontes dando lances cada vez menores para a receita fixa<sup>28</sup>.

Em suma, a reforma de 2004 buscou contornar as dificuldades acarretadas pelo caráter errático do preço de curto prazo para os novos projetos utilizando a competição nos leilões para promover eficiência. A deficiente sinalização econômica do PLD para a expansão da geração, conforme analisado anteriormente, deixou de ser um problema no novo desenho de mercado. Do ponto de vista dos consumidores, o sinal para expansão da capacidade instalada é dado pela necessidade de lastrear o aumento de consumo em garantia física de novas usinas, e não pelo sempre errático preço de curto prazo. Do ponto de vista do empreendedor tampouco o preço de curto prazo desempenha papel relevante na decisão de investimento, pois há um ambiente de leilões por contratos e regras de comercialização que em grande medida protegem os novos projetos das variações do PLD. Neste sentido, tanto o critério de seleção dos projetos dos Leilões de Energia Nova como as decisões dos empreendedores são pautadas pelo custo médio da energia no longo prazo e não em projeções para um preço de energia de formação marginalista.

---

<sup>28</sup> A variável chave para a seleção de um projeto deste tipo em um Leilão de Energia Nova é o ICB - Índice de Custo Benefício. Sua metodologia de cálculo está baseada na estimativa do custo esperado da energia da usina para o consumidor final. O ICB soma a receita fixa do empreendimento (que, sob a ótica da distribuidora é um pagamento fixo), aos gastos esperados (estimados) com a operação da usina (combustíveis basicamente) e ao custo econômico com operações no Mercado de Curto Prazo da CCEE (compras de energia ao PLD quando a usina não é despachada e vendas ao PLD da energia excedente à garantia física quando a usina é despachada). No leilão, o custo esperado da operação (COP) e o custo econômico das liquidações financeiras (CEC) de cada projeto de usina térmica são fixados pela EPE em função de índices técnicos do projeto e do cenário de preços utilizado para o leilão. Para um estudo mais aprofundado e crítico sobre as fragilidades conceituais da metodologia do ICB, sugere-se ler: Castro, N.J.; Brandão, R. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, março de 2010. (TDSE nº 16).

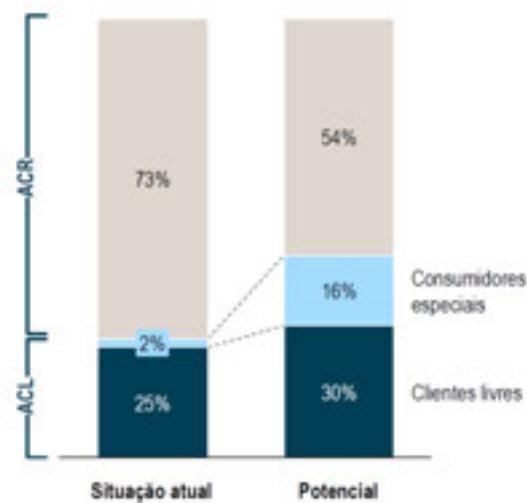
### **4.3. A expansão da geração depende do mercado regulado**

A expansão da capacidade de geração elétrica do sistema brasileiro está baseada na capacidade de pagamento do ACR – Ambiente de Contratação Regulado – também denominado mercado cativo, em que só atuam as distribuidoras. Elas são obrigadas a contratarem 100% da sua demanda de energia compulsoriamente dos geradores que foram vencedores dos Leilões de Energia Nova. As novas usinas têm a garantia de repasse integral dos gastos com compra de energia às tarifas dos consumidores cativos e os contratos nestes leilões são desenhados para terem condições adequadas para servir de base para o financiamento dos projetos através de acesso a linhas especiais no BNDES.

