



## Tendências para a comercialização de energia elétrica

### Relatório técnico

### Campinas

Setembro de 2014

### Sumário

1. Introdução.....	3
2. Evolução dos mercados de energia nos países avançados.....	3
2.1. Liberalização dos mercados de energia nos mercados avançados.....	8
2.2. Evolução dos mercados de energia elétrica – o caso europeu.....	10
2.3. O crescimento das fontes renováveis na Europa e seu impacto no preço de mercado .....	14

2.4. A reforma do mercado atacadista britânico .....	29
3. Mercados atacadistas em países em desenvolvimento .....	35
4. Particularidades da comercialização de eletricidade no atacado no Brasil .....	37
4.1. Dependência em relação ao mercado regulado .....	38
4.2. Inserção da geração térmica .....	40
4.3. Restrições ao desenvolvimento do mercado livre.....	41
4.4. Preços de curto prazo (PLD) .....	43
4.5. Necessidade de mecanismos de contratação de potência.....	44
5. Inovações na comercialização de energia no varejo .....	45
5.1. Liberalização da comercialização no varejo .....	46
5.2. O caso europeu .....	48
5.3. O caso norte americano .....	57
5.4. Perspectivas de crescimento do mercado livre no Brasil.....	61
6. Conclusão.....	70
7. Bibliografia.....	73

## ***1. Introdução***

Este relatório trata da evolução, das tendências e perspectivas da comercialização de energia tanto no atacado como no varejo no Brasil. O pano de fundo é o processo de liberalização do setor elétrico a partir dos anos 90, que procurou aumentar a eficiência econômica do setor promovendo a desverticalização dos antigos monopólios e introduzindo competição onde ela era possível, isto é na geração e na comercialização.

O foco da análise é, por um lado, as experiências mais avançadas de comercialização de energia no atacado e no varejo (todas elas em países avançados) e, por outro, o histórico e as perspectivas da comercialização no Brasil. O estudo dos modelos mais avançados é importante por revelar características, tendências e dilemas da atividade em ambientes sofisticados. Nem todos os mecanismos dos mercados avançados podem ser transpostos para países em desenvolvimento e, de fato, a experiência mostra que o empenho em realizar e aprofundar reformas liberalizantes no setor elétrico é bem menor nestes países, tendo vários deles desistido de introduzir mais do que os rudimentos da competição no setor elétrico.

O relatório está dividido em seis partes, sendo a primeira delas esta introdução. A parte 2 trata da evolução dos mercados de energia em países avançados. Em seguida, na parte 3, apresenta-se um quadro simplificado da evolução da comercialização de energia no atacado em países em desenvolvimento. A parte 4 trata da experiência brasileira com os mercados atacadistas e a parte 5 trata da comercialização de energia no varejo. A parte 6 é a conclusão do relatório.

## ***2. Evolução dos mercados de energia nos países avançados***

A maior parte dos primeiros mercados de energia que passaram pela liberalização surgiram em sistemas elétricos onde a geração térmica movida a combustíveis fósseis

era dominante. Nesses mercados, a energia é comercializada no curto prazo (mercados do dia seguinte) e, dado o predomínio das termoelétricas na formação do preço horário, resulta uma razoável previsibilidade do preço da energia. Isso ocorre, pois a tendência é que o preço horário ou semi horário seja formado pela térmica com custos variáveis mais caros, cujo acionamento ou despacho é necessário para atender totalmente à demanda. Assim, os preços médios diários tendem a estar correlacionados aos preços de mercado dos combustíveis para geração termoelétrica, normalmente o gás ou o carvão.

Neste tipo de mercado, a sinalização 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 (uma vez que o preço tem sua formação por plantas de menor eficiência) e, por isso, têm alta probabilidade de recuperar os investimentos. Adicionalmente, há o conforto para o investidor em saber que os preços da energia tendem a variar de acordo com os custos do insumo energético utilizado.

Já plantas com baixa eficiência e altos custos variáveis tendem a ser pouco despachadas e a obter margens apertadas quando geram efetivamente. Com isso elas têm dificuldades de remunerar os custos fixos. O sinal econômico aqui também é claro: tais plantas devem cedo ou tarde sair de funcionamento. Assim o funcionamento do mercado leva automaticamente ao aumento da eficiência do parque gerador sem a necessidade 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 tradicional de tarifa pelo custo.

Havendo concorrência plena, os preços tenderão a igualar os custos marginais de produção. Se em um momento os preços tenderem a superar consistentemente os custos médios de produção, novos geradores eficientes serão atraídos para o mercado

e sua oferta adicional reduzirá os preços de mercado de maneira que se estabeleça a igualdade entre preços e custos médios de produção. E caso os preços estejam abaixo do custo médio, haverá desativação de plantas, o que acabará aumentando os preços e restabelecendo a igualdade 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, está no potencial de redução de custos. Nestes casos, os agentes individuais, na ânsia de obterem lucros adicionais sempre que visualizam condições para tanto, constroem plantas mais eficientes do que a média. Mas o aumento da oferta acaba reduzindo os preços, transferindo grande parte do ganho de eficiência para o consumidor. O impulso para o aumento de eficiência faltava ao antigo modelo de remuneração pelo custo. O gerador regulado pelo custo do serviço nada ganha em desenvolver um projeto novo altamente eficiente, pois sua lucratividade é calculada sobre o investimento não depreciado, não sendo beneficiada pelo aumento de eficiência. Além disso, plantas não amortizadas jamais seriam desativadas, pois isso 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 suas desvantagens. Uma delas é estrutural: o preço em um regime de mercado é mais volátil do que a tarifa pelo custo. Em um mercado competitivo qualquer perturbação da oferta ou da demanda resulta em flutuação de preços. Um aumento não antecipado da demanda, por exemplo, intensifica o despacho de plantas com menor eficiência na conversão de combustíveis em energia e aumenta o preço no mercado spot. Esse preço maior valora toda a energia a produzida, significando um impacto substancial para o consumidor.

Em um regime de tarifa pelo custo, a tarifa também subiria devido aumento dos gastos com combustíveis. Vale ressaltar que o aumento dos custos marginais em si 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. 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 tem apenas a opção de aceitar ou não comprar ou vender 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 o setor elétrico é caracterizado por investimentos maciços e como algumas plantas que podem, em sistemas pequenos, ter um percentual apreciável da 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 nesses, as regras de mercado precisam ser cuidadosamente desenhadas para evitar procedimentos anti competitivos. A fiscalização por parte do regulador é essencial, pois os agentes muitas vezes concebem maneiras inovadoras e criativas de influir sobre os preços de mercado, sempre na direção de favorecer seus lucros.

Uma terceira desvantagem dos mercados atacadistas de energia baseados em um mercado do dia seguinte 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 e o carvão caem de preço a 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, pois 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 o lucro dos geradores.

A lucratividade de novos empreendimentos de geração térmica depende essencialmente de sua eficiência técnica com relação aos geradores existentes.

Já usinas que têm estrutura de custos baseadas em custos fixos como as hídricas, nucleares e de fontes alternativas encontram dificuldades para se viabilizar economicamente vendendo a energia a um preço que oscile fortemente com os combustíveis para geração térmica. Para esses geradores as variações de preços da eletricidade oriundas de flutuações dos preços dos combustíveis afetarão diretamente a lucratividade.

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 capital intensivos. Por esta razão, é comum que, quando projetos com tais características são julgados estratégicos ou convenientes, sejam criados mecanismos extra mercado capazes de lhes conferir viabilidade econômica. Notadamente, o crescimento das energias 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, tais como *Feed-in-tariffs* ou Certificados de Obrigações.

Paradoxalmente, o avanço da participação das plantas renováveis, viabilizadas nos países avançados essencialmente por mecanismos extra-mercado, tende a determinar perturbações no funcionamento dos mercados de energia e na formação de preços em países onde estas tecnologias conseguem alcançar participações significativas, como na Alemanha, Portugal e Espanha, criando o fenômeno de preços de energia muito próximos de zero ou mesmo negativos por alguns períodos.<sup>1</sup>

---

<sup>1</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 (nuclear sobretudo) 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

Por um lado, o objetivo das políticas de expansão da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis é justamente o de diminuir a parcela que a queima de combustíveis fósseis representa da geração total. De fato, o aumento da oferta de energia renovável naqueles países acaba reduzindo simultaneamente a utilização das centrais térmicas e os preços de mercado. Os dois fatores estão associados: com mais energia renovável é necessário acionar com menor frequência as térmicas, sobretudo as mais caras; e como são elas que formam o preço horário, um menor acionamento das térmicas mais caras resulta necessariamente em menores preços médios. Com isso, o modelo de negócio dos geradores tradicionais acaba sendo prejudicado: as plantas térmicas funcionam durante um número menor de horas, sendo remuneradas a preços cadentes.

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

Nesta seção serão abordadas as experiências mais avançadas de liberalização do mercado de energia elétrica, sobretudo de países desenvolvidos.

O primeiro passo para a liberalização do mercado é a desverticalização do setor, com separação dos antigos monopólios verticalizados em empresas especializadas em geração, comercialização, distribuição e transmissão de energia elétrica. Estas duas últimas atividades permanecem como monopólios regulados enquanto as duas primeiras, que são consideradas atividades potencialmente competitivas, são desregulamentadas e inseridas em um contexto de mercado.

---

durante a noite) em que haja excesso de oferta, oriunda normalmente de fontes renováveis e de geradoras com alto grau de inflexibilidade, os preços tendem a sinalizar para o desligamento momento de termoelétricas com perfil de geração de base e com ciclo muito longo (e caro) de arranque. Os geradores que não desejam ser desligados, no 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), (fonte: [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com)).



A desverticalização ocorreu a partir de fins dos anos 80 e, pelo menos em suas formas mais simples, foi implantada 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) tem hoje 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 vários países, em vendas ao mercado regulado.

Um segundo passo para a liberalização do setor elétrico é 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. Todos os clientes podem comprar energia de qualquer comercializador, não estando mais vinculados necessariamente à distribuidora proprietária da concessão local. Nestes casos ainda costuma subsistir uma tarifa regulada para consumidores finais que não queiram ou que por alguma razão acredite-se que não devam comprar energia no mercado desregulado. As autoridades de países como Espanha, França e Portugal determinam que clientes de baixa renda não devem estar expostos às flutuações de preços do mercado livre e, portanto, têm acesso a energia elétrica a 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 tem dois aspectos:

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

O objeto aqui é apenas a liberalização na geração. A liberalização na comercialização da energia ao consumidor final será tratada na parte 5.

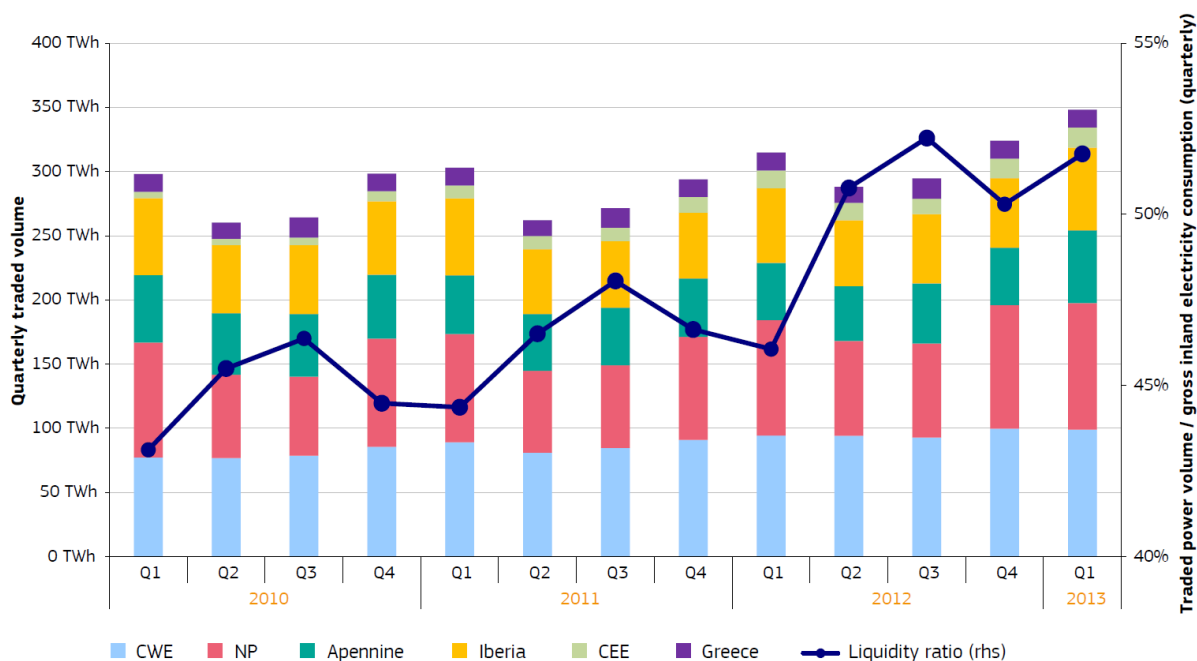
## **2.2. Evolução dos mercados de energia elétrica – o caso europeu**

A dinâmica da liberação da geração nos mercados avançados pode ser entendida através do exemplo europeu. No que diz respeito à comercialização de energia elétrica no atacado, a estratégia europeia consiste em fortalecer no curto prazo os mercados regionais de energia a fim de estimular a competição na compra e venda de energia. A criação de um mercado de energia elétrica europeu é um projeto de longo prazo, a ser implantado a partir dos mercados regionais existentes que requer, do ponto de vista físico, um substancial aumento de capacidade nas interligações internacionais. O reforço das interligações e a realização de transações entre agentes situados em mercados regionais distintos deve levar os preços da energia no atacado a se aproximarem, lançando as bases para uma futura e progressiva consolidação destes mercados regionais.

Como pode ser observado no Gráfico 1, os principais mercados de energia europeus têm apresentado crescente liquidez nos últimos anos. 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. Para efeito de comparação, em 2005/2006, as transações em mercado representavam menos de 30% do consumo interno desses mesmos países<sup>2</sup>.

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



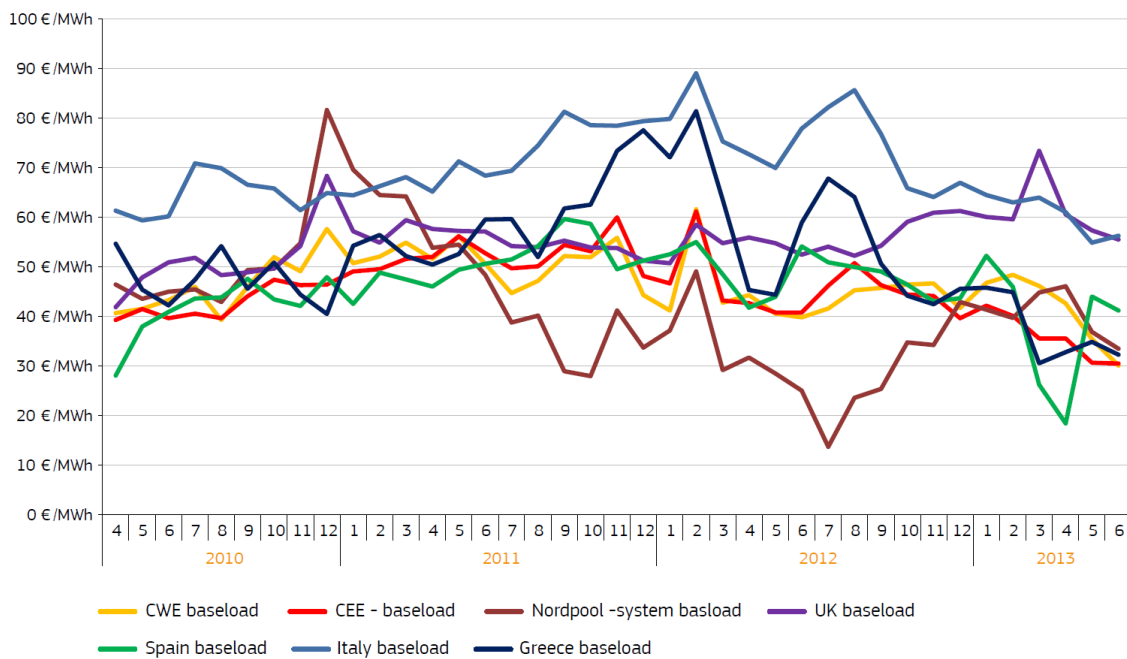
Fonte: European Commission: *Quarterly Report on European Electricity Markets, 2013 Q2*, baseado em Platts, European power trading platforms, ENTSO-E.

