

ENERGIA ELÉTRICA: CONTROLANDO OS EFEITOS CLIMÁTICOS COM DERIVATIVOS

Luiz Carlos Jacob Perera

*Professor do Programa de Pós-graduação Stricto Sensu da
Faculdade de Ciências Econômicas, Administrativa e Contábeis de Franca*

Herbert Kimura

*Professor do Programa de Pós-graduação Stricto Sensu da
Universidade Presbiteriana Mackenzie*

SUMÁRIO

- 1. INTRODUÇÃO
- 2. REFERENCIAL TEÓRICO
 - 2.1. Energia: Princípio Motor
 - 2.2. Investimentos nas Fontes Geradoras Alternativas
 - 2.3. Preço da Energia
 - 2.4. Desregulamentação do Mercado de Energia
 - 2.5. Papel do Investidor
- 3. MERCADO DE DERIVATIVOS DE ENERGIA
 - 3.1. Conceituação
 - 3.2. Contratos a Termo, Futuros e de Opções
 - 3.3. Contratos Exóticos de Derivativos de Energia
 - 3.3.1. Contratos de Swings
 - 3.3.2. Swaps de Participação
- 4. COMENTÁRIOS FINAIS

RESUMO

O objetivo deste trabalho é descrever mecanismos de mercado que podem viabilizar a estabilidade de preços quando os fatores associados à geração de energia forem adversos. Em especial, são discutidos derivativos de energia que constituem sofisticados instrumentos que permitem uma melhoria da gestão financeira do preço e do volume de posições em energia. Por possibilitarem que agentes econômicos dispostos a assumir riscos dos fornecedores e dos usuários de energia atuem no mercado, estes instrumentos podem conduzir a investimentos mais racionais no setor, aumentando a eficiência na alocação de recursos, em especial dos investimentos em hidroelétricas, diminuindo potenciais impactos ambientais e, conseqüentemente, diminuindo a influência de variações climáticas na economia.

PALAVRAS-CHAVE

Derivativos de energia, energia elétrica, gestão ambiental, mercado de derivativos

1. INTRODUÇÃO

Entre 1965 e 1995 o consumo de energia cresceu cerca de 30% e espera-se que cresça ainda mais nos próximos trinta anos. As principais razões para esta tendência decorrem do aumento da demanda impulsionado pelo crescimento populacional e pelas rápidas transformações econômicas voltadas para o desenvolvimento, que ocorrem em algumas regiões do mundo.

A exemplo de outros mercados, o mercado mundial de energia vem passando por um processo de desregulamentação, iniciado a partir do final dos anos setenta nos Estados Unidos, e no Brasil a partir de 1995, com a promulgação da Lei das Concessões. O mercado de energia no Brasil segundo dados da ANEEL, cresce 4,5% ao ano, devendo ultrapassar a casa dos 100 mil MW em 2008.

O planejamento governamental de médio prazo prevê investimentos da ordem de seis a sete bilhões de reais ao ano para a expansão da matriz energética. No futuro, prevê-se investimentos em geração a partir de termelétricas a gás natural que demandam prazos e investimentos menores para sua implementação. Outras considerações importantes referem-se à importação de energia da Argentina, Bolívia e Venezuela e à interligação entre o sul e o norte do Brasil, implicando maiores investimentos em linhas de transmissão.

O sistema elétrico brasileiro apresenta como características grandes extensões de redes de transmissão e predominância da geração hidráulica. O mercado consumidor concentra-se nas regiões sul e sudeste, mais industrializadas. A região norte é atendida por pequenas centrais geradoras, a maioria termelétricas a óleo diesel.

Nos últimos vinte anos, o consumo de energia elétrica teve crescimento superior ao do Produto Interno Bruto (PIB), devido ao crescimento populacional, concentração nas zonas urbanas e modernização da economia. O atual plano do governo brasileiro prevê um aumento de oferta de energia em 15.000 MW até 2003, aumentando-se de 7% para 20% a geração das termelétricas nos próximos dez anos. Para estes investimentos o governo conta com a participação da iniciativa privada. Constituem-se aspectos chaves no mercado de reestruturação: o mecanismo de formação de preços, o acesso à transmissão e regulação do mercado.