O ACL (Ambiente de Contratação Livre), também conhecido por Mercado Livre, tem um papel menor e marginal na viabilização dos novos empreendimentos. Mas há um grande potencial para o seu crescimento dentro das regras atuais, como pode ser constatado no Gráfico 13, que exhibe o mercado atual e o mercado potencial para os Consumidores Livres (demanda contratada maior ou igual a 3MW) e Consumidores Especiais (demanda contratada entre 0,5 e 3MW). Segundo estas estimativas não oficiais, o ACL pode passar dos atuais 27% do consumo total para 46%.

### Gráfico 13: Potencial do mercado livre - 2013

(em % da carga)



Fonte: ABRACEEL; Roland Berger Strategy Consultants

Parte da energia ofertada nos Leilões de Energia Nova pode do ponto de vista regulatório ser destinada à contratação no Mercado Livre. No entanto, até 2014 somente alguns projetos hidráulicos e de fontes alternativas efetivamente comercializaram parte da energia fora do ambiente regulado, destinando-a a autoprodutores e consumidores livres. Dentre os grandes projetos hidráulicos, Santo Antônio destinou ao Mercado Livre 25% da energia, Jirau destinou 29% e Belo Monte 30% (sendo 10% para autoprodutores). Entretanto, este quadro não se reproduz nos outros leilões de energia nova realizados, em que poucos projetos, mesmo dentre as hidroelétricas, destinaram parte da energia para contratos no Mercado Livre. O principal empecilho é a dificuldade dos consumidores do ACL firmarem contratos nos mesmos prazos que o Mercado Cativo, impedindo assim o acesso às linhas de financiamento do BNDES, o que diminui significativamente a viabilidade financeira do projeto em função dos altos custos de financiamento fora do BNDES.

Houve também algum interesse em investimentos em fontes alternativas para suprir o Mercado Livre. Isso pode ser atribuído ao fato de projetos de eólicas, biomassa, solar e PCHs com capacidade instalada de no máximo 30MW, terem inserção incentivada no

Mercado Livre. Há um nicho de consumidores de médio porte, chamados de Consumidores Especiais, que podem comprar parte de suas necessidades de energia de fontes incentivadas, mesmo se mantendo como consumidores cativos das distribuidoras. O Consumidor Especial também tem direito a um desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) de pelo menos 50%, o que cria um mercado preferencial para novos projetos de fontes alternativas.

No entanto, mesmo no nicho das fontes incentivadas, a expansão da geração para o ACL esteve, como pode ser observado no Gráfico 13, representado apenas 2% do consumo total e um mercado potencial de 16%. Fora deste nicho, a esmagadora maioria dos novos projetos de geração, incluindo a quase totalidade das termoeletricas movidas a combustíveis fósseis, não é economicamente viável sem os Leilões de Energia Nova cuja prioridade de contratação é o Mercado Cativo.

Essa dependência em relação ao ACR se deve a vários fatores. O modelo de financiamento na modalidade *Project Finance* exige como garantia contratos de longo prazo com consumidores que o Mercado Livre não consegue fornecer. No caso particular das plantas a combustíveis fósseis, somando-se a volatilidade do nível de despacho e dos preços de combustíveis, chega-se uma imprevisibilidade de custos que não é compatível com a prática do Mercado Livre de firmar contratos com preços fixos. Finalmente, mesmo que o projeto tenha custos previsíveis e incentivos (PCHs, eólicas, biomassa e solar), é muito difícil estimar a receita com vendas de energia que não estejam contratadas de antemão. O preço da energia destinada ao Mercado Livre e que não esteja contratada é altamente incerto, pois é fortemente influenciado pelo PLD, como será explicado em sequência.

O gerador que não tenha todo o lastro comercial (garantia física) comprometido com contratos de longo prazo tem duas alternativas:

- i. Firmar contratos curtos com consumidores livres ou comercializadores; ou

- ii. Deixar a energia gerada excedente ser liquidada no Mercado de Curto Prazo ao PLD.