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

<sup>2</sup>European Commission 2011, p. 39.

Por outro lado, como pode ser visto no Gráfico 2, 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, que é reflexo de um grau baixo de interligação entre os diversos mercados. No Nordpool, o preço é fortemente influenciado pela hidrologia, podendo cair a valores muito baixos à época do degelo em anos de hidrologia favorável. Já 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**

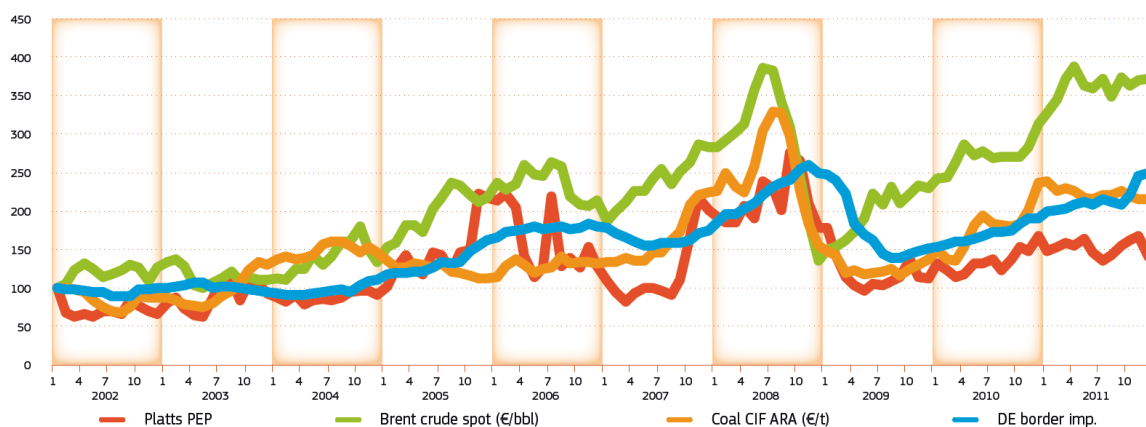


Fonte: Comissão Europeia: *Quarterly Report on European Electricity Markets, 2013 Q2*, baseado em Platts, European power trading platforms.

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. O Gráfico 3 compara a evolução do Platts PEP (trata-se de um índice preço de eletricidade no atacado na Europa como um todo) com o preço de alguns 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 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 frente aos preços dos combustíveis fósseis tem duas explicações. Por um lado, 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 tem considerável participação na capacidade instalada total da Europa. Por outro lado, o aumento na participação relativa da geração a partir de fontes renováveis, sobretudo de fonte eólica, que sempre desloca a geração térmica, 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. 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.

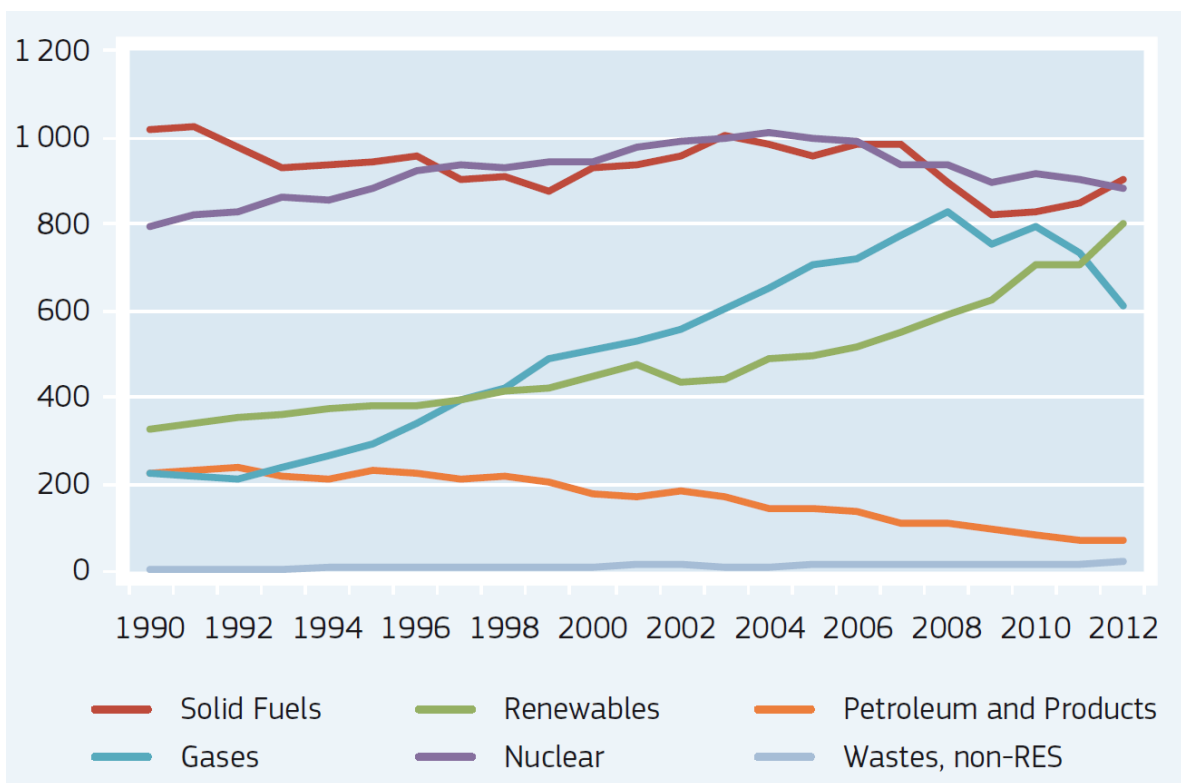
### 2.3. O crescimento das fontes renováveis na Europa e seu impacto no preço de mercado

O aumento da geração das fontes renováveis na Europa e seu impacto nos preços merece uma explicação mais detida. O crescimento da geração a partir de fontes renováveis é produto da política climática da União Europeia. Mas 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 atacado.

A geração a partir de fontes renováveis vem apresentando crescimento intenso na Europa desde os anos 90, como pode ser visto no Gráfico 4. Em 2012 a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis constitui a terceira fonte de geração mais

importante, praticamente empatada com a geração a carvão e outros combustíveis fósseis sólidos e a geração nuclear. O crescimento das fontes renováveis foi concentrado na geração eólica (30,4% do total de geração renovável em 2012), na biomassa (4,1%) e, mais recentemente, na geração solar (10,5%). A geração hídrica segue sendo a principal fonte renovável com 54,1% do total, embora quase todas as usinas sejam relativamente antigas.

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



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

A política europeia de combate às mudanças climáticas consiste, em linhas gerais, no estabelecimento de metas vinculantes para os países membros associadas à redução de emissões de gases do efeito estufa. Estes devem realizar ações a fim de que em 2020 ocorra uma redução média de 20% das emissões. Em 2007, foram estabelecidas

metas de eficiência energética e de redução de emissões para os países membros onde se destaca, para nossos propósitos, a meta de 20% da participação de fontes renováveis no consumo total de energia para a média dos países da Europa dos 28. A Comissão Europeia promulgou em 2009 o chamado pacote do clima e da energia que contém as mais recentes diretivas com os comandos gerais aos países membros. Cada um deles é responsável por implementar as diretivas segundo a política local e dentro da legislação nacional, que deve ser adaptada às diretivas se necessário.

A meta de 20% de participação de renováveis pode ser cumprida seja no setor de transporte, seja na calefação e refrigeração, seja na produção de energia elétrica. Como o setor de elétrico é altamente regulado, mais do que o setor de transporte e da climatização de ambientes, muitos países optaram por cumprir com sua meta de renováveis através de programas agressivos de promoção de geração eólica, solar, biomassa, etc. Tudo leva a crer que para o cumprimento da meta de 20%, a presença de renováveis no setor elétrico será bem maior, provavelmente em torno de 30% da energia elétrica gerada a nível europeu. Em 2012, segundo dados da Eurostat, 23,5% de toda a energia elétrica produzida na Europa veio de fontes renováveis. E, em que pese a crise econômica dos países do sul da Europa a refrear o ritmo dos investimentos locais, o crescimento até 2020 deve ser expressivo, com maciços investimento nas grandes economias europeias como o Reino Unido, a França e a Alemanha.

A expansão da geração renovável é uma decisão de política climática e não o resultado de mecanismos de mercado e isso ocorre por duas razões. Em primeiro lugar, como os custos da geração renovável estão basicamente associados à remuneração do investimento, torna-se difícil viabilizar investimentos e captar financiamentos se o preço da energia gerada for demasiado incerto. E justamente, em um mercado dominado pela geração térmica, são os muito voláteis preços dos combustíveis que determinam os preços da energia. Em segundo lugar, a expansão das renováveis se deu, na grande maioria dos casos, apesar dos altos custos de tais fontes com relação à geração tradicional. Assim, cada um dos países membros elaborou seu programa de incentivo às renováveis na geração, utilizando algum mecanismo, como tarifas *feed-in*, por



exemplo, que tornasse os empreendimentos financeiramente atraentes, o que implica em blindá-los das incertezas do mercado. A diferença entre os custos da geração renovável incentivada e o preço da energia no mercado spot é via de regra suportada pelos consumidores via encargos.

A geração renovável desloca os geradores térmicos tradicionais no mercado de energia. Os geradores renováveis têm prioridade de despacho, o que equivale a dizer que toda a energia produzida deve ser transmitida pela rede e consumida, sendo remunerada à tarifa pertinente a cada projeto. Assim, sempre que há muita energia natural disponível (sol, vento, água) a parcela do mercado a ser atendida pelos geradores tradicionais se reduz. 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 renovável, conte ele ou não com uma tarifa *feed in*, produzirá energia sempre que houver condições climáticas para tanto, não respondendo ao sinal do preço de mercado. Utilizando a terminologia da microeconomia, a geração com base em fontes renováveis costuma ter uma estrutura de custos baseada em custos fixos<sup>3</sup>. Os principais custos são o custo do capital investido e os gastos de administração, operação e manutenção que no geral não dependem ou são pouquíssimo influenciados pela quantidade de energia gerada. Trata-se de uma estrutura de custos diferente dos geradores térmicos, que sempre têm custos variáveis de geração apreciáveis, ligados ao uso de combustíveis. Um gerador térmico operando em ambiente de mercado só se dispõe a gerar quando o preço pelo menos remunera os custos variáveis incorridos. O mesmo não se aplica a um gerador baseado em fontes renováveis. Para ele sempre vale a pena vender energia, ainda que a um preço muito baixo, pois qualquer receita que possa obter ultrapassa os ínfimos ou nulos custos variáveis incorridos na geração.

---

<sup>3</sup> Castro, N., Brandão, R., Marcu, S., Dantas, G..

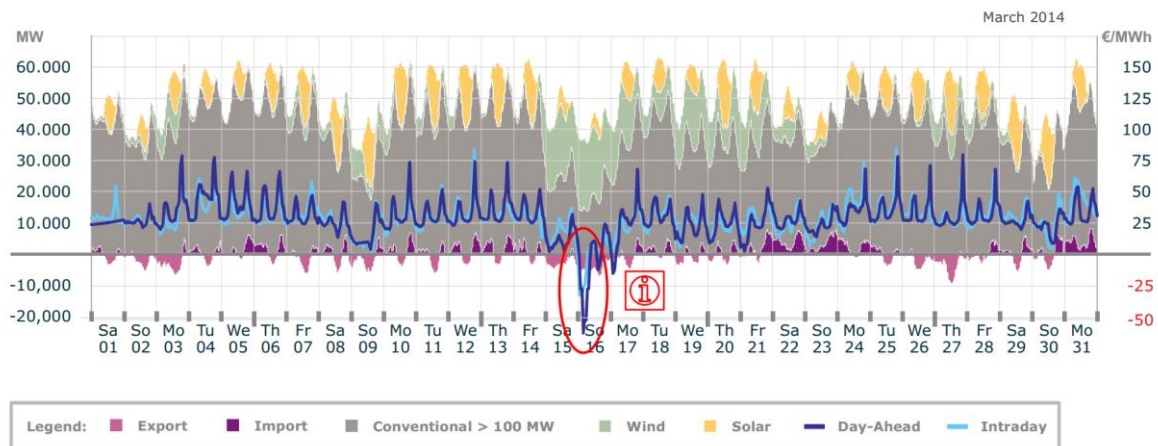
Na prática a maior parte dos geradores renováveis gera sempre que há condições técnicas para tanto, independente do preço do mercado spot<sup>4</sup>, sendo ele remunerado via tarifa *feed in* ou via preço de mercado. Quando a participação deste tipo de geração na oferta total é pequena isso não representa problema, pois as perturbações no preço de mercado são mínimas. Mas quando a geração baseada em custos fixos se torna dominante os preços caem acentuadamente e a dinâmica de formação de preços de mercado é profundamente alterada.

O Gráfico 5, com a geração e os preços horários na Alemanha em março de 2014 ilustra bem o efeito das renováveis nos preços. Nos dias 15, 16 e 17 de março, o grande volume de geração eólica não só permitiu que a Alemanha exportasse energia, como derrubasse os preços a ponto de torna-los negativos em algumas horas. Preços negativos ocorrem em alguns mercados quando geradores térmicos, sobretudo os nucleares, que tem 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.

---

<sup>4</sup> A exceção são alguns geradores hídricos que podem estocar energia na forma de água em seus reservatórios. Tais geradores hídricos em muitas situações não ofertam energia com base nos custos de produção, mas sim com base em 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 afluências 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 afluências quando o reservatório já se encontra vazio – já não existe a opção de gerar mais do que a afluência 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).

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



Fonte: Johannes Mayer, *Electricity Spot-Prices and Production Data in Germany 2014*;

Dados: EPEX-SPOT / EEX

Além da geração de base que paga para não ser desligada, normalmente o Operador do Sistema mantém algumas térmicas flexíveis acionadas, ainda que em seus mínimos técnicos de geração, a fim de poder modular a geração total de forma a igualá-la à carga.

É interessante notar que o preço do mercado spot alemão manteve-se relativamente baixo ao longo dos últimos anos, girando em torno de €30 a €50 (média de €42,00 entre 2009 e o primeiro semestre de 2014 segundo dados da EEX). No entanto, o preço de mercado spot não reflete o custo da geração na Alemanha, que é alto em razão da remuneração das renováveis se dar por tarifas *feed-in* custeadas via encargo. Assim, o esforço de aumento da capacidade instalada de renováveis implicou em um custo elevado para o consumidor, mas, paradoxalmente, resultou também na diminuição dos preços de mercado. E isto ocorre mesmo permanecendo a geração baseada em combustíveis fósseis muito importante no mercado alemão, como pode ser visto na Tabela 1, com dados de 2013. As fontes renováveis responderam por 24,1% da geração total. A participação das renováveis na geração média anual não parece alta se

tomarmos como referência o padrão brasileiro, mas há que levar em conta que a grande maioria da geração renovável alemã não é controlável. Particularmente, a geração eólica e solar tem participações que parecem reduzidas em uma média anual, mas que em momentos pontuais podem ser muitíssimo maiores, como pode ser visto 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>5</sup>.