A energia elétrica pode ser entendida como uma commodity. As duas principais formas de geração de energia elétrica no Brasil estão associadas às usinas hidrelétricas e às usinas termelétricas. As usinas termelétricas dependem basicamente dos recursos energéticos, estando pouco sujeitas à aleatoriedade, a não ser em situações de eventuais falhas do sistema, que são trivialmente de curta duração. Esta característica das termelétricas reduz a incerteza e permite que as decisões sejam tomadas em horizontes de curto prazo. Em compensação, a fonte termelétrica tem um custo bem mais elevado do que a geração hidrelétrica, o que torna esta última uma fonte preferencial.

Por outro lado, os sistemas com predominância hidrelétrica dependem das condições climáticas (o que torna a sua natureza estocástica) e da capacidade do reservatório de água, para definir a sua possibilidade de utilização (deplacionamento). Tais características da geração hidrelétrica implicam decisões mais complexas e duradouras no tempo, pois além da aleatoriedade da disponibilidade de energia, envolvem a utilização de fontes complementares de energia, canais de distribuição, intercâmbio com outros mercados, dificuldades de estocagem etc.

Tendo em vista que a geração de energia no Brasil é dependente dos recursos hídricos, altamente dependentes das variações climáticas, e que o impacto das hidrelétricas no meio ambiente é considerável, instrumentos financeiros que permitam uma redução da flutuação do preço da energia podem melhorar a eficiência do mercado.

O objetivo deste trabalho é, portanto, descrever mecanismos de mercado que viabilizem a estabilidade de preços quando os fatores associados à geração de energia forem adversos. Em especial, serão discutidos os derivativos de energia que constituem sofisticados instrumentos que permitem uma melhoria da gestão financeira do preço e do volume de posições em energia. Por possibilitarem que agentes econômicos dispostos a assumir riscos dos fornecedores e dos usuários de energia atuem no mercado, estes instrumentos podem conduzir a investimentos mais racionais no setor, aumentando a eficiência na alocação de recursos, em especial dos investimentos em hidrelétricas, diminuindo potenciais impactos ambientais e, conseqüentemente, diminuindo a influência de variações climáticas na economia, no qual o caso recente do apagão é um exemplo sintomático.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1. Energia: Princípio Motor

Keegan e Green (1999) abordam o problema do desenvolvimento através do modelo de ciclo de comércio do produto internacional que descreve as relações entre o ciclo de vida do produto, o comércio e o investimento. Este modelo avalia com grande exatidão os padrões do comércio e as localizações de produção das indústrias têxteis, de bens de consumo eletrônicos e outras. Por exemplo, os Estados Unidos, Japão e outros países desenvolvidos, começaram como exportadores e terminaram como importadores têxteis. Essas mudanças corresponderam aos estágios de introdução, crescimento e maturidade dentro do ciclo de vida do produto. Os países de alta renda eram exportadores na fase de introdução, os de renda média eram exportadores na fase de crescimento, e os de baixa renda eram exportadores na fase de maturidade.

A fase de crescimento e modernização estimula o consumo de bens duráveis e de capital e conseqüentemente envolve uma maior necessidade de consumo de energia. Na China só 3% das residências possuem automóveis, 81% dos chineses andam de bicicleta, no entanto, mais de 50% já possuem ventiladores, rádios, televisão, gravadores, etc. Assim, a demanda por energia para sustentar o desenvolvimento industrial e mover os automóveis na China e outros países da Ásia, tem afetado drasticamente o consumo de energia e, portanto, preços do petróleo e seus substitutos fósseis como carvão e gás, devem acompanhar seu equivalente energético, normalmente medido em Btu's, British Thermal Units.

O petróleo é o combustível mais versátil e esta situação não deverá alterar-se tão cedo, uma vez que este combustível é a principal fonte de energia para a movimentação de veículos no mundo. A geração de energia para o mundo industrial, apesar das fontes renováveis, atualmente depende basicamente do carvão, urânio e de forma crescente o gás natural. Apesar de não ser reconhecido de forma geral, a eletricidade tem se tornado a segunda fonte econômica de energia, pois sua taxa de consumo tem crescido mais rapidamente que a dos combustíveis fósseis.