Já os consumidores que não tenham contratos em volume suficiente para atender sua demanda são praticamente forçados a firmar contratos curtos com um gerador ou um comercializador. A alternativa seria pagar PLD e mais uma penalidade elevada sobre a insuficiência de lastro<sup>29</sup>. Como tanto as exposições dos consumidores quanto as sobras de energia dos geradores são valoradas ao PLD, os contratos no Mercado Livre, sobretudo os mais curtos, acabam tendo o PLD esperado como referência de preço.

A alta volatilidade do PLD e, sobretudo, sua tendência a assumir por longos períodos valores muito baixos, acaba praticamente inviabilizando novos projetos de geração destinados exclusivamente ao Mercado Livre.

A forte correlação dos preços dos contratos no Mercado Livre com o PLD esperado também tem outro inconveniente que é a sinalização para os consumidores livres de preços que podem não estar relacionados com os custos da energia. Historicamente o Mercado Livre se desenvolveu aproveitando uma grande sobra estrutural de energia descontratada ocasionada pela queda de consumo após o racionamento de 2001-2002. As sobras de energia do pós racionamento, combinada com período de hidrologia favorável até dezembro de 2007, permitiu um longo período de PLD muito baixo. Desta forma, verificou-se uma tendência de baixa nos preços dos contratos no Mercado Livre, o que impulsionou fortemente a migração de grandes consumidores atendidos pelas

---

<sup>29</sup> A CCEE verifica se em uma média de doze meses o consumo está coberto por contratos de garantia física, aplicando penalidades em caso de insuficiência de lastro. Não há necessidade de igualar mês a mês o consumo medido com o volume de garantia física contratada, conquanto os déficits pontuais sejam compensados por sobras de lastro físico em outros meses. Contudo, se o lastro contratado estiver abaixo do consumo médio esperado o consumidor deverá fazer contratação adicional, ainda que de curto prazo, para evitar penalidades elevadas. Sobre o montante do consumo descontratado incide o PLD mais a penalidade equivalente ao maior entre o Valor de Referência calculado pela Aneel e o PLD. Assim, o consumidor deve estar disposto a comprar um contrato de um gerador ou de uma comercializadora por PLD mais um *spread* que seja menor que a penalidade por insuficiência de lastro. O *spread* é definido com base nas expectativas da oferta e demanda de lastro no mercado.

distribuidoras (Mercado Cativo) para o Mercado Livre. Embora o desenvolvimento do ACL possa ser considerado em si como algo interessante e importante para, por exemplo, garantir a competitividade econômica dos setores produtivos, não parece ser consistente, do ponto de vista econômico *lato sensu*, a contratação de energia pelos consumidores a preços desvinculados dos custos de produção.

Nos anos de 2013 e principalmente 2014 ocorreu um evento no sentido contrário. A alta do PLD, derivada diretamente da grave crise hidrológica, elevou muito os preços de novos contratos, prejudicando empresas com contratos a vencer, mas que foram obrigadas a renová-los a preços discriminatórios, frequentemente mais que o dobro do valor do contrato antigo.

Algo análogo ocorreu com os leilões de energia existente (A-1) para o ACR. Também neste mercado o gerador descontratado tem como referência de preço o PLD esperado, o que pode fazer com que as compras de energia existente ocorram a preços acima ou abaixo dos custos de produção. Um exemplo concreto, os resultados do leilão de energia existente para entrega imediata realizado em 2014 demonstrou de forma clara este problema: o resultado do leilão determinou um preço médio próximo de R\$ 270/MWh, mais que o dobro do Custo Marginal de Expansão (R\$112/MWh), valor este influenciado pelo PLD esperado e estressado pela crise hidrológica.

#### **4.4. O PLD e o balanço das diferenças**

Outro tema importante diz respeito ao escopo de aplicação do PLD. As diferenças entre os montantes de energia contratados e os montantes medidos são, em sua quase totalidade, indexadas ao PLD para liquidação em periodicidade mensal. Porém há “diferenças” de naturezas distintas envolvidas. Algumas são transações que refletem o comportamento ou decisões dos agentes, notadamente as decisões de consumo ou relativas à alocação do lastro disponível (subcontratação ou sobre contratação em um determinado mês, por exemplo) e que podem ser chamadas de *exposições comerciais*.