**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 ocasionada pelo aumento da participação das renováveis na geração representa uma séria ameaça para o modelo de negócios dos geradores 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

---

<sup>5</sup> Fonte: Bruno Burger, Fraunhofer ISE, Data: Bundesnetzagentur, em Mayer 2014.

fechar as contas, com a receita sendo capaz de cobrir os custos variáveis e apenas uma parte dos custos fixos. O sinal econômico parece claro: plantas que não são lucrativas devem encerrar as atividades. Trata-se, porém de um sinal econômico com grande probabilidade de ser falso. Na verdade, a confiabilidade do sistema requer certa quantidade de geradores que possam ser acionados para modular a geração total e adequá-la à carga, compensando inclusive as variações da geração renovável 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 renováveis o sinal de preços de mercado tende a ser na direção da exportação de energia, como pode ser visto claramente no Gráfico 5, com geração na Alemanha em março de 2014, 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 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. Mas é bem possível que a remuneração da energia exportada seja menor que a tarifa de geração. Em com isso são os consumidores do mercado exportador que, inadvertidamente, custeiam a exportação.

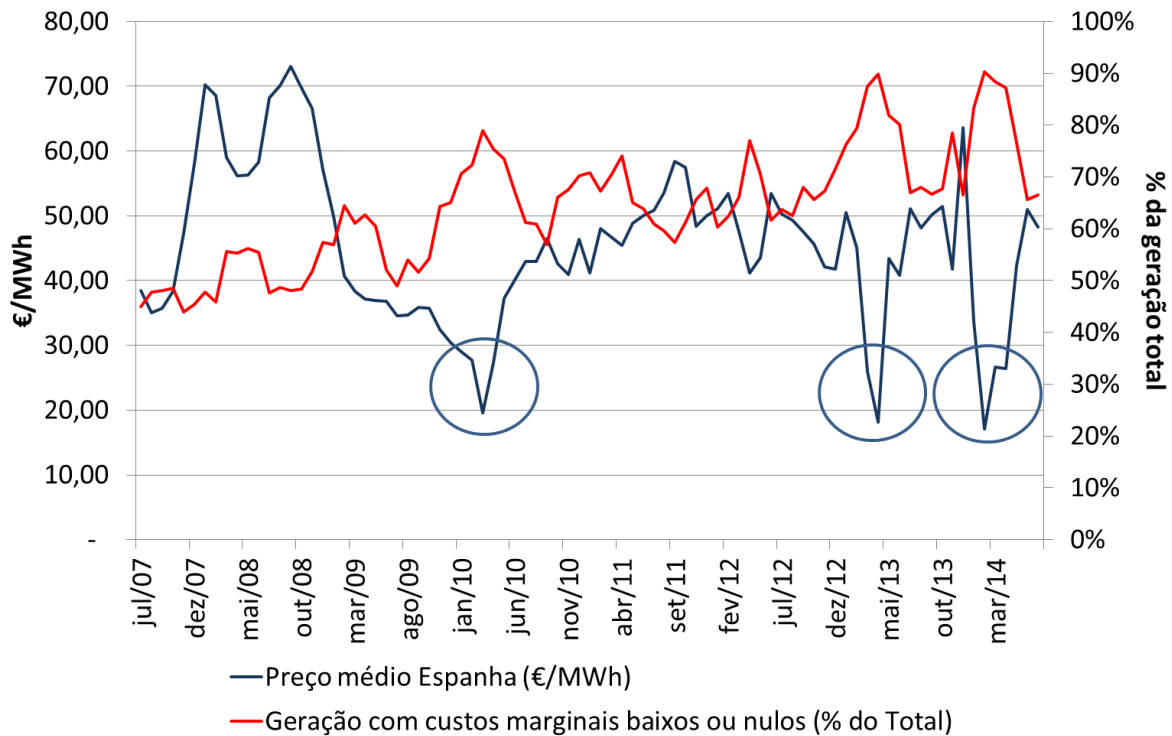
O caso espanhol também é altamente ilustrativo, pois se trata de um país que investiu pesadamente em renováveis na geração que hoje já representa volume capaz de causar perturbações no mercado spot de energia que são perceptíveis mesmo à escala mensal, como pode ser constatado no Gráfico 6. O gráfico mostra os preços médios mensais no mercado espanhol 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>6</sup>. Um pico de produção destes geradores ocorre em momentos de muito vento e/ou muita chuva e, assim como foi visto no caso alemão, o aumento da oferta de energia derruba os preços. No 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.

---

<sup>6</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 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 nucleares operam tipicamente com um fator de capacidade próximo a 90% e a geração 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.

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



Fonte: Gesel– UFRJ com base em:

OMIE (Operador del Mercado Ibérico, Polo Español) e Red Electrica de España.

O balanço mensal do sistema peninsular espanhol do mês de fevereiro de 2014, que é reproduzido na Tabela 2, permite entender melhor a situação. O sistema espanhol tem 102GW de capacidade instalada, dividida entre as usinas que operam no regime ordinário, isto é, que vendem energia no mercado spot desregulado e que são 61,2% do total, e as restantes, que operam em regime especial, isto é, que tem receitas por 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>102.307</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 quase todas relativamente antigas, anteriores à liberalização do mercado. Já as plantas a gás em ciclo combinado são em sua maioria relativamente recentes, datando do fim do século passado ou do início deste. As mais antigas plantas a gás recebem somente o preço spot pela produção efetiva. Mas algumas plantas de ciclo combinado mais recentes recebem também uma receita fixa por capacidade instalada<sup>7</sup>, concedida pelo governo à época da construção, a fim de incentivar os investimentos e facilitar a

<sup>7</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 Castro, N., Brandão, R., Marcu, S., Dantas, G., 2011.



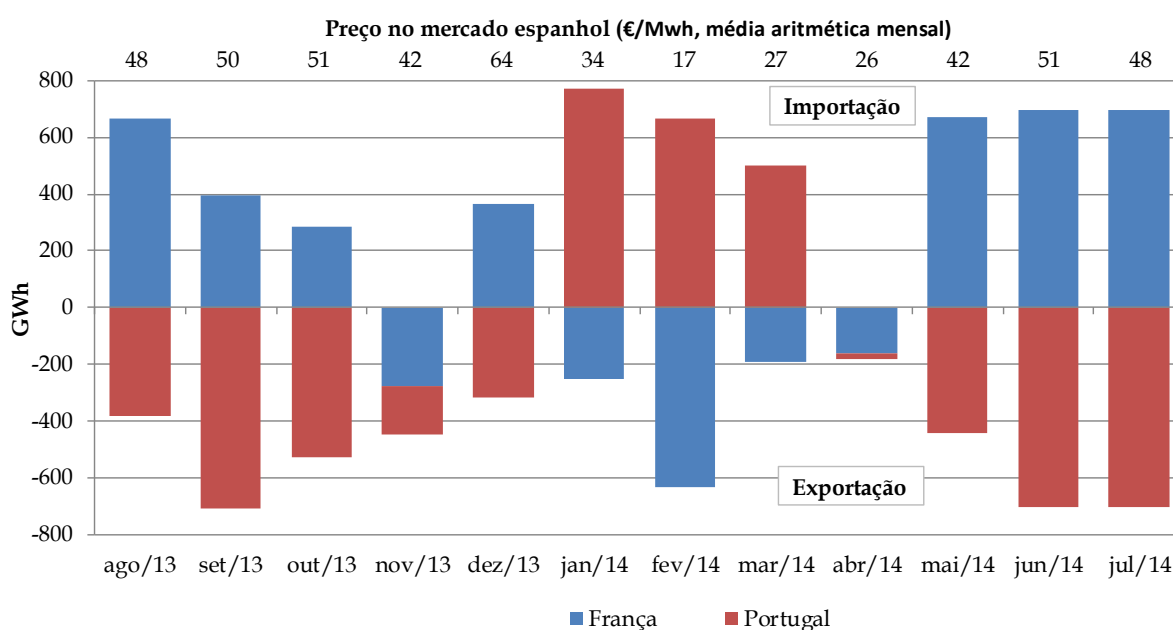
amortização do capital investido. Já as usinas em regime especial, que são 38,8% da capacidade instalada total são remuneradas por tarifa *feed-in*, cada fonte recebendo um tratamento específico. A grande maioria destas usinas foi construída já neste século.

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 de menos de 8,6%. A razão para tal grau de ociosidade é clara: 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 foi de €33,01.

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 custeadas por tarifas *feed-in*. O Gráfico 7 permite visualizar o problema, exibindo preços médios mensais no mercado espanhol (média aritmética) e as quantidades de energia importados e exportados pela Espanha em suas trocas com Portugal e França entre agosto de 2013 e julho de 2014. Observe-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. Ora, esses foram meses em que o preço spot foi particularmente baixo na Espanha, devido, como já visto, a condições climáticas favoráveis à geração renovável. Ocorre que à alta geração de renováveis corresponde, via tarifa *feed-in*, 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 sendo 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 e não nos custos efetivos de geração. Assim, se por um lado as eólicas contribuíam para reduzir os preços spot e produziam boa parte do excedente de energia exportável, nada garante que os preços obtidos no mercado francês fossem compensadores para o consumidor.

**Gráfico 7: Espanha: preço spot, importações e exportações de eletricidade**



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

Acompanhando as trocas de energia entre Espanha e Portugal, se observa que a Espanha normalmente exporta 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, hídricas e eólicas sobretudo, que reduziram os preços no mercado português e produziram o excedente de energia exportável. Mas, de forma análoga com o ocorrido na Espanha, o custo da

energia produzida em Portugal não foi baixo, pois 38% da energia foi produzida em regime especial<sup>8</sup>, pagos por tarifas muito superiores aos preços de mercado.

Finalmente, é de se esperar um aumento significativo da geração de fontes renováveis nos próximos anos. Conforme pode ser visto na Tabela 3, o crescimento das renováveis nos próximos anos deve ser substancial. A participação das renováveis no consumo final bruto de energia em 2012 era de 14,3%, acima da meta fixada pela Comissão Europeia em 11,0% para o mesmo ano. Porém, a meta para 2020 é de 20%, o que faz esperar novos e substanciais investimentos em geração em energias renováveis, com aumento expressivo da geração de energia elétrica destas fontes.

**Tabela 3: Metas para participação de renováveis no consumo final bruto de energia para 2020 (países selecionados)**

	<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 mostra ao mesmo tempo o empenho em 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 ao impacto das renováveis na formação de preços. Os preços tendem no geral a baixar,

---

<sup>8</sup> Estatística Mensal do SEM, Fevereiro de 2014, Rede Elétrica Nacional, [www.centrodeinformacao.ren.pt](http://www.centrodeinformacao.ren.pt).

mas também se enfraquece a correlação histórica entre preço spot da eletricidade no mercado atacadista com os preços dos combustíveis.

A consequência 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 em remunerar o investimento. A perda de lucratividade dos geradores que operam no mercado estaria sinalizando para a sua saída de operação. Trata-se, porém de uma sinalização que em alguns casos pode estar equivocada, pois a estabilidade do sistema depende da disponibilidade de capacidade de geração controlável, que possa ser acionada quando as condições climáticas não forem adequadas para a geração renovável.

Outro aspecto relevante do crescimento das renováveis na Europa é que o preço da energia no mercado pode não estar refletindo o custo real da energia, boa parte dela remunerada por tarifas extra mercado. 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 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.

## 2.4. A reforma do mercado atacadista britânico

O setor elétrico britânico foi o primeiro nos países centrais a passar por um processo de liberalização, tornando-se uma das principais referências para a criação dos mercados de energia. E novamente agora, diante da tarefa de ao mesmo tempo fazer frente ao fim da vida útil de boa parte do parque termoelétrico e de aumentar substancialmente a participação de renováveis na matriz, o modelo britânico está sendo novamente reformado<sup>9</sup>. Trata-se de um caso a ser estudado, pois boa parte dos problemas do desenho de comercialização de energia no atacado na Europa, tratados logo acima, estão justamente no foco da reforma britânica, que os resolve através de uma maior interferência do Estado.

O mercado atacadista britânico passou por diversas reformas desde a liberalização e privatização do setor em 1990. No desenho original, houve a privatização de toda a geração não nuclear (a geração nuclear só foi privatizada em 1996) e foi criado um pool de energia despachado centralizadamente 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 diversos níveis, assim como diversos parâmetros técnicos. Todos os geradores que se declaravam disponíveis recebiam uma remuneração pela capacidade à qual se somava o custo marginal do sistema a cada hora em que houvesse geração. Os dados eram inseridos em um programa computacional de programação da operação 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, fazendo jus a um pagamento pelos lucros cessantes caso não fosse possível gerar por restrições de transmissão (*constrained off*). Geradores que

---

<sup>9</sup> Para esta parte, ver Newbery, 2013.

estivessem fora do mérito, mas que tivessem que gerar por razões elétricas recebiam uma remuneração acima do custo marginal (eles eram *constrained on*).

O pool começou a funcionar em um mercado que, após as privatizações, era bastante concentrado. Mas o advento do gás barato do Mar do Norte e a inexistência de barreiras à entrada no pool propiciou a entrada de diversos produtores independentes. Apesar de considerado bem sucedido em diversos aspectos, o pool acabou substituído em 2001. O regulador avaliou que o desenho de mercado do pool abria espaço para poder de 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 como um mercado de energia apenas (os pagamentos por potência foram suprimidos) sem despacho centralizado, com 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. O novo desenho de mercado, com incentivo à contratação antes do despacho, aderente àquele mercado, induziu a verticalização das empresas, que assumiram fortes posições em geração e comercialização. Em 2005 houve nova reforma, esta 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 necessidade de realizar agora uma nova reforma no mercado atacadista britânico foi motivada por duas constatações: que 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 que tampouco o atendimento aos compromissos assumidos junto à União Europeia para redução do nível de emissões de gases do efeito estufa seriam 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 britânico. Tais plantas não se adequam à diretiva da Comissão Europeia sobre emissões de poluentes e, dada a idade dos equipamentos, o *retrofit* não se mostra uma alternativa economicamente viável. Além disso, 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 Ofgem em 2009 foi que o mercado atacadista de energia não seria capaz de fornecer aos investidores incentivo e segurança suficientes para realizar os grandes investimentos requeridos para substituir tal volume de equipamentos de geração<sup>10</sup>. A reforma do mercado de energia britânico atualmente em curso tem três elementos principais.

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>11</sup>. Os contratos por diferença constituem uma garantia do preço de venda de energia no longo prazo. A ideia é que os geradores

---

<sup>10</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>11</sup> As *Renewable obligations* são um mecanismo para induzir a construção de usinas de fontes renováveis utilizado no Reino Unido e usado 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 necessário, obrigando os que não tiverem lastro adequado a depositar uma multa em um fundo setorial dedicado à energia renovável. Por um lado, 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 um mecanismo que garantisse a efetiva fixação dos preços para a venda da energia por parte do gerador renovável como uma forma de estímulo mais adequada à promoção do avanço das renováveis, diminuindo o risco e, com isso, o custo de capital da atividade.

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 complementarará a receita do gerador. Inversamente, se a diferença for favorável ao gerador (preço médio de venda maior que preço do contrato) será ele a reembolsar o governo. Os contratos serão diferentes de acordo com as fontes para dar conta das peculiaridades de cada uma delas.

O racional 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. Tal desenho 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 implica em custo financeiro direto com os 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, acabou 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 investimentos. Ao introduzir um piso para o preço de carbono crescente no longo prazo, o governo britânico oferece uma sinalização mais clara neste sentido e dá maior previsibilidade aos investidores.