O World Energy Council (WEC) espera que os investimentos em geração e transmissão de energia elétrica respondam por um terço dos investimentos totais em energia no período acima de 2020. Estamos falando de trilhões de dólares gastos em plantas de geração, linhas de transmissão etc. Não devemos esquecer também os problemas peculiares dos países, que

tornam-se fontes diferenciadas de despesas, tais como: tipo de concentração das necessidades de consumo que motivará a distribuição das unidades (grandes ou pequenas); regulamentação interna dos países alterando as forças de mercado; problemas ambientais decorrentes da poluição dos combustíveis fósseis ou nucleares etc.

Outro problema que deve ser considerado na análise do setor elétrico relaciona-se à distribuição das reservas de petróleo no mundo. O Oriente Médio responde por cerca de 75% das reservas conhecidas. Este quadro poderá ser modificado com novas descobertas. Há esperanças de que a área do Cáspio na União Soviética está seja um novo Oriente Médio, mas isto terá que ser provado. Considerando as reservas existentes e o consumo atual, teríamos cerca de 41 anos de consumo. No entanto, está é uma estimativa média. Ou seja, áreas consumidoras fora do Oriente Médio podem colapsar em cerca de dezoito anos, o que é preocupante. A situação econômica de oferta e demanda parece favorecer fortemente os produtores de petróleo do Oriente Médio que apenas necessitam de um maior poder de aglutinação em termos de política, filosofia e religião.

Quanto ao gás natural, a demanda estimada para 2020 será o dobro de 1995, chegando a cerca de 4 trilhões de metros cúbicos, equivalente às reservas conhecidas dos Estados Unidos. Ainda há muitas dúvidas quanto às definições das futuras reservas e seu consumo. Grande parte das reservas também se encontra no Oriente Médio. Outras dúvidas decorrem do desenvolvimento tecnológico das plantas que utilizarão o gás natural. Em resumo pouco se pode acrescentar quanto ao futuro do gás natural.

Analizando o consumo de energia gerada a partir do carvão, a grande preocupação é com a concentração de CO₂, que foi tema da Conferência de Kyoto, em 1997, e cujo tratado as grandes potências industriais recusam a se tornar signatárias, devido ao modelo energético que utilizam. No ano de 2030, a concentração de CO₂ na atmosfera será o dobro da era pré-industrial e, por volta do ano 2100, o triplo, ou mais. Os gases decorrentes da queima do carvão são considerados os grandes vilões do aumento da temperatura na superfície do globo terrestre.

As reservas de carvão conhecidas atribuem a este combustível capacidade de suprir por cerca de 235 anos o consumo atual. Caso o consumo aumente à razão de 1,5 % ao ano, a capacidade de suprimento cai para 181 anos e se a taxa for de 2,5% cai para 77 anos.

Outro argumento a favor do carvão é que, através de tecnologia disponível, pode ser convertido em uma espécie de “cru sintético”, o qual poderá ser transformado em diesel. Toda tecnologia empregada depende grandemente da qualidade do carvão encontrado nas jazidas. À semelhança da discussão do gás natural muita coisa ainda deve ser esclarecida através das pesquisas em andamento.

De uma forma geral, uma eficiência de 32% parece ser típica do mundo industrial, isto é, da energia consumida apenas 32% transforma-se em trabalho. Em outras palavras, se a energia calorífica do carvão fosse total e perfeitamente transformada em energia elétrica (100% de eficiência), então 3,412 Btu seriam necessárias para gerar um quilowatt-hora (kWh) de energia elétrica. Porém, como há uma eficiência de apenas 32%, são necessárias 10,662 Btu ($=3,412/0,32$) para obtermos um quilowatt-hora de energia elétrica, sendo o restante perdido em trocas de calor com a atmosfera, transmissão de energia etc.

2.2. Investimentos nas Fontes Geradoras Alternativas

Dado o panorama das reservas e do potencial dos combustíveis baseados em carbono, é importante analisar fontes alternativas de geração de energia. Entre as fontes renováveis, as hidroelétricas predominam com cerca de 710.000 MW, fornecendo uma geração barata, porém respondendo por apenas 2,5% do suprimento mundial. Poderá haver um aumento substancial na geração, porém a um custo ambiental muito elevado.

Contrastando, as fontes geotermiais parecem bastante atrativas, mas a quantidade é limitada. No ano 2000, a geração era mínima, cerca de 700 MW e 11.000 MW (calor). A geração é mais cara que a de carvão, porém não é associada à poluição. Infelizmente há dificuldade de expansão deste tipo de fonte.