Neste grupo estão incluídas as exposições de distribuidoras consideradas “involuntárias” pela Agência Reguladora e que, portanto têm uma característica diferente das demais exposições comerciais. Outras transações são decorrência de decisões do Operador Nacional do Sistema e não dos agentes, dado que o despacho é centralizado e os agentes simplesmente executam rigorosamente as instruções do ONS.

Não se percebe qualquer propósito em termos de sinalização econômica e regulatória para estas últimas transações, dado que os agentes não respondem a estímulos econômicos: eles apenas são obrigados a obedecer sob pena de pesadas multas. A energia secundária e o GSF - *Generation Scaling Factor* - no caso dos geradores hídricos, são decorrentes de decisões de despacho centralizado e, por isso, valorá-las ao PLD (independente de ser este derivado do CMO ou não) e não fornece sinal econômico algum para o comportamento dos geradores. Eles são passivos em relação ao ONS. O mesmo se aplica com relação às exposições dos geradores térmicos, sejam elas negativas (necessidade de comprar energia quando não há geração em função de um CMO baixo) ou positivas (venda do excedente da geração associado à garantia física quando há despacho). Estas exposições, assim como as exposições involuntárias das distribuidoras, nada têm a ver com decisões dos agentes e, portanto, o PLD não emite nenhum sinal econômico funcional.<sup>30</sup>

Por outro lado, há um conjunto de exposições no MCP que estão relacionadas com decisões dos agentes e que necessitariam de uma sinalização econômica mais forte do que a que pode ser fornecida atualmente pelo PLD. São as exposições positivas ou

---

<sup>30</sup> Para além da questão do sinal econômico do preço, uma das transações mencionadas envolve custos variáveis de produção: a geração acima da garantia física por parte de uma central termoeletrica quando há despacho. Por exemplo, uma térmica com capacidade instalada de 100MW pode ter uma garantia física de apenas 60MW méd. Quando ela é chamada a operar pelo ONS a geração será superior à garantia física e, independente do valor incidente sobre este excedente no Mercado do Curto Prazo, haverá um custo de combustível envolvido que deve necessariamente ser atribuído a um agente. As demais transações que decorrem do despacho centralizado (energia secundária e o GSF para as hidroelétricas e as exposições negativas das termoeletricas não despachadas) não envolvem custo de produção algum, mas tão somente alocação de direitos e obrigações a agentes em função de suas posições contratuais e do despacho.

negativas dos consumidores, assim como as exposições comerciais dos agentes de geração, vinculadas, por exemplo, a decisões que impliquem em deixar parte da energia não comprometida com contratos de prazo mais dilatado ou sazonalizar a garantia física disponível.

Nestes termos, um diagnóstico geral acerca do PLD pode ser resumido em dois pontos:

- i. O PLD é excessivamente volátil, podendo descolar por longos períodos do custo médio de produção da energia. Por esta razão, não é um sinalizador econômico adequado para induzir e orientar decisões dos agentes. Sua atual forma de cálculo, vinculada ao CMO, deveria ser revista.
- ii. O PLD incide tanto sobre transações em que o preço pode e deve influenciar o comportamento dos agentes como sobre outras transações que são decorrência de decisões do Operador Nacional do Sistema e não dos agentes. Para as primeiras transações o PLD é um sinal econômico inadequado devido a sua excessiva volatilidade. Quanto ao segundo conjunto de transações, o PLD parece promover apenas transferências de recursos entre os agentes sem que isso chegue a constituir um sinal econômico de qualquer espécie.