Finalmente, a reforma do modelo de comercialização de energia no atacado britânico prevê a criação de um *mercado de capacidade*, visando garantir a sustentabilidade à geração controlável, normalmente de fonte térmica. O desafio 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.

A reforma do mercado atacadista britânico implica em um substancial aumento da intervenção do governo através da criação de 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 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 alterar a 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 disso o governo promoverá diretamente a contratação competitiva e a um custo final fixo de novos geradores renováveis e negociará preços para novos empreendimentos nucleares. Já a geração térmica terá o suporte dos contratos por capacidade e 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 pelo governo britânico suscitou críticas quanto a um possível retrocesso no processo de liberalização do mercado atacadista<sup>12</sup>. De fato, a 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 definidos a nível 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 é que a reforma do comércio atacadista de eletricidade britânica não fez mais do que abordar problemas que se apresentam para a expansão da geração e que o desenho de mercado anterior não era capaz de resolver, e que isso está sendo feito, 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 de reduções 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.

---

<sup>12</sup> Newbery 2013 e Keay, Rhys e Robinson 2013.

### **3. Mercados atacadistas em países em desenvolvimento**

Há vários exemplos de experiências bem sucedidas de mercados atacadistas em países desenvolvidos como a Europa, alguns estados dos EUA, como Texas e parte do nordeste americano (PJM), algumas províncias do Canadá e Austrália. Mas mesmo entre os países avançados há casos onde a liberalização pouco avançou, como o Japão<sup>13</sup>, onde a despeito de alguma abertura para instalação de produtores independentes, o mercado ainda é dominado por grandes empresas verticalmente integradas desde a geração até o fornecimento ao consumidor. A Coreia do Sul<sup>14</sup> é também um exemplo de outro país da OCDE com processo de liberalização paralisado, onde o processo de desverticalização foi interrompido prematuramente no que deveria ser um estágio inicial da reforma em que todos os geradores vendessem energia para a distribuidora monopolista, que é a dona dos próprios geradores.

Nos grandes países em desenvolvimento, o cenário também não é animador. Na Índia<sup>15</sup>, a despeito de sucessivos esforços de liberalização mal sucedidos, 73% da geração ainda é estatal e a competição entre geradores privados está centrada em novos projetos de energia renovável e não na geração tradicional. Na China<sup>16</sup> ocorreu algo semelhante à Coreia do Sul: após os primeiros passos do que seria uma reforma liberalizante no fim dos anos 90, houve uma paralisação do processo de forma que no maior sistema elétrico do mundo não existe até hoje competição na geração. Mesmo na Rússia<sup>17</sup>, que promoveu o que no papel é uma das mais ambiciosas reformas liberalizantes no setor elétrico fora dos países centrais, houve posterior reestatização do setor de geração com controle de preços por parte do governo e reintrodução de regulações restritivas no que deveria ser um mercado atacadista liberalizado.

---

<sup>13</sup> Ver Asano 2013.

<sup>14</sup> Ver Kim 2013.

<sup>15</sup> Sen 2013.

<sup>16</sup> Andrews-Speed 2013.

<sup>17</sup> Boute 2013.

Na América Latina, o avanço no processo de liberalização do comércio de energia perdeu momento após a onda inicial de privatizações. Isto ocorreu na Argentina, com a crescente intervenção governamental no setor elétrico após a crise da desvalorização cambial, na Bolívia, com a reestatização do setor e a subsequente retomada dos investimentos pelas empresas nacionalizadas no governo Morales. Também em El Salvador o mercado spot foi substituído por um despacho centralizado baseado em custos. Vários países adotaram apenas os mais básicos aspectos da liberalização da geração, criando a figura do produtor independente que vende direta ou indiretamente para empresas de distribuição com tarifa regulada (México, Costa Rica e Uruguai são os exemplos principais). Fora isso, alguns países nem sequer iniciaram o processo de liberalização como Venezuela e Paraguai. Os dois principais contra exemplos são na América do Sul são o Chile, que é um dos mais antigos exemplos a nível mundial de liberalização no setor elétrico e o a Colômbia, que adotou um modelo híbrido, que compatibiliza competição na geração em um mercado de dia seguinte e um mercado de derivativos razoavelmente desenvolvido, com um modelo em que o planejamento da expansão e a contração de novos empreendimentos de geração é coordenado pelo Estado.

Em comum a todos os exemplos de baixo grau de avanço ou baixo empenho para o avanço na liberalização da comercialização de energia no atacado parecem estar duas preocupações por parte das autoridades locais. A primeira delas diz respeito à segurança do abastecimento, mais especificamente, à efetiva capacidade de um mercado liberalizado promover investimentos nos volumes necessários para acompanhar um crescimento expressivo da demanda projetada. A segunda preocupação diz respeito ao temor de um eventual aumento nos preços da energia que poderia ser acompanhado do processo de liberalização, sobretudo caso a oferta não acompanhasse o ritmo de crescimento da demanda, e seu impacto negativo tanto para o desenvolvimento econômico como para o consumidor residencial.

#### ***4. Particularidades da comercialização de eletricidade no atacado no Brasil***

O Brasil é um caso interessante no desenvolvimento dos mercados de energia. Por um lado também aqui houve um relativo retrocesso em relação à proposta de liberalização de mercados dos anos 90, na medida em que a reforma do modelo de 2004 reforçou o papel do Estado para organizar o mercado de energia e garantir a expansão da geração. Por outro lado, o mercado de energia brasileiro se reestruturou em 2004 para, ao seu modo, atender aos principais desafios encontrados em países avançados, relacionados à comercialização de energia no atacado.

A base da comercialização de energia no Brasil não é um mercado do dia seguinte e sim um mercado de contratos em que os consumidores devem garantir a contratação da totalidade de seu consumo, sob risco de penalidades. Na verdade um mercado de energia nos moldes europeus sequer existe, pois o despacho é definido a partir de um modelo computacional de otimização de custos e não a partir de ofertas de preços e quantidades dos geradores e consumidores, como também é comum em outros países latino-americanos.

O portfólio de energia das distribuidoras é dividido em três partes. A primeira compreende contratos celebrados por iniciativa da própria distribuidora, anteriores a 2004, ou de contratação de geração distribuída na área de concessão (única forma como atualmente as distribuidoras ainda podem fazer contratos diretos de energia). A segunda parte do portfólio de energia das distribuidoras é formado por compras de energia produzida por geradores com tarifa regulada, como cotas da energia de Itaipu da energia, cotas da energia da Eletronuclear, cotas de energia de usinas operando sob o Proinfa (Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica) e, mais recentemente, também cotas da energia de geradores hídricos com concessão renovada. Finalmente, as distribuidoras completam suas necessidades de energia em compras realizadas em leilões organizados pelo governo.

A característica mais marcante do desenho do mercado brasileiro é a contratação compulsória pelos consumidores de certificados de energia (garantia física no jargão do

setor) em volume equivalente ao consumo medido. A forma de assegurar que os contratos de garantia física sejam de longo prazo para novos projetos é através da realização pelo governo de leilões públicos para a compra em contratos de longo prazo da energia para o mercado regulado. As distribuidoras declaram ao governo as necessidades de energia não cobertas pelo portfólio de energia corrente, para o ano seguinte (para leilões de “Energia Existente” ou A-1) e para os próximos 3 e 5 anos para compra de “Energia Nova” (leilões A-5 e A-3 respectivamente) e a demanda é atendida pelos projetos que oferecem os menores custos. De posse de contratos de longo prazo firmados com as distribuidoras, os empreendedores conseguem obter financiamento junto ao BNDES para a construção dos projetos utilizando os próprios contratos como principal garantia (financiamentos na modalidade *Project Finance*).

Este desenho da comercialização de energia é fruto, em boa medida, das características do sistema brasileiro, com amplo domínio da geração hídrica na matriz. Em um sistema elétrico como o brasileiro, onde a geração hídrica é dominante, 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 ou favoráveis e demasiado elevado em hidrologias desfavoráveis. Mas o modelo de comercialização de energia brasileiro contorna as dificuldades acarretadas pelo caráter errático do preço de curto prazo, oferecendo uma boa solução para a contratação competitiva de novos projetos. Mas trata-se de um modelo que também encontra desafios, que deverão ser enfrentados nos próximos anos, cujos mais relevantes serão analisados em seguida.

#### **4.1. Dependência em relação ao mercado regulado**

A expansão do sistema brasileiro está baseada na capacidade de pagamento do ACR - Ambiente de Contratação Regulado. As distribuidoras contratam compulsoriamente a energia dos geradores vencedores dos leilões organizados pelo governo e têm a garantia de repassar integralmente os gastos com compra de energia às tarifas dos consumidores cativos. O Mercado Livre, por sua vez, tem um papel pequeno na

viabilização dos novos empreendimentos, ou seja, na expansão da capacidade instalada.

Parte da energia ofertada nos leilões de energia nova pode ser destinada à contratação no Mercado Livre, mas, até agora somente alguns projetos hidráulicos e de fontes alternativas efetivamente comercializaram parte de sua energia fora do ambiente regulado, destinando-a a autoprodutores e consumidores livres.

Embora alguns projetos de fontes alternativas tenham sido viabilizados tendo o mercado livre como alvo, isso se trata de exceção e não da regra e se deve ao fato de projetos de eólicas, biomassa e PCHs terem sua inserção incentivada no mercado livre (há um nicho de consumidores médios, chamados de especiais, que só podem comprar destas fontes, com também descontos na tarifa de conexão à rede). A esmagadora maioria dos novos projetos de geração, incluindo a virtual totalidade das termoelétricas movidas a combustíveis fósseis não seria viável sem os leilões de energia nova para o ambiente regulado.

Esta dependência deve-se tanto à modelagem financeira que exige contratos de longo prazo com consumidores como garantia para os vultosos empréstimos de longo prazo oferecidos pelo BNDES como da própria incerteza quanto aos preços de energia caso parte da energia do novo empreendimento não esteja contratada no longo prazo. De fato, a receita que poderá ser auferida por um gerador não contratado é altamente incerta devido às características do preço de energia do mercado livre, que é fortemente influenciado pelo PLD, que é altamente volátil, tanto no curto quanto no médio prazo. No médio prazo, a dificuldade de financiamento para projetos voltados ao mercado livre pode ser mitigada, ainda que parcialmente, pela estruturação de financiamentos que por um lado aceitem uma carteira de contratos mais curtos como garantia e, por outro lado, façam uso de garantias corporativas de grupos com perfil de baixo risco de crédito.

## 4.2. Inserção da geração térmica

No sistema brasileiro, o acionamento da geração térmica tende a oscilar ao longo do tempo de forma imprevisível, ao sabor das chuvas. Em anos úmidos ou mesmo de hidrologia normal, a maior parte do parque térmico tende ter níveis de ociosidade elevadíssimos. Mas em anos secos, como em 2013-14, mesmo as mais caras dentre as termoelétricas podem ser acionadas continuamente. A imprevisibilidade da geração térmica e do gasto com combustíveis faz com que seja extremamente difícil repassar o risco hidrológico ao gerador térmico. Esta dificuldade esteve em parte por trás da lenta expansão da geração térmica no período anterior à crise do apagão de 2001.

No período pós 2004, passou-se a adotar uma nova modalidade para a contratação das usinas termoelétricas em que o gerador deixou de correr o risco associado à incerteza do despacho. As novas usinas térmicas passaram a ser contratadas na modalidade por disponibilidade, em que o empreendedor recebe uma receita fixa mensal e o reembolso dos custos variáveis de geração (CVU). Assim, o risco associado a um uso particularmente intenso das térmicas recai sobre o consumidor regulado.

Embora a revisão e o reajuste tarifário garantam o repasse às tarifas do mercado regulado dos gastos com geração térmica, o fato de tal repasse ao consumidor só ocorrer uma vez a cada ano pode gerar desequilíbrios financeiros às distribuidoras. O Reajuste Tarifário, que é feito uma vez a cada ano, considera uma previsão dos gastos com energia de cada distribuidora para o ano seguinte, além de repor, para mais ou para menos, a diferença entre o estimado e realizado no ano vencido. Com relação ao ano corrente, a estimativa da Aneel considera um prognóstico para o uso de térmicas que pode muito bem se mostrar irrealista em função da imprevisibilidade do que irá efetivamente ocorrer em relação à ENA – Energia Natural Afluente. No caso de ocorrer um ano hidrológico ruim obrigando o uso intenso das termoelétricas, há a necessidade de capital de giro, não previsto pelas distribuidoras, para possibilitar o adiantamento do pagamento extra pelo despacho das usinas térmicas. E estes recursos só começarão a ser ressarcidos a partir do reajuste do ano seguinte.



Um problema adicional é que os sucessivos ciclos de revisão tarifária reduziram substancialmente o EBITDA das distribuidoras, diminuindo com isso a capacidade de lidar com despesas extraordinárias com compra de energia. Com menos caixa livre reduz-se a capacidade de alavancar recursos de terceiros e de suportar uma necessidade de capital de giro maior.

Em, 2013/2014 o problema foi particularmente grave na medida em que as distribuidoras se encontravam descontratadas e tiveram sistematicamente que comprar energia no curto prazo em um momento de preços muito altos. Diante disso o governo agiu no sentido de dar liquidez às distribuidoras, seja emprestando dinheiro via Tesouro Nacional, seja criando um mecanismo de empréstimo via CCEE. Uma solução mais estrutural para o problema passa por repassar no curto prazo o custo da energia para os consumidores, no estilo das bandeiras tarifárias, ou então em formar um fundo de liquidez ao qual as empresas possam recorrer caso haja descolamento entre custo previsto e realizado de energia.

#### **4.3. Restrições ao desenvolvimento do mercado livre.**

Ao contrário do que ocorre em diversos países centrais, que tornaram todos os clientes livres ou potencialmente livres, há no Brasil barreiras à expansão do mercado livre, tanto pelo lado da contratação no longo prazo de novos projetos, como no acesso a energia de hidroelétricas antigas, com baixíssimos custos de produção.

O papel central dos contratos do mercado regulado para a viabilização dos novos projetos de geração, analisado anteriormente, de certa maneira conspira contra a expansão do mercado livre no Brasil por não existirem mecanismos de contratação de longo prazo semelhantes aos do mercado cativo. Contribuem nesse sentido as dificuldades da principal fonte de financiamento do setor, o BNDES, em aceitar recebíveis do Mercado Livre como garantia de projetos de expansão, bem como a metodologia utilizada pela instituição para valorar a energia descontratada desses empreendimentos pelo PLD mínimo.

O consumidor regulado assume riscos, sobretudo na contratação de energia térmica, que dificilmente seriam aceitos por consumidores livres e comercializadoras. Outro fator que age na mesma direção é o fato de a geração hídrica, que costuma ser a mais barata e comercializada na modalidade por quantidade (preço fixo no longo prazo), ser destinada preferencialmente ao mercado regulado, tanto no caso de projetos novos como no caso de hidroelétricas antigas e já amortizadas, cuja concessão foi renovada com tarifas que correspondem somente aos custos de operação e manutenção.

A consequência é que o Mercado Livre tende a continuar a ser um mercado de nicho, centrado em grandes consumidores, alguns deles investidores em autoprodução, e em consumidores livres incentivados, que podem, em virtude de seu porte, comprar energia de geradores de fontes alternativas fazendo jus a incentivos de custos. No atual desenho do mercado de energia não se vislumbra, portanto, um mecanismo de ampliação significativa da oferta de energia do mercado livre.