Já a energia eólica virou o século com baixo poder de geração, cerca de 7.000 MW. Seu custo aproxima-se ao da geração por carvão, todavia, o fato de não ser poluente a torna mais atrativa que o combustível fóssil. Espera-se também grandes desenvolvimentos a partir das usinas solares de células fotovoltaicas, com geração experimental. Talvez o ponto mais importante a considerar seja o desenvolvimento de meios adequados à estocagem de grandes quantidades de energia gerada a partir do vento e do sol. Banks (2000) afirma que, se algum cientista resolver este quebra-cabeças, certamente será um emérito ganhador do Prêmio Nobel, além das recompensas que terá no mercado *spot*.

A produção de eletricidade das fontes alternativas é muito importante, mas não menos importante é o desenvolvimento de um veículo que possa utilizá-las. Veículos experimentais já foram desenvolvidos, mas até agora nenhum que viabilizasse sua produção econômica em grande escala.

2.3. Preço da Energia

O preço dos combustíveis tende a variar de acordo com os princípios econômicos. O comportamento dos preços pode ser deduzido a partir da teoria da produção, na qual os custos da produção podem ser representados por uma curva com o formato em U. Ou seja, baixos índices de utilização implicam pouca diluição dos custos fixos e, em contrapartida, altos índices de utilização resultam em elevação de custos. De acordo com Banks (2000), e no mais elementar nível de abstração, poderemos colocar a seguinte equação de preços:

$$P_t = P_{t-1} + \phi (C_{ut} - \bar{C}_u)$$

Sendo P_t o preço no período presente, P_{t-1} o preço no período anterior, C_{ut} o nível atual de utilização da instalação, \bar{C}_u o nível desejado da capacidade de utilização e ϕ é uma constante positiva ($\phi > 0$). Quando o nível de utilização é igual ao nível de utilização desejado, $C_{ut} = \bar{C}_u$ e $P_t = P_{t-1}$, o preço permanece constante; mas quando, por exemplo, $C_{ut} > \bar{C}_u$ e $P_t > P_{t-1}$, o preço tende a aumentar. Esta expressão simples tem capturado o preço da Organização dos Países Exportadores de Petróleo, OPEP, desde 1975. A capacidade de utilização moveu-se de 80% em 1990, para 94% em 1996.

O preço do gás tem sido objeto de discussões desde os anos oitenta, com o desenvolvimento das turbinas de alta eficiência, que aproveitam o calor gerado no processo para mover outra turbina em série, alcançando ganhos de eficiência em torno de 40% que podem, tecnicamente, chegar a 50%. O modelo de grandes instalações, com preços administrados pelo governo, também tem sido questionado. Pode ser substituído por um maior número de pequenas

instalações que disputem espaço (*market share*) utilizando preços de mercado. Estaríamos mais perto do modelo de competição econômica.

Completando este quadro, podemos considerar as variações da demanda por eletricidade que também podem causar sérias alterações nos preços de mercado. Isto nos leva a considerar a situação dos investimentos feitos ou estimulados pelo governo, com base em preços administrados, que tendem a tornar-se antieconômicos quando expostos à livre competição. Estas mudanças podem ocorrer até com mais frequência devido aos grandes desenvolvimentos tecnológicos.

2.4. Desregulamentação do Mercado de Energia

Nas duas últimas décadas, a desregulamentação tem sido a tônica em quase todas as áreas da atividade humana, buscando sempre a eficácia através da livre concorrência decorrente dos mercados mais eficientes. No setor de utilidades públicas o processo começou com as telecomunicações e prossegue dando os *primeiros passos* com os mercados de energia elétrica e gás.

Dyner e Larsen (2001) discutem as principais estratégias que norteiam o planejamento de longo prazo da indústria de eletricidade quando saem de uma situação monopolística, de preços administrados para a livre comercialização.