## 5. Conclusão

No Brasil, o comportamento do PLD, que tende a *descolar* do custo de produção da energia elétrica, mesmo em médias anuais ou quinquenais, se deve à estrutura de custos do parque gerador nacional, fortemente baseado em custos fixos e com grande parte da oferta determinada por fatores não econômicos, em função da preponderância das fontes renováveis, notadamente hidroeletricidade, na matriz de geração.

Ao contrário do que ocorre em um sistema térmico, nos sistemas hídricos ou com forte participação de renováveis, a oferta de energia não tem determinantes puramente econômicos. Ou melhor, a parcela da oferta que se origina de termoelétricas é de fato determinada pela comparação do preço de mercado com os custos de produção das firmas – uma central térmica só gera se o preço pelo menos igualar seu custo variável de

produção. Mas uma usina hidroelétrica sem reservatório, um parque eólico ou mesmo em uma central nuclear a lógica não é esta, pois elas só geram quando há condições técnicas e/ou naturais para isso. O caso de uma usina hidroelétrica com reservatório é um pouco diferente, na medida em que a decisão de usar ou guardar água está relacionada à expectativa de preços futuros da energia. Mas tampouco aqui a oferta depende, como requer a análise microeconômica dos mercados competitivos, dos custos de produção. Um sistema dominado por fontes que ofertam energia sem levar em consideração o custo de produção não se presta bem a um desenho de mercado baseado na venda competitiva de energia no curto prazo. Se um modelo de mercado de curto prazo for implementado, ele não será capaz de induzir, através da sinalização dos preços de mercado, a solução automática, eficiente e sem coordenação externa de eventuais descompassos entre oferta e demanda de energia.

A extrema volatilidade do CMO – Custo Marginal de Operação – e sua desvinculação dos custos médios de produção na prática inviabilizam a montagem de um mercado de energia baseado em um preço de curto prazo calculado com base no PLD. Isso foi percebido claramente à época da reforma do modelo de comercialização de energia no atacado no Brasil de 2004, quando se instituiu a necessidade de contratação pelos consumidores de 100% da sua demanda. E, ao mesmo tempo se criou uma rotina de leilões para o mercado regulado que permite ao governo induzir a contratação de longo prazo. A contratação de longo prazo é funcional no caso dos Leilões de Energia Nova, pois os empreendedores fazem seus lances baseados em sua estrutura de custos e garantem um nível de receita que é compatível com os custos de produção e não está à mercê dos voláteis preços de curto prazo. Por outro lado, este modelo permite que – nada mais justo – os consumidores paguem a energia elétrica pelo custo médio de produção dos novos empreendimentos.

A mesma percepção de que o preço *spot* pode não ser capaz de produzir sozinho uma sinalização econômica correta para as decisões dos agentes vem se consolidando em mercados europeus onde a participação de renováveis já é significativa, mas tende a

crescer ainda mais, como em Portugal, na Espanha, na Alemanha e no Reino Unido. No caso do Reino Unido, está em curso uma reforma no modelo de comercialização de energia que tem como base a necessidade de um aumento na participação do Estado buscando que haja competição onde ela é possível, mas garantindo que sejam dados sinais econômicos corretos para os agentes. A solução encontrada está na conjugação de três instrumentos de política pública: promoção de leilões para contratação de longo prazo de renováveis com preços fixos; criação de um mercado de capacidade capaz de complementar a receita dos geradores tradicionais; e fixação de um piso para o preço do carbono capaz de contornar a sinalização deficiente que a sua excessiva volatilidade tem dado para as decisões de investimento dos agentes.

No modelo brasileiro, embora se tenha de fato desvinculado a receita dos geradores novos de um preço de curto prazo de formação marginalista, o PLD é um custo de oportunidade importante para a energia existente, para o Mercado Livre e para a valoração das diferenças entre os volumes de energia contratada e medida. E os sinais econômicos que ele fornece são, dada sua volatilidade, de má qualidade. Para todos os agentes envolvidos em tais transações, a alta volatilidade do PLD fornece uma sinalização econômica pouco consistente, incapaz de dar base aos investimentos fora do ACR (Ambiente de Contratação Regulada), ou mesmo induzir decisões de consumo pautadas em custos produção.