Entretanto, no horizonte de 2030 podem ser introduzidas alterações no marco regulatório e institucional capazes de endereçar esta limitação do modelo de comercialização atual. Uma primeira alternativa para fortalecimento do mercado livre seria a criação de condições melhores para sua participação na expansão da geração. Isto depende em parte das condições de financiamento, pois atualmente novos projetos de geração só conseguem capital de terceiros com base nos recebíveis do mercado regulado e na capacidade das distribuidoras de repassarem para a tarifa os custos com aquisição de energia. Mas a principal questão está ligada mais à atratividade dos contratos de energia nova para os consumidores livres. Se forem criadas condições que tornem tais contratos atrativos para grandes consumidores ou comercializadoras pode crescer a participação do mercado livre na expansão da geração.

Esse caminho já começa a se tornar realidade com recente inserção da figura do Comercializador Varejista, cuja regulação ainda depende de ajustes. O comercializador varejista poderá atuar em nome de geradores de menor porte ou de consumidores que não tenham interesse ou escala econômica para se tornarem eles mesmo agentes na

CCEE, concentrando uma carteira contratos, tanto com perfil de geração, como de consumo. O cenário restrito de expansão da geração pautado no mercado livre pode reverter com a possibilidade de que projetos de geração destinados ao ACL sejam contratados com a garantia dos recebíveis alocados a um Comercializador Varejista específico. Nesse sentido, um novo modelo de negócio nasce no mercado livre e amplia os horizontes de expansão do Ambiente de Contratação Livre – ACL.

Outra possível alteração regulatória seria o aumento da base de clientes potencialmente livres, seguindo a tendência dos países desenvolvidos, onde mesmo a venda de energia no varejo é desregulada. Neste modelo, as distribuidoras se encarregam dos serviços de rede, sendo remuneradas por uma tarifa regulada, mas a comercialização de energia é livre e competitiva e está desvinculada dos serviços de rede. Isto representaria uma alteração substancial na comercialização de energia brasileira atual, que está centrada na contratação de energia pelo mercado regulado. Mas não é algo a ser descartado, sobretudo na medida em que as distribuidoras vêm experimentando grandes dificuldades para lidar com a imprevisibilidade dos gastos com a compra de energia, que para elas representa um risco não remunerado.

#### **4.4. Preços de curto prazo (PLD)**

Conforme mencionado anteriormente, o preço de curto prazo do mercado de energia depende do custo marginal de operações (CMO) que por sua vez é fortemente influenciado pelas aflúncias e o nível dos reservatórios, isto é, por fatores não econômicos. Além disso, como as aflúncias variam muito, o resultado é uma grande volatilidade de preços no curto prazo. Vimos que o desenho da contratação de energia nova contorna este problema, pois nos leilões para expansão da geração a seleção de projetos não está pautada pela oferta de energia no curto prazo e sim nos custos de produção dos diversos projetos que participam do leilão.

O mesmo não ocorre, porém, com a comercialização de energia existente para o mercado regulado, nem para o mercado livre. O agente que possui energia

descontratada pauta suas decisões de venda de energia tendo como custo de oportunidade o preço de curto prazo da energia (PLD), sobretudo para contratos curtos, mas também, em menor medida, para contratos de médio prazo. Como o PLD pode, devido à hidrologia, ficar por longos períodos tanto acima como abaixo dos custos de produção, resulta que o PLD tende a se tornar um mau sinalizador econômico para as transações que dele dependem. Por esta razão é possível – e desejável – que, no horizonte de 2030, a lógica de formação dos preços de curto prazo seja alterada, de forma a tornar a sinalização econômica dos preços mais aderente aos custos de produção e não à hidrologia.

#### **4.5. Necessidade de mecanismos de contratação de potência.**

O modelo comercial brasileiro é de contratação de energia, sem haver nenhuma contratação explícita de potência. A razão para a inexistência de uma contratação explícita de potência é simples: o sistema até recentemente estava equilibrado em termos de potência, em função da característica histórica das usinas hidrelétricas, de terem sido “super-motorizadas”, não tendo sido preciso, por isso, instituir mecanismos específicos para assegurar que os geradores coloquem potência extra à disposição do Operador Nacional do Sistema. No entanto, o sistema hoje apresenta mostras de que não há mais sobra de potência e a situação tende a se tornar ainda mais sensível no futuro, sobretudo com o aumento de participação na matriz de projetos com geração intermitente (eólica) ou sazonal (grandes hidroelétricas a fio d’água na Amazônia). Neste sentido, com a finalidade de assegurar que o Operador Nacional do Sistema possua efetivamente geração controlável corretamente localizada do ponto de vista elétrico, será necessário introduzir mecanismos explícitos de contratação de potência.

O problema de potência pode ser resolvido via:

- i. Aumento da capacidade instalada de hidroelétricas existentes;
- ii. Estímulo a uma maior motorização em novos projetos hídricos; ou

- iii. Contratação de projetos térmicos com características adequadas para geração de ponta.

No caso do aumento da capacidade instalada de projetos hídricos antigos, cujas concessões foram renovadas pela Medida Provisória nº 579/2012, foram criadas as condições regulatórias para a realização de novos investimentos os quais serão remunerados por tarifa regulada.

Nos demais casos, a contratação de potência provavelmente será feita de modo competitivo. Neste sentido, pode-se, *a priori*, identificar duas alternativas:

- i. O governo inclui a contratação de potência como um dos critérios para a classificação de projetos nos leilões de energia nova, incentivando, com isso, a contratação de novas usinas com características elétricas e localização compatíveis com os requisitos de potência do sistema; e
- ii. Criar leilões específicos para contratação de potência, o que abriria espaço para projetos que agregam pouca ou nenhuma energia, como, por exemplo, geração de ponta hídrica com bombeamento, destinada especificamente a oferecer energia no horário de ponta.

### **5. Inovações na comercialização de energia no varejo**

Em países nos quais a comercialização de varejo se encontra mais desenvolvida, as empresas de energia já oferecem uma série de novos produtos e serviços dentro e fora do negócio de energia. A inovação dos modelos de negócios é resultado do novo ambiente estratégico e competitivo, que está forçando as empresas do setor a expandirem seus portfólios de produtos e a aumentarem o relacionamento com o cliente.

Mesmo dentro do negócio tradicional de energia, estão sendo promovidas uma série de inovações. A E.ON, por exemplo, já oferece no Reino Unido quatro tipos de tarifas de

energia diferenciadas. Um dos pacotes de energia é caracterizado por tarifas variáveis, sendo as outras três opções de tarifas pré-fixadas por um ou dois anos. No caso do pacote com tarifa variável, os clientes podem realizar também o pré-pagamento. Para se diferenciar de suas concorrentes no mercado livre, a E.ON oferece pacotes de energia especiais para idosos e também criou um inovador programa de fidelidade, no qual clientes acumulam os chamados "Reward Points" (pontos que podem ser trocados por produtos em lojas).

Passando para modelos de negócios além da energia, surgiu em mercados liberalizados o conceito de multi-utility (utilities com escopo múltiplo e atuação diversificada). Empresas como a holandesa Delta avançaram além da energia e do gás para atuar no fornecimento de internet, televisão, telefone e até gestão de resíduos. A empresa alavanca sua base de clientes e sua expertise na gestão de redes para diversificar sua atuação no mercado holandês.

Vale ressaltar que, para atuar com novos modelos de negócios, as utilities precisam desenvolver uma série de competências adicionais. As multi-utilities, por exemplo, passam a competir de frente com empresas de outros setores. Além das competências técnicas e comerciais, as utilities precisam fortalecer suas marcas e imagem perante o consumidor. Porém não só da necessidade de desenvolvimento de novas competências se coloca como entrave para o desenvolvimento de novos modelos de negócios pelas utilities brasileiras. A regulamentação atual também é uma das barreiras para inovações em produtos de energia. Atualmente, receitas advindas de negócios paralelos ao fornecimento de energia podem não ser reconhecidas e/ ou permitidas pela agência reguladora.

### **5.1. Liberalização da comercialização no varejo**

A análise em escala internacional da comercialização de eletricidade liberalizada mostra um quadro com poucos casos em que se avançou para além do acesso de grandes consumidores a compras de energia fora de um ambiente em que a tarifa é regulada.

Na verdade, há experiências muito avançadas de liberalização da comercialização no varejo inclusive com a instituição da competição total neste segmento (*total unbundling*). Mas se trata, no momento, de um fenômeno relativamente localizado, na União Europeia em alguns estados americanos, como Texas, e algumas províncias da Austrália, todos casos de países ou regiões com alta renda per capita e taxas de crescimento do consumo de energia baixas.

A figura abaixo ilustra o avanço da liberalização do mercado em diversos países. Em um extremo estão o Reino Unido, a Alemanha e a Austrália. No outro extremo estão México, África do Sul, Venezuela e Coreia do Sul, onde todos os consumidores ainda têm tarifa regulada. Na outra ponta da escala de liberalização estão países com renda mais baixa e/ou com alta taxa de crescimento esperada para o mercado de energia. No caso do Brasil o grau de liberalização de 27% corresponde à participação do Mercado Livre no consumo total de energia elétrica. Os EUA são um caso híbrido, já que a regulação é a nível estadual. Em um extremo o varejo de energia elétrica atinge no Texas 100% dos consumidores e, no outro, em grande parte dos Estados não há outra opção que não a tarifa regulada. E outros estados a liberalização atingiu parcela intermediária dos consumidores.

**Figura 1: Grau de liberalização de mercados elétricos selecionados**



1) O Texas é 100% liberalizado. Em vários estados liberalização é 0%.

2) Em regiões selecionadas, 10% da carga foi direcionada ao mercado livre para testes.

Fonte: First Data Utilities; VaasaEMG; University of Hull; Roland Berger Strategy Consultants

## 5.2. O caso europeu

Os principais exemplos de liberalização total do mercado de energia estão no âmbito da União Europeia. A União Europeia tem um projeto de longo prazo para a liberalização dos setores de gás e energia elétrica, que envolvem tanto o maior desenvolvimento e integração dos mercados atacadistas como a liberalização total do varejo.

Os principais objetivos do processo de liberalização dos mercados de energia e gás natural na Comunidade Europeia foram:



- Promover a competição nos segmentos de geração, comercialização e varejo;
- Reduzir os preços da eletricidade e do gás;
- Promover uma progressiva integração entre os mercados da União Europeia;
- Aproximar os preços da eletricidade e do gás entre os países.

No longo prazo, todos os países da Comunidade Europeia devem, de acordo com as diretivas comunitárias, não apenas avançar no sentido de uma maior integração dos mercados atacadistas, como já visto mais acima em 2.2 como também promover o *unbundling* total, isto é, a comercialização em bases competitivas para todos os consumidores, incluindo os consumidores residenciais. Cada país membro tem autonomia para implementar as diretivas comunitárias em um cronograma próprio e deve progressivamente adaptar o marco legal e regulatório às diretivas comunitárias, respeitando as especificidades locais. Assim, conforme pode ser visto na Tabela 4, em alguns países, como Alemanha, Reino Unido e Holanda, o *unbundling* total já é uma realidade, não existindo mais uma tarifa regulada integral (rede + energia) em nenhum nicho de mercado. Outros países da União Europeia, como França, Grécia e Romênia ainda estão em estágios intermediários do processo de liberalização, subsistindo aí tarifas reguladas que incluem a energia para várias classes de consumidores.

**Tabela 4: Segmentos cobertos por tarifas reguladas**

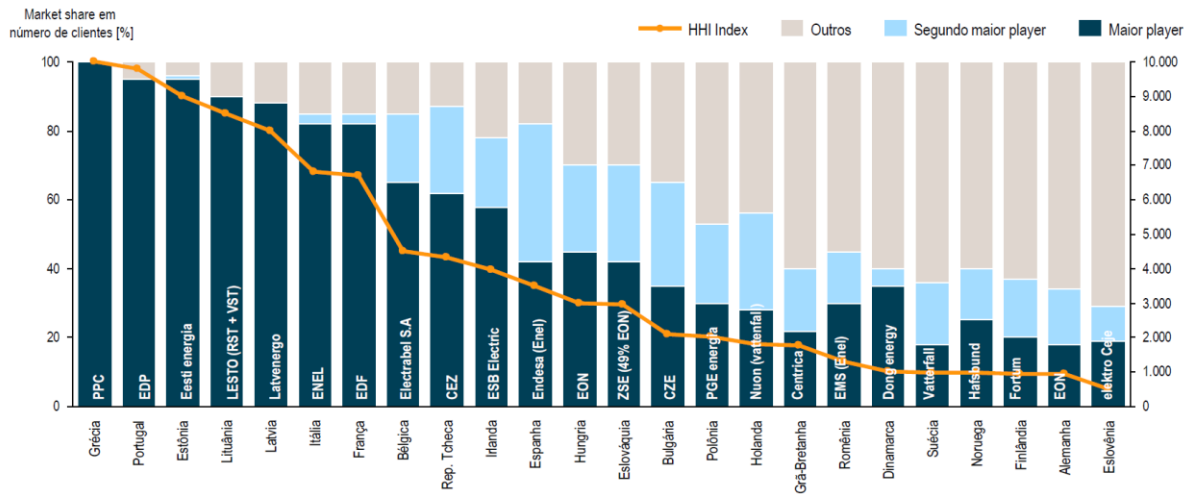
Country	Países que mantêm opção de tarifa regulada			
	Residenciais	Residenciais vulneráveis	Pequenos comerciais	Indústrias
Áustria				
Bélgica		✓		
Bulgária	✓		✓	
Cyprus	✓	✓	✓	✓
República Tcheca				
Dinamarca	✓	✓		
Estônia	✓	✓	✓	✓
Finlândia				
França	✓	✓	✓	✓
Alemanha				
Grã-Bretanha				
Grécia	✓	✓	✓	
Hungria	✓		✓	
Irlanda				
Itália	✓		✓	
Latvia	✓			
Lituânia	✓	✓		
Luxemburgo				
Malta	✓	✓	✓	✓
Holanda				
Irlanda do Norte	✓		✓	
Noruega				
Polónia	✓	✓		
Portugal	✓	✓		
Romênia	✓	✓	✓	✓
Eslováquia	✓		✓	
Eslovênia				
Espanha	✓	✓	✓	
Suécia				

Fonte: ACER; Roland Berger Strategy Consultants

A liberalização do varejo de eletricidade estimulou a atividade das comercializadoras, que aumentam o volume comercializado, dando mais liquidez às negociações em bolsa e diversificando a oferta de produtos para o consumidor, alguns deles inclusive, com características multi utility, agregando, por exemplo, ofertas de gás e eletricidade no mesmo pacote. Segundo dados da Roland Berger, mais de 400 produtos de 25 fornecedores foram criados e oferecidos somente no mercado holandês, já totalmente liberalizado. Os produtos são diferenciados para atender nichos de consumidores, verificando-se o foco em energia limpa e em diversificar as formas de pagamento e de indexação.

Entretanto a liberalização não parece ter resultado, até o momento, em maior competição de fato na maior parte dos países. Por um lado, a concentração do mercado de comercialização é muito alta, com as duas principais empresas abarcando mais da metade do mercado na maioria dos países, como pode ser visto no Gráfico 8.