Segundo os referidos autores as principais características de um mercado monopolístico são:

- *Preços estáveis*: os preços são decorrentes dos custos das companhias fornecedoras de energia elétrica que praticamente não correm riscos financeiros de um mercado concorrencial.
- *Disponibilidade completa de informações*: numa situação monopolística ou oligopolística não há razões para que as informações não sejam verdadeiras. A reduzida incerteza do mercado disponibiliza as informações para a entrada e saída de novas plantas de forma a otimizar as estratégias de investimento entre os agentes.
- *Demanda pode ser prevista*: a demanda agregada que necessita ser prevista pode ser feita com relativa confiança, pois o máximo que os consumidores podem almejar é o atendimento de suas necessidades no suprimento de energia.
- *Regulamentação co-participativa*: existem interesses comuns entre os elementos reguladores e os fornecedores de energia. Geralmente os objetivos são os de atender às necessidades de consumo de energia a preços justos sem que o sistema colapse.

Com pequenas variações, este é o tipo de regime que vigora hoje no Brasil e que se pretende que seja desregulamentado, atraindo investimentos e modernização do setor. Espera-se, no setor de energia, uma revolução parecida com a que presenciamos na telefonia e outros meios de comunicação.

A desregulamentação implica que os consumidores terão novas opções de fornecimento e que os preços entrarão em um processo concorrencial. O que não fica tão claro para as empresas que já estão ou venham a participar do futuro mercado de energia, é que a tomada de decisões será bem mais complexa que o processo anterior num regime oligopolístico de preços administrados. Os fatores resultantes da incerteza do mercado serão acrescidos de vários outros, desde confiança nas informações até os regimes diferenciados de trabalho e competição num país de dimensões continentais com estágios de desenvolvimento e qualificação díspares.

Na Colômbia, que tem um suprimento de energia elétrica parecido com o do Brasil, 75% da capacidade instalada é de hídricas. Este país depende grandemente da situação climática e no período de 1995 a 1999 seus preços oscilaram de US\$ 0,02 kWh a 0,18 kWh (média mensal), em parte devido às variações climáticas decorrentes da influência de El Niño. No entanto, os preços atuais encontram-se inferiores aos vigentes antes da desregulamentação.

Outra situação que demonstra a incerteza de preços a ser vivenciada com a desregulamentação é o fato de, na Inglaterra, 31% dos grandes consumidores terem mudado de fornecedor no primeiro ano e 61% terem mudado no prazo de cinco anos. Ainda na Inglaterra, mais de cem mil pequenos consumidores por semana mudam de fornecedor de energia depois que o mercado foi desregulamentado.

Dyner e Larsen (2001), chamam a atenção que, num mercado com tanta volatilidade, o grau de incerteza e risco são grandes e que as empresas que estavam acostumadas a trabalhar num mercado de baixa incerteza e baixo risco devem buscar novas formas de análise e planejamento:

- *Planejamento operacional*: técnicas de modelagem de comportamento dos agentes, modelagem de risco financeiro, decisões financeiras mais elaboradas, teoria dos jogos, etc.
- *Planejamento tático*: dinâmica de negócios (estratégias de investimentos e análises tradicionais), modelagem de riscos financeiros (estratégias com utilização de instrumentos derivativos), modelagem financeira (precificação, rentabilidade, etc.)
- *Planejamento estratégico*: análises tradicionais, opções reais (decisões de investimentos), análise de cenários (estratégias e decisões de avaliação e investimentos).

A desregulamentação tem sido adotada em quase todos os mercados desenvolvidos e a tendência é a de que os mercados de energia sejam liberados. Isto implica modificações significantes para que sejam obtidas as flexibilidades exigidas pelo mercado e pelos seus consumidores que estejam interessados em qualidade, rapidez e redução de preços e que serão atendidos pela sua ou pela empresa concorrente.

É importante alertar que as decisões no setor energético são tomadas em horizontes de longo prazo (até 25 anos para retorno do capital) em mercados mutantes tanto em aspectos políticos quanto legais, nos quais o chamado período de transição pode durar até dez anos. As decisões perdem sua característica puramente tecnológica e passam a enquadrar-se em cenários que exigem decisões estratégicas de longo prazo. Na Inglaterra, a entidade reguladora concluiu que o sistema de preços que vinha sendo implementado nos últimos dez anos necessita de ajustamentos que podem demandar mais uns cinco anos. Assim, o processo de conhecimento e ajustes pode levar quinze anos para a sua finalização e total compreensão.