Particularmente nocivo é o fato de que em casos de seca prolongada, os agentes expostos ao PLD ficam sujeitos e reféns de um risco financeiro exacerbado, que não pode ser mitigado de forma sistêmica e que em muitos casos não funciona como indutor de um comportamento desejável por parte dos agentes. Notadamente, um PLD alto não representa em si um sinal para investimento, refletindo mais a hidrologia do que o balanço estrutural entre a geração e o consumo do sistema. E um PLD muito baixo tampouco sinaliza corretamente a saída de operação de plantas ineficientes. Uma revisão da formação do PLD e de seu escopo de aplicação, que envolvem tantas decisões dos agentes e transações que são decorrência da mecânica do despacho precisam ser

revisitas a fim de dar mais consistência e eficiência econômica ao Modelo de 2004. Algo análogo ao esforço que o modelo de mercado que é referência internacional – Modelo Britânico – vem realizando de forma contínua e consistente.

## 6. Bibliografia

Andews-Speed, Philip. *Reform Postponed: The Evolution of China's Electricity Markets*, em Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Asano, Hiroshi; Goto, Mika. *After Fukushima: The Evolution of Japanese Electricity Market*, em Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Boute, Anatole. *The Russian Electricity Market Reform: Toward the Reregulation of the Liberalized Market?* em Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Castro, N.J.; Brandão, R. e Dantas, G. *Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hidroelétrico do Brasil*. GESEL-UFRJ. Rio de Janeiro, junho de 2010. TDSE -Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 15.

Castro, N.J.; Brandão, R. *A Seleção de Projetos nos Leilões de Energia Nova e a Questão do Valor da Energia*. GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, março de 2010. TDSE - Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 16.

Castro, N.J.; Brandão, R. e Dantas, G. *O Risco financeiro de um período seco prolongado para o Setor Elétrico Brasileiro*. GESEL-UFRJ. Rio de Janeiro, abril de 2010. TDSE - Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 17.

Castro, N. J.; Brandão, R.; Dantas, G. *Problemas no cálculo das garantias físicas para os leilões de energia nova*. GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2010. TDSE - Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 20.

Castro, N. J.; Brandão, R.; Marcu, S.; Dantas, G. *Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis*. GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, maio 2011. TDSE -Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 31.

Castro, N.J.; Leite, A. L. S.; Rosental, R. *Integração energética: uma análise comparativa entre União Europeia e América do Sul*. *Revista GTD*. São Paulo. Ano 8, n.º 50, jul-ag 2012, pp. 94-97

EPE, *Custo Marginal de Expansão, Metodologia de Cálculo e Valor para 2014*, [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br), 2014.

European Commission, *Energy Markets in the European Union in 2011*, <http://europa.eu>, 2011.

European Commission: *Quarterly Report on European Electricity Markets, 2013 Q2*, <http://europa.eu>, 2013.

European Union: *EU Energy in Figures 2014*, <http://ec.europa.eu>, 2014.

Kim, Suduk; Kim, Yungsan; Shin; Jeong Shik. The Korean Electricity Market: Stuck in Transition, em Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Mayer, Johannes, *Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2014*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de), 2014

Keay, Malcolm; Rhys, John; Robinson, David, Electricity Market Reform in Britain: Central Planning Versus Free Markets, em Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

OFGEM, *Project Discovery: options for delivering secure and sustainable energy supplies*, [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk), 2010.

Newbery, David, *Evolution of the British Electricity Market and the Role for the Role of Policy for the Low Carbon Future*, em Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.

Sen, Anupama; Jamasb, Tooraj. Not Seeing the Wood for the Trees? Electricity Market Reform in India, em Sioshansi, Fereidoon, *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Academic Press, 2013.