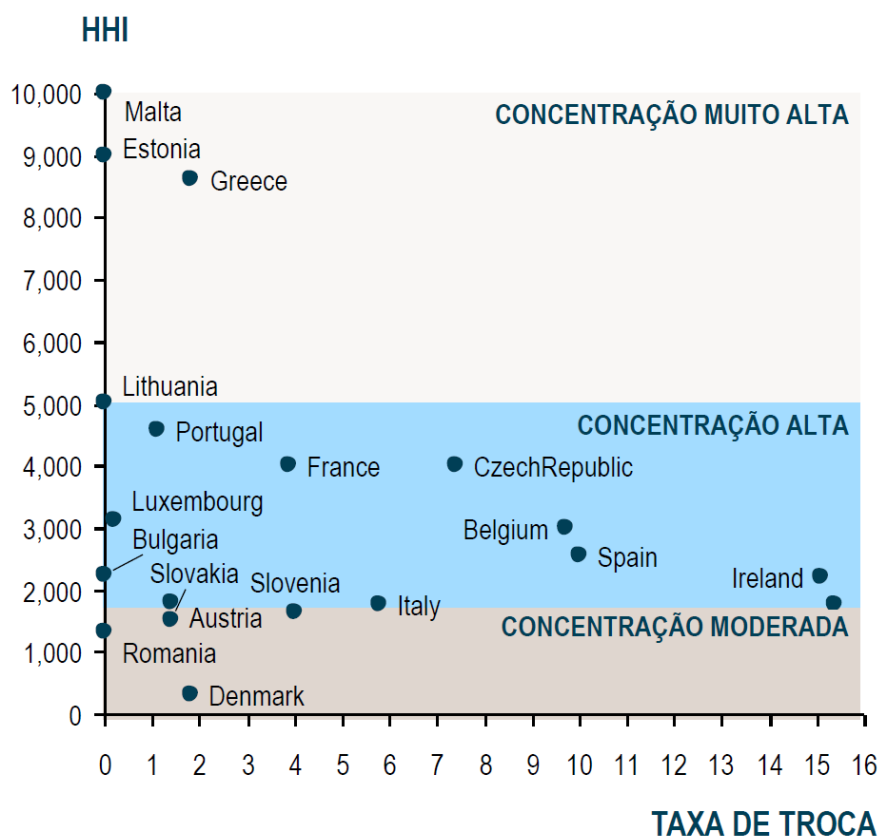
**Gráfico 8: Concentração no mercado de comercialização na Europa**



Fonte: CRIEPI Report Y11018, Roland Berger Strategy Consultants

Por outro lado, as trocas de fornecedores, indicador de que os consumidores comparam ativamente as ofertas dos prestadores de serviços, não são comuns, mesmo em países onde a competição é maior, como pode ser visto no Gráfico 9 abaixo. Na maior parte dos países a taxa de troca de fornecedores é de 5% ou menos, demonstrando grande inércia por parte dos consumidores.

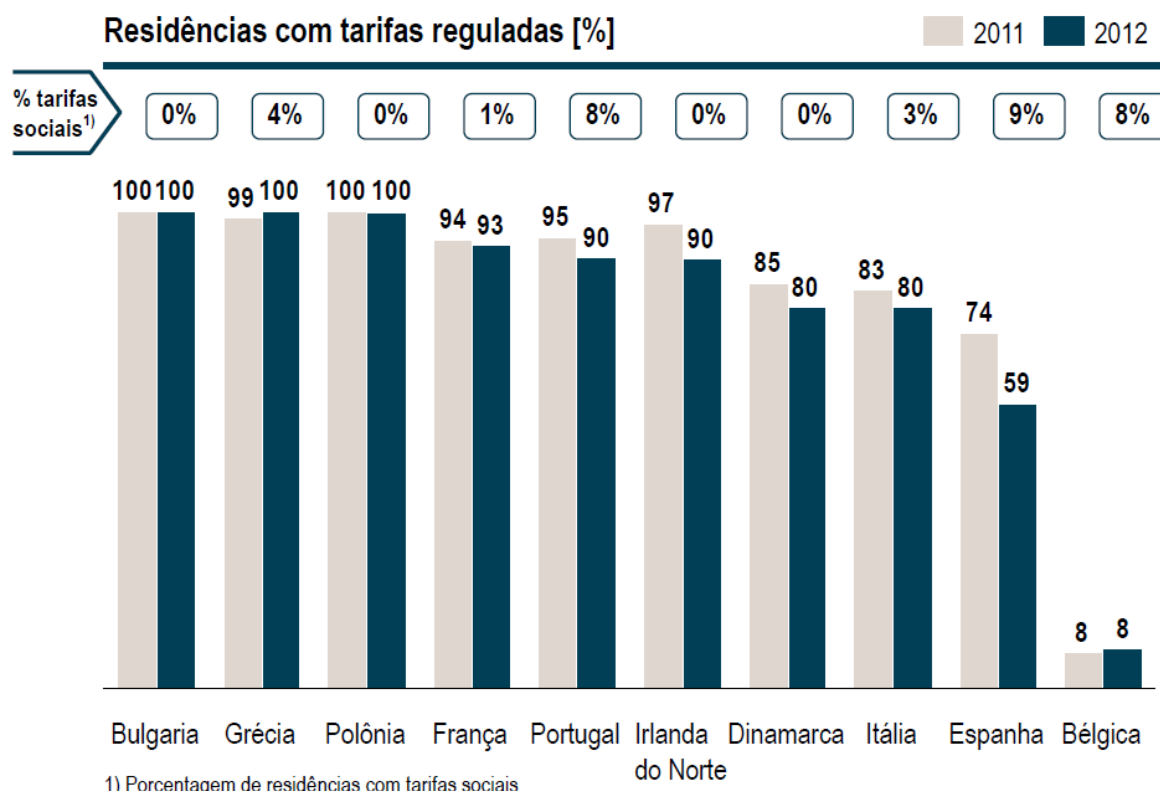
**Gráfico 9: Europa: Taxa de troca de fornecedor e concentração do mercado**



Fonte: European Commission, *Energy Market in the European Union in 2011*; Roland Berger Strategy Consultants

No mercado residencial, mesmo havendo opção de troca, em 2012 a maior parte dos consumidores ainda permanecia com o esquema tradicional de tarifa regulada integral (energia + fio) em diversos países. Em alguns desses países, Portugal e Espanha por exemplo, o *total unbundling* já foi decidido e será implementado em pouco tempo, de forma que não mais subsistirá uma tarifa regulada que inclua energia. Mesmo assim o fato de que poucos consumidores migraram para tarifas desreguladas quando tiveram opção de fazê-lo indica que esta alternativa não pareceu suficientemente atraente.

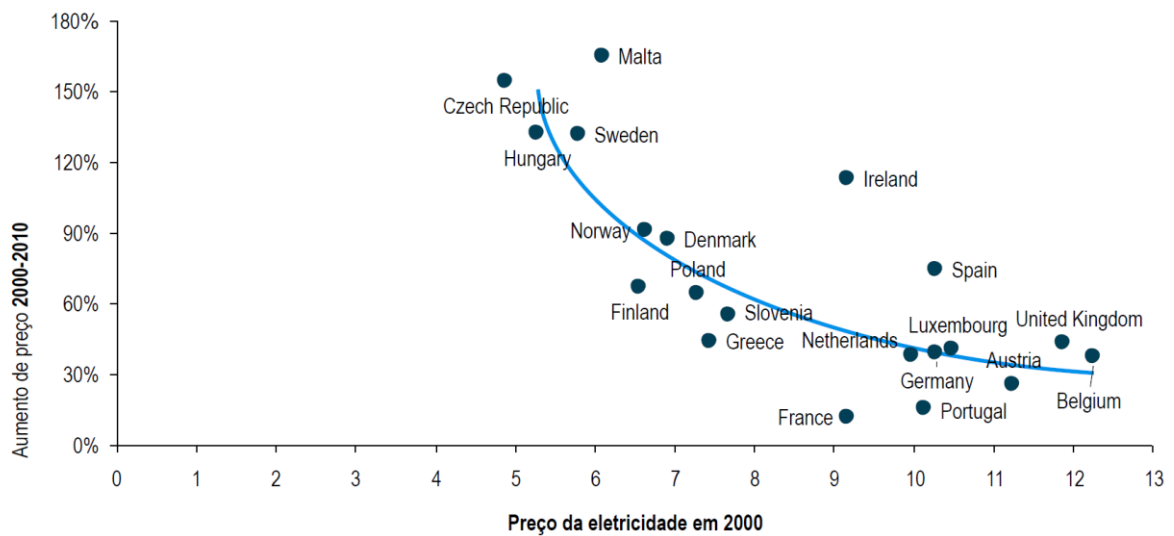
**Gráfico 10: Ranking de utilização de tarifas reguladas após abertura do mercado**



Fonte: ACER Annual Report, Roland Berger Strategy Consultants

No que diz respeito aos preços da eletricidade ao consumidor final, não há evidências de que o processo de liberalização efetivamente atingiu, até o momento, um dos seus objetivos centrais que é promover a redução dos custos finais através da competição. De fato, a progressiva integração dos mercados europeus tem feito os preços ao consumidor final convergirem, embora lentamente. Entretanto, há evidência que os preços aumentaram mais onde eles eram mais baratos, o que indica um nivelamento para cima. Isso pode ser visto no Gráfico 11, com a evolução do preço residencial sem impostos entre 2000 e 2010, com os maiores aumentos sendo verificados nos países onde a eletricidade em 2000 custava menos.

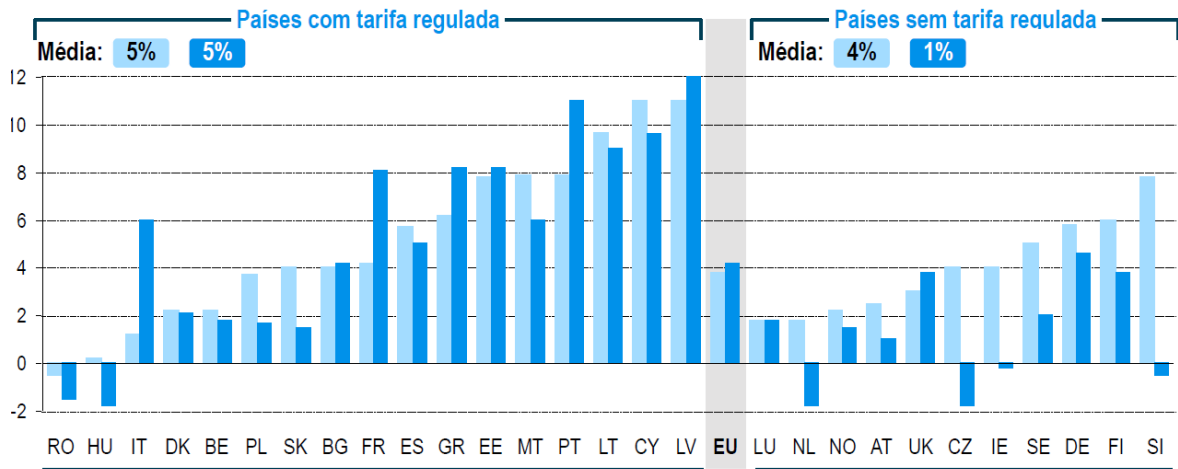
**Gráfico 11: Preço da eletricidade sem impostos e aumento de preço entre 2000 e 2010. Residências com consumo entre 2500 e 5000 kWh. Preço em EUR c/kWh.**



Fonte: Eurostat; Roland Berger

Um dado aparentemente animador é que entre 2008 e 2012 a eletricidade encareceu, em média, mais rapidamente em países que têm tarifa regulada em relação aos países sem tarifa regulada (veja Gráfico 12).

**Gráfico 12: Evolução do preço da eletricidade com impostos entre 2008-2012 (%)**

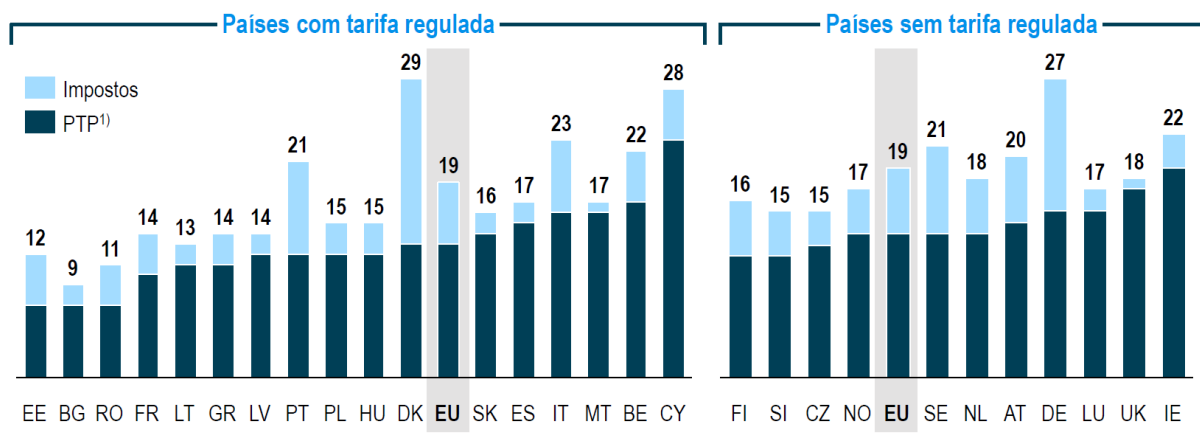


Legenda: Barras claras = residencial, barras escuras = industrial.

Fonte: ACER Annual Report, Roland Berger Strategy Consultants

Entretanto, ao atentar para o preço final em termos absolutos, antes dos impostos, o que se observa é que os países com tarifa regulada têm preços finais ao consumidor menores. Tomando como referência o preço médio europeu, apenas 4 países sem tarifas reguladas têm preços antes de impostos abaixo da média da União Europeia, contra 11 dos países com tarifa regulada (ver Gráfico 13).

**Gráfico 13: Preço da eletricidade sem impostos para consumidores residenciais**  
**Ano: 2013. Unidade EUR cents/ kWh**



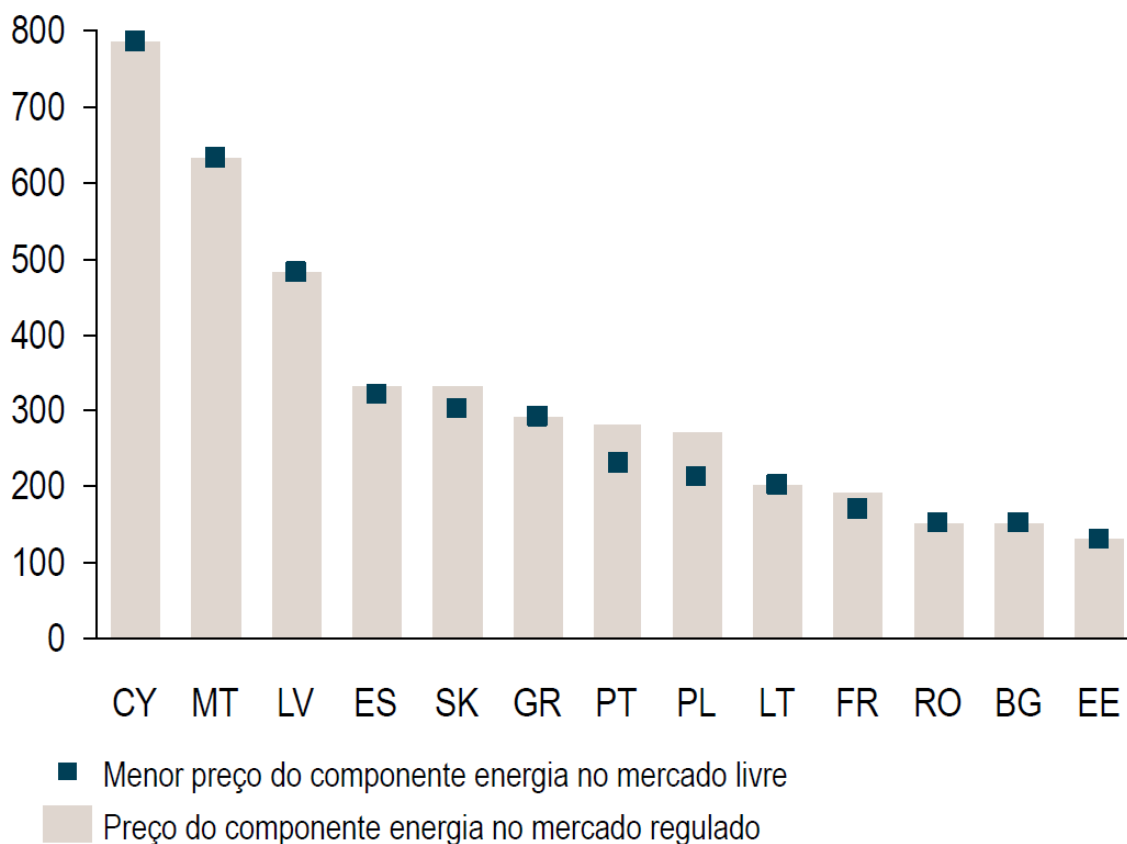
1) Pre-Tax Total Price (PTP): inclui preço da commodity, transmissão, distribuição e componentes do varejo (medição, faturamento, serviços e suas margens).

Fonte: ACER Annual Report, Roland Berger Strategy Consultants

Finalmente, nos países em que convivem tarifas reguladas e opções de compra desregulada de energia, os preços do mercado livre ficam próximos aos do mercado regulado. O que se verifica é que os preços regulados influenciam os preços livres e há pouco estímulo financeiro para aderir à comercialização desregulada.



**Gráfico 14: Spread entre tarifas residenciais reguladas e não-reguladas – componente energia 2012 (EUR/ ano)**



Fonte: ACER, Roland Berger Strategy Consultants

### 5.3. O caso norte americano

Os desenhos de mercado de varejo dos EUA são extremamente diversificados em consequência da regulação ser feita por cada um dos 50 estados. Apenas em vinte estados, com setenta distribuidoras, o consumidor final, seja pequeno ou grande, tem a opção de comprar a energia diretamente de um gerador ou comercializador. No restante do país os consumidores estão necessariamente vinculados à distribuidora local.

A Tabela 5 mostra a segmentação do mercado consumidor de eletricidade norte-americano em 2012. Os consumidores cativos que não têm opção da compra liberalizada de energia, representam 67% do universo. Os consumidores livres representam quase 17% do consumo total e outros 14% dos consumidores são potencialmente livres, mas que ainda compram energia da distribuidora local.

**Tabela 5: Segmentação do mercado consumidor de eletricidade norte-americano em 2012**

<b>Segmento de Mercado</b>	<b>TWh</b>	<b>% Total</b>
Consumidores cativos sem opção	2.843	67,1%
Consumidores potencialmente livres	597	14,1%
Consumidores livres	708	16,7%
Não residenciais	562	13,3%
Residenciais	146	3,4%
Consumo total	4.238	100,0%

Fonte: EIA, Annual Power Industry Report, 2012.

Cerca de 55% dos consumidores (em termos de compras de energia) que têm a opção da compra competitiva de energia elétrica efetivamente optaram por exercer a opção. Dos consumidores residenciais que têm opção de comprar livremente a energia 32% o fazem. Dos consumidores não residenciais que têm essa opção, 66% já migraram para o mercado livre.

A situação em cada um dos estados americanos é muito diversa, mesmo dentro do conjunto de vinte estados onde há opção de compra de energia desregulada<sup>18</sup>. A Tabela 6 exibe dados de seis dos estados americanos onde há consumidores livres. No caso extremo, o Texas, há apenas consumidores livres, pois não existe mais a opção de obter da distribuidora um contrato que inclua serviços de rede e a energia. Nos demais estados da tabela, a opção da compra regulada ainda existe, mas a maioria dos consumidores não residenciais prefere comprar diretamente de um comercializador não

---

<sup>18</sup> Ver Kim, Young (2013).

regulado (com exceção da Califórnia, onde novas migrações para o mercado livre foram suspensas em 2001). O mesmo não ocorre com os consumidores residenciais dos quais, com exceção de Connecticut (47% dos consumidores residenciais no mercado livre), somente uma minoria optou por migrar para o mercado livre.

**Tabela 6: Consumidores livres por segmento de mercado em % do total do consumido de cada segmento em 2011 ou 2012**

Segmento de mercado	Texas	Nova Iorque	Connecticut	Illinois	Ohio	Califórnia
Não residenciais	100%	67%	86%	82%	65%	18%
Residenciais	100%	22%	47%	14%	35%	0%

*Kim, Young. Unfinished Business: The Evolution of US Competitive Retail Electricity Markets, 2013.*

Em Nova Iorque as características da tarifa regulada, que repassa de imediato ao consumidor os preços do mercado spot de energia, parecem ser o principal motor para a migração do mercado livre. Neste estado o consumidor regulado arca integralmente com a volatilidade dos preços de curto prazo da energia elétrica, mas ele pode optar por contratar um plano de um comercializador desregulado que limite o risco dos preços da energia. Os comercializadores podem escolher estratégias de contratação ou de hedge para a compra da energia que revendem e com isso eles conseguem montar planos que mitigam o risco de preços embutido na tarifa da distribuidora, atraindo com isso clientes, sobretudo no segmento não residencial.

Em Connecticut os planos regulados para consumidores de menor porte (<500kw) e os planos de comercialização de último recurso para consumidores maiores (>500kw) têm suprimento de energia lastreado em contratos de compra de energia com prazo médio em torno de três anos. Como a referência de custo de energia para a compra regulada não reflete o preço de curto prazo do mercado de energia, mas o custo médio do portfolio de contratos, podem surgir oportunidades de mercado para a comercialização livre de energia em momentos de queda nos preços spot. Foi justamente o que aconteceu na sequência da crise de 2008: o portfolio de contratos refletia preços pré-crise em um contexto em que os preços spot haviam caído acentuadamente devido à

queda da demanda e, sobretudo, à queda no preço dos combustíveis. A oferta de planos mais baratos pelos comercializadores incentivou a migração de consumidores para o mercado livre: enquanto apenas 9% dos consumidores residenciais estavam no mercado livre em 2007, entre 2011 e 2012 43% já haviam migrado; para os consumidores não residenciais, a proporção passou de 51% a 86% no mesmo período. O inconveniente deste desenho da comercialização de varejo é o risco potencial de migração de volta ao mercado cativo quando acontecer de o portfólio de contratos de compra de energia para o mercado regulado estiver mais barato do que o preço spot de energia.

Illinois é um misto dos casos anteriores. Consumidores com mais que 100kw ou 150kw de demanda contratada (dependendo da distribuidora) que optem por permanecer com a tarifa regulada estão necessariamente expostos ao preço da energia no mercado spot, o que induz muitos a procurarem planos com preços menos voláteis no mercado livre. Já os pequenos consumidores têm planos com tarifas mais estáveis, baseadas no custo da energia contratada no atacado pela distribuidora por prazos de até três anos. Há, portanto, incentivo para os grandes consumidores contratarem energia de comercializadoras a fim de controlarem sua exposição ao risco dos preços de mercado e, em momentos de baixa dos preços spot pode haver estímulo para migração também dos consumidores de menor porte a fim de se aproveitarem de preços menores.

Em Ohio o crescimento da comercialização de energia desregulada no varejo é recente. Em 2008 apenas 10% dos consumidores não residenciais e 5% dos residenciais haviam migrado para o mercado livre. Naquele ano o senado estadual aprovou um novo marco legal para o setor obrigando as distribuidoras a escolherem entre oferecer planos baseados em preços de mercado (que podem estar lastreados ao menos parcialmente em contratos) e em planos de “segurança elétrica” (*Electric Security Plan, ESP*), com tarifas menos voláteis. Na prática o que aconteceu foi um grande estímulo ao crescimento do mercado livre em decorrência do fato de que os planos ESP estarem lastreados em contratos com preços elevados do pré-crise de 2008. Entre 2011 e 2012,

65% do consumo não residencial e 35% do residencial já havia migrado para a contratação desregulada.

A Califórnia é um caso a parte, pois o governo suspendeu a autorização de migração para a contratação desregulada de energia (*Direct Access*) em 2001 em meio à crise elétrica do estado. Na época as principais distribuidoras estavam insolventes e o processo de compra de energia só foi reestabelecido pelo apoio do governo a novos contratos de compra de energia de longo prazo. Estes contratos travaram o custo da energia para o consumidor regulado em um patamar elevado, o que induziu o governo a vedar novas migrações para o mercado livre que poderiam ter o efeito de aumentar ainda mais o peso da energia nas tarifas para o consumidor regulado. No desenho de mercado atual, só são permitidas novas migrações para o mercado livre no limite que permita recompor a proporção que o *Direct Access* tinha no consumo total de energia da Califórnia em 2001.

Em suma, o varejo de energia elétrica norte americano é altamente diferenciado devido à regulação ser de competência estadual. A maior parte dos estados não introduziu e não tem planos concretos para introduzir a competição no varejo. Nos vários estados que abriram espaço para a comercialização desregulada, a adesão dos consumidores não residenciais costuma ser elevada com uma postura mais tímida dos consumidores residenciais. A comparação das diversas experiências norte americanas de varejo competitivo de energia elétrica parece indicar que a adesão ao mercado livre é pautada, em grande medida, pelas características da tarifa de energia regulada, tanto no que diz respeito ao maior ou menor risco de preços nela embutido, como também na existência ou não de um diferencial de preços, ainda que momentâneo, entre a tarifa regulada de energia e os preços spot.\*

#### **5.4. Perspectivas de crescimento do mercado livre no Brasil**

No Brasil o mercado livre não está aberto aos consumidores de menor porte e não existem perspectivas claras de sua massificação. Ao contrário, como já foi visto em 4.1,

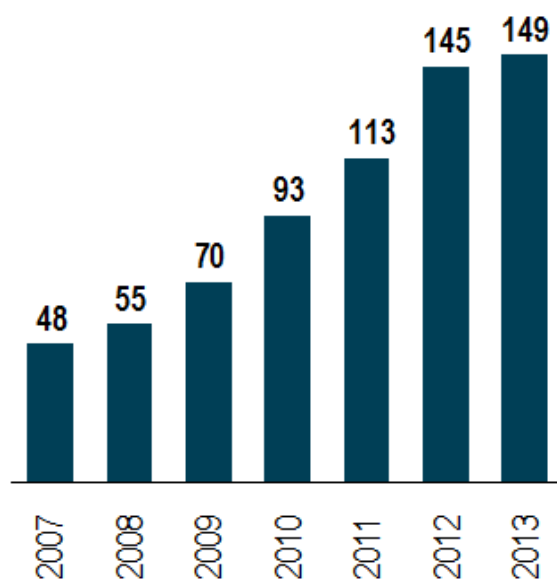
no modelo atual de comercialização de energia no atacado, a expansão da geração depende da contratação de energia no longo prazo pelas distribuidoras e não existe ainda um mecanismo para garantir no longo prazo as receitas de novos geradores fora do mercado regulado. Portanto, uma expansão maciça do mercado livre dependeria de eventuais mudanças no modelo de comercialização, capazes de viabilizar a sustentabilidade de oferta de energia para a comercialização desregulada.<sup>19</sup>

O Mercado Livre supre hoje cerca de 27% do consumo total de eletricidade do Brasil. Ele cresceu sobretudo aproveitando a sobra estrutural de energia até 2005 e os preços baixos no mercado de curto prazo na maior parte da década passada. Mais recentemente houve um crescimento expressivo explorando o nicho de mercado dos consumidores especiais que, apesar de seu menor porte, têm acesso à comercialização livre desde que com energia de fontes incentivadas. Houve grande crescimento do número de comercializadoras até 2011, como pode ser visto no Gráfico 15.

---

<sup>19</sup> Algumas mudanças, capazes de dinamizar o Mercado Livre já estão em gestação, sendo a principal delas a regulamentação da figura do comercializador varejista, que poderá atuar na CCEE em nome de geradores de menor porte e de consumidores, dispensando estes dos custos associados a manter ativa a participação na CCEE. Outra possibilidade que se vislumbra para o Mercado Livre é com o crescimento da micro geração, que deve convergir, ao menos em parte, para o mercado livre.

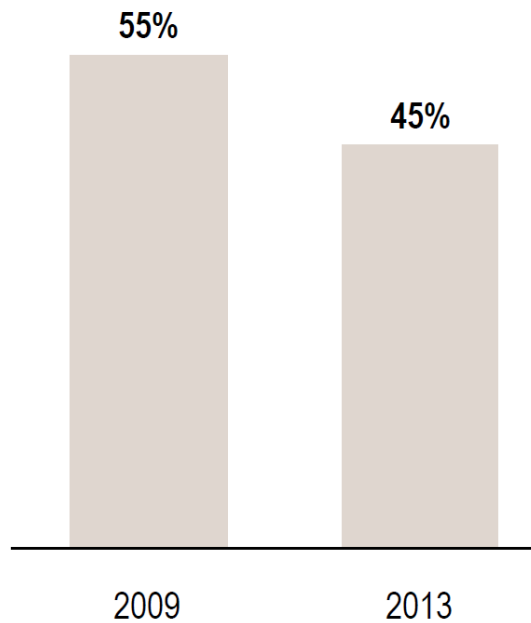
**Gráfico 15: Evolução do número de comercializadoras**



Fonte: Abraceel

O mercado efetivamente se desconcentrou, com o share dos principais players reduzindo-se em relação ao total, como pode ser visto no Gráfico 16. Entre 2009 e 2013 as cinco principais comercializadoras passaram de 55% para 45% do mercado livre.

**Gráfico 16: Market share das cinco principais comercializadoras**

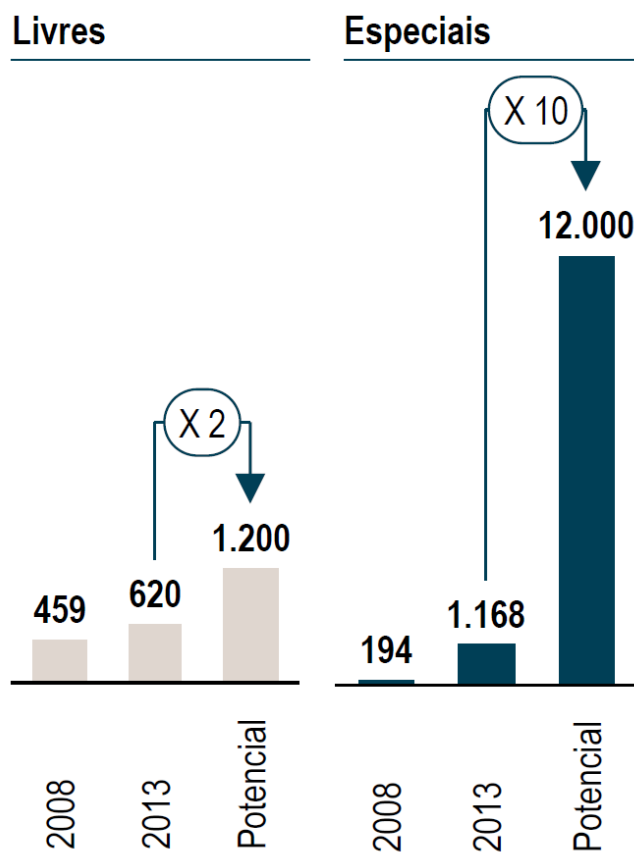


Fonte: CCEE; Roland Berger Strategy Consultants

O número de consumidores livres cresceu significativamente desde 2008, como pode ser visto no Gráfico 17. Os consumidores livres propriamente ditos aumentaram de 459 para 620. O crescimento maior, em termos de número de consumidores aconteceu nos consumidores especiais, que cresceram de 194 para 1.168. Quanto ao potencial de mercado em termos de número de consumidores, dadas as atuais regras, há espaço para dobrar o número de consumidores livres e multiplicar por dez o número de consumidores especiais. QUAL A FONTE??????? Números não conferem com as nossas projeções.



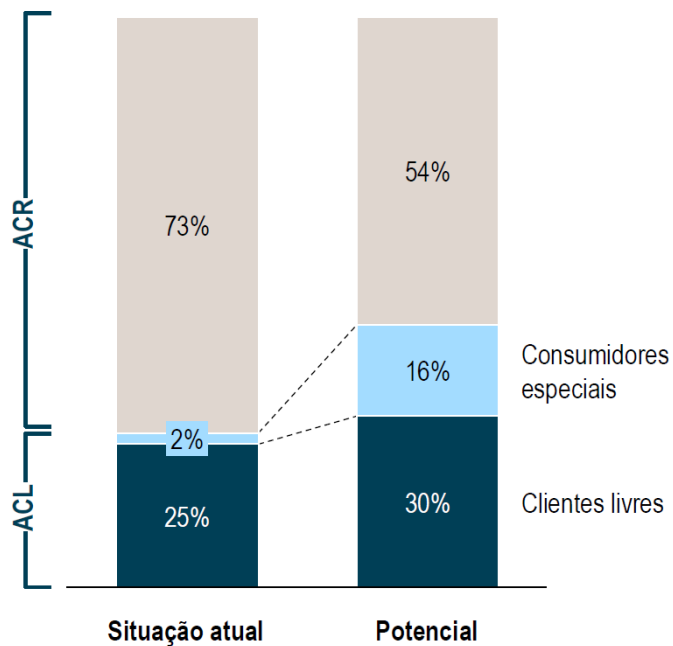
**Gráfico 17: Evolução do número de consumidores livres (CNPJs)**



Fonte: Abraceel

O potencial de mercado em termos de energia pode ser visto no Gráfico 18. Se mercado potencialmente livre pelas regras atuais corresponde a 46% da carga, contra um mercado atual de 27% da carga.

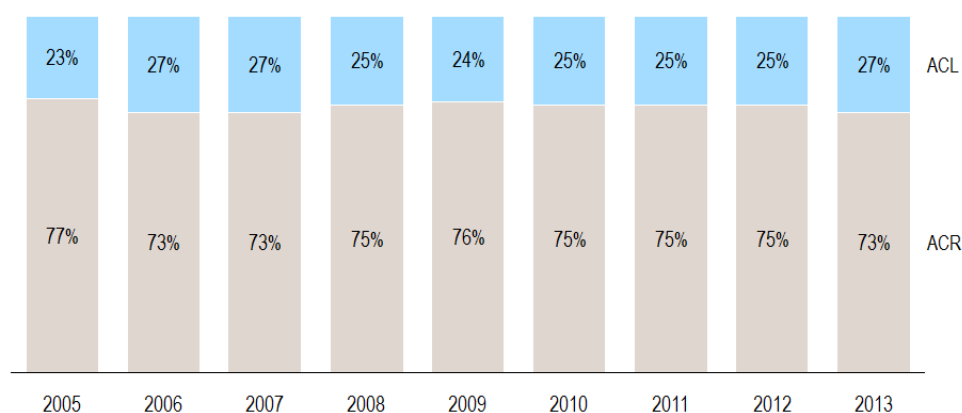
**Gráfico 18: Potencial do mercado livre (em % da carga)**



Fonte: ABRACEEL; Roland Berger Strategy Consultants

Por outro lado, o que se observa é que a participação do mercado livre no consumo total de energia está estagnada desde 2006, como pode ser visto no

**Gráfico 19: Participações do Mercado Livre (ACL) e do Mercado Cativo (ACR) no consumo total de eletricidade**



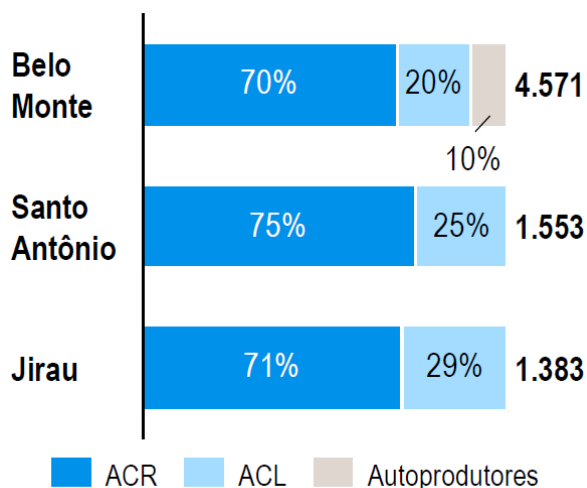
Fonte: Abraceel

Apesar do potencial de novos clientes, alguns desenvolvimentos recentes apontam na direção a uma restrição na oferta de energia para o mercado livre. A Lei 12.783 (MP 579) direcionou toda a energia das hidroelétricas com concessão renovada para o Mercado Regulado sob a forma de cotas, o que na prática reduz estruturalmente a oferta de energia para o Mercado Livre. As empresas que renovaram suas concessões em 2013 direcionaram para o mercado regulado cerca de 1,4GW<sub>méd</sub> que antes eram comercializados no mercado livre e a previsão é que a transformação em cotas da energia das usinas com concessão vencendo em 2015 direcione outros 1,4GW<sub>méd</sub> para o mercado regulado. A perda de tal volume de energia pelo mercado livre teria que ser substituída, pelo menos em parte, por energia de novos empreendimentos. Entretanto, como foi visto, a expansão da geração pelo mercado livre tem se mostrado até o momento problemática, não havendo perspectivas de aumento substancial de oferta fora do nicho das fontes incentivadas.

A participação do mercado livre na expansão do sistema mediante a compra de parte da energia dos projetos viabilizados nos leilões para o mercado regulado representa montantes não desprezíveis de oferta nova, como pode ser visto no Gráfico 20. Entretanto este quadro não se reproduz nos demais projetos originados dos leilões de

energia nova, em que poucos projetos, mesmo dentre as hidroelétricas, destinaram parte da energia para o mercado livre. No caso das termoelétricas contratadas via leilão, toda a energia foi para o mercado regulado.

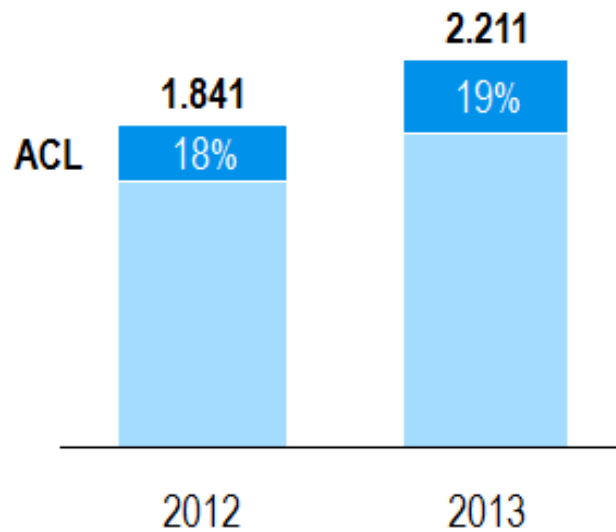
**Gráfico 20: Participação do mercado livre em projetos estruturantes  
(Mwméd e % total)**



Fonte: CCEE; Andrade&Canellas; Roland Berger Strategy Consultants

Há também alguns projetos de biomassa e PCHs que comercializam energia para o mercado livre, aproveitando o nicho dos consumidores especiais. E mais recentemente projetos de eólicas têm o mesmo destino, como pode ser visto no Gráfico 21. No futuro, projetos de geração distribuída, sobretudo de fonte solar, e de cogeração também devem constituir nichos importantes de crescimento da geração para o Mercado Livre.

**Gráfico 21: Geração eólica (MW % total da capacidade instalada)**



Fonte: Abeeólica

Não está hoje na pauta regulatória da Aneel nem faz parte de discussões a nível governamental a concessão de estímulos adicionais ao desenvolvimento do mercado livre. Por outro lado, o próprio ambiente de negócios do mercado livre tem muito espaço enquanto negócio autoregulado. O contraste com o ambiente de negócios das bolsas de energia internacionais, como a EEX, a EPEXSpot, a Nasdaq OMX (antigamente Nordpool) é enorme e a possibilidade de avanços, mesmo mantido a tamanho atual do mercado livre, é grande.

**Figura 2: Ofertas da EPEX no mundo**

Spot	Derivativos	OTC - balcão
> <i>Day-ahead market</i> 	> Diário 	> Produtos do mercado <i>intraday</i> 
– Horário e blocos de contrato 	> Fim de semana 	> Diário 
> <i>Intraday market</i> 	> Semanal 	> Fim de semana 
– Horário e blocos de contrato 	> Mensal 	> Semanal 
– Contratos de 15 minutos 	> Trimestral	> Mensal 
	> Ano	> Trimestral 
	> Opções	> Anual 
		> Opções 

Fonte: Roland Berger Strategy Consultants

Na verdade já existem duas instituições que desempenham funções de bolsa de energia, a BRIX e a BBCE. A expectativa é que elas se desenvolvam e, possivelmente, passem por uma consolidação, uma vez que o tamanho do mercado brasileiro não comporta muitos players.

Mas o negócio de comercialização de energia no Brasil ainda é relativamente pouco sofisticado, sendo pouco transparente, com barreiras à entrada significativas e com liquidez relativamente baixa. Faltam produtos padronizados, um ambiente de liquidação financeira seguro e mesmo transparência e uma relativa previsibilidade na formação de preços. Falta também um ambiente para a contratação de derivativos que permita aos agentes fazer hedge de suas posições ou mudar e ajustar a posição consolidada sem alterar os contratos de energia de longo prazo. Embora algumas destas carências só possam ser supridas pela regulação, notadamente os problemas na formação de preços, outras podem ser endereçadas pelo próprio amadurecimento do mercado.

## 6. Conclusão

No cenário para 2030, os mercados de energia, sobretudo aqueles dos países avançados, devem seguir o processo de crescimento e fortalecimento que vem ocorrendo desde o início do processo de desverticalização da indústria de energia

elétrica iniciado no começo dos anos 90. Também deve ter seguimento a tendência para a integração entre mercados onde quer que existam as condições para tanto, isto é, as interligações físicas e marcos legais e regulatórios capazes de suportar de forma robusta os aspectos técnicos e comerciais da troca de energia entre fronteiras.

O crescimento dos mercados de energia deve estar acompanhado de uma sofisticação crescente das formas de comercialização de energia no atacado e dos instrumentos financeiros a ela associados.

Entretanto, alguns desafios exigirão inovações nos desenhos dos mercados. Notadamente, o previsível crescimento das fontes renováveis de energia impõe formas de contratação próprias, alteram o funcionamento dos mercados existentes e vem suscitando soluções de mercado inovadoras, como as que o Reino Unido está implantando agora. Os desafios são dois:

1. As fontes renováveis exigem algum esquema de contratação de longo prazo capaz de conceder previsibilidade ao fluxo de receitas futuras, algo que não se encaixa bem nos modelos de mercado baseados em transações e preços de curto prazo, como ocorre nos mercados europeus;
2. O próprio crescimento das energias renováveis pode alterar de forma radical a dinâmica de preços no mercado de energia, exigindo mudanças regulatórias que permitam preservar a saúde do negócio dos geradores térmicos tradicionais.

A realidade dos países em desenvolvimento em relação aos mercados de energia é bastante diferente dos países avançados. Mesmo no horizonte de 2030 não se antevê para a maior parte deles o desenvolvimento de mercados de energia com as características e a importância dos exemplos que hoje vemos nos países desenvolvidos, sobretudo na Europa e em alguns estados dos EUA. Grande parte dos países em desenvolvimento passou por desverticalização do setor de energia elétrica a partir dos anos 90. Mas em vários países importantes como China, Índia – e mesmo em países desenvolvidos como a Coreia do Sul e vários estados norte americanos – as

reformas liberalizantes foram interrompidas ou avançaram muito pouco. Em alguns países, como em grande parte da América Latina, o ímpeto inicial das reformas foi contido e, em alguns casos (Argentina, Bolívia, El Salvador), foi total ou parcialmente revertido. Não obstante isso, boa parte dos países em desenvolvimento pelo menos chegou a abrir acesso para novos geradores na condição de produtores independentes, ainda que atuando em formas relativamente pouco sofisticadas de competição, como a venda a um comprador único ou algum outro esquema de promoção de PPA's de longo prazo, sem que a competição pela geração no curto prazo esteja plenamente estabelecida.

Há vários obstáculos para a consolidação de mercados de energia em países em desenvolvimento. O principal talvez seja a necessidade de expandir a oferta em um ritmo acelerado, o que requer um incentivo à expansão da geração que um mercado baseado na comercialização de energia no curto prazo pode não ser capaz de fornecer. Outro problema comum é de escala: em países com consumo de energia elétrica relativamente pequeno é difícil desenhar o mercado de forma a evitar poder de mercado por parte dos agentes. E o problema é mais sério ainda quando se pensa a expansão da geração: uma única planta nova em escala eficiente pode ser capaz de alterar a formação de preços em um mercado pequeno, o que implica em poder de mercado para qualquer novo gerador. Finalmente, em países com recursos renováveis abundantes, é notoriamente difícil desenvolver novos projetos com base em sinais de preço de um mercado de energia, na medida em que o custo de tais projetos são basicamente custos fixos que por definição não estão correlacionados com o preço da energia no mercado.

O Brasil possui um mercado de energia bastante diferente da maioria dos países avançados. A competição entre geradores foi introduzida aqui em um ambiente de contratação de longo prazo em que o Estado desempenha um papel central de planejador e de organizador das compras de energia para o mercado regulado. Este desenho de mercado é uma referência internacional para inserção competitiva de novos projetos de energias renováveis no mix de geração, pois consegue ao mesmo tempo



superar o dilema da má sinalização dos preços de curto prazo da energia para investimentos em projetos com estrutura de custos baseada em custos fixos e preservar os benefícios da competição entre os agentes. Entretanto o próprio papel central neste modelo das compras para o mercado regulado constitui uma barreira à expansão do mercado livre, na medida em que não há sinalização econômica clara para investimentos destinados a supri-lo.

No que diz respeito à comercialização de eletricidade no varejo, o que se observa à escala internacional é um ímpeto por parte da União Europeia e de alguns poucos países (ou estados, como o Texas, por exemplo) para desregulamentar totalmente as vendas de eletricidade no varejo, eliminando a tarifa integral (isto é, incluindo energia) regulada. Trata-se de uma experiência recente, com resultados ainda tímidos (não está demonstrado que a competição no varejo reduza os preços ao consumidor), mas que abre espaço para uma redefinição do varejo dos serviços de infraestrutura, com a criação de novos produtos e possibilidades, inclusive a montagem de pacotes com mais de um serviço de infraestrutura: eletricidade, gás, telefonia, etc.

Não está claro até que ponto a experiência europeia pode ser considerada como modelo para outros países, sobretudo para países em desenvolvimento, no horizonte de 2030. Sem uma competição plena pela energia no atacado, coisa que fora dos países centrais não é comum, não se percebe como se chegaria à competição plena no varejo. Entretanto, a sofisticação dos serviços de eletricidade ao consumidor final, com o advento do smart grid e da geração distribuída, pode ser uma oportunidade para o surgimento de um mercado para serviços não regulados de varejo, sejam eles realizados pelas próprias distribuidoras ou não.

## **7. 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, Nivalde; Brandão, Roberto ; Marcu, Simona; Dantas, Guilherme, *Mercados de energia em sistemas elétricos com alta participação de energias renováveis*, Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 31, GESEL-IE-UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.

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.

Kim, Young. Unfinished Business: The Evolution of US Competitive Retail Electricity Markets, 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.