2.5. Papel do Investidor

Os participantes do mercado de gás natural podem competir entre si ou sentar em lados opostos da mesa de negociação, mas todos eles são potenciais hedgers comerciais e partilham os mesmos riscos. Um amplo aspecto da participação comercial mostra-nos que toda a informação disponível sobre oferta e demanda está incorporada nos preços dos futuros, fazendo deste o indicador o mais eficiente do valor da commodity.

Complementarmente, a ampla participação no mercado ajuda-nos a entender que o risco deve estar na ponta comprada ou vendida do mercado, isto é, o risco decorre das variações adversas do mercado. A experiência também tem demonstrado que, se o mercado de futuros é suficientemente líquido e eficiente para proporcionar as oportunidades de hedging, outro tipo de participante torna-se necessário: o investidor.

Investidores lidam com o risco do capital. Eles não têm uma posição definida com relação à commodity e, muitas vezes, nem desejam tê-la. O que interessa a estes investidores, também chamados de especuladores, é apenas a movimentação dos preços, isto é, pretendem lucrar antecipando corretamente a movimentação dos preços. Quanto mais os preços flutuarem significativamente, maior o número de oportunidades de lucro potencial para os investidores.

A participação ativa dos investidores permite aos hedgers comerciais assumirem a ponta desejada. A concorrência dos comerciantes locais, que negociam por sua própria conta e procuram lucrar com os menores movimentos de preços, e investidores que procuram especular com a direção dos preços, mantém os spreads de compra e venda estreitos e permite que grandes volumes sejam negociados sem alterações significativas de preços. A liquidez resultante leva a uma intensa participação comercial, a qual, em um círculo virtuoso, gera mais liquidez.

3. MERCADO DE DERIVATIVOS DE ENERGIA

3.1. Conceituação

Considerando os desafios da indústria de energia no Brasil, em função de um processo de desregulamentação, das características e potencialidades das diversas fontes de energia e das peculiaridades do país em termos de distribuição hidrográfica e estoques de combustível fóssil, é importante que haja mecanismos que mitiguem os riscos dos participantes do mercado de energia.

Dada a desregulamentação, que pode aumentar a volatilidade do preço da energia, e dada a característica da demanda e da oferta de energia, altamente dependentes de variáveis exógenas, como por exemplo, flutuação cambial, políticas internacionais de preço de combustíveis e, no caso brasileiro, variações climáticas, os contratos de derivativos de energia constituem importantes instrumentos que proporcionam aos investidores muitas e atrativas oportunidades.

Por exemplo, a demanda por gás é, sabidamente, altamente sazonal, mas o impacto da sazonalidade nos preços não pode ser exatamente predito. Variáveis que influenciam a demanda incluem a intensidade do inverno, nível dos estoques, necessidade de caixa dos produtores para suportar suas despesas, mudanças inesperadas no consumo de energia elétrica, preços e restrições do transporte, custo do gás natural em confronto com o custo de outros combustíveis.

Assim, torna-se relevante que o Brasil desenvolva um mercado no qual os agentes econômicos, hedgers comerciais e investidores ou especuladores, possam negociar não somente os ativos de energia como também transferir riscos. Neste contexto, o mercado de derivativos de energia naturalmente surgirá motivado pela necessidade de transferência de riscos, como ocorreu em outros países.

No panorama internacional, antes do lançamento do mercado de futuros, em abril de 1990, o processo de administração de risco era muito restrito. A relação entre produtores e compradores de energia limitava-se a negociação com preço fixo, equivalente a apostar em uma das pontas (alta ou baixa de preços) ou a negociar contratos indexados, eliminando parte do descasamento entre fatores de risco. Para proteger contra perdas, procurava-se realizar operações casadas transferindo o risco entre as partes a partir de um mecanismo de intermediação.

Com a desregulamentação do setor de energia nos Estados Unidos e, conseqüente conscientização da importância da gestão de riscos, os contratos futuros de gás natural expandiram rapidamente. Criando um foro comum no qual os participantes podem hedgear, isto é, proteger suas posições, quer encontrando parceiros comerciais com perfis de risco opostos, quer transferindo para os investidores (especuladores) o risco financeiro das operações, o mercado de derivativos de energia evoluiu rapidamente. A seguir, descrevemos alguns produtos e estratégias com derivativos de energia, comumente utilizados nos mercados internacionais, notadamente nos Estados Unidos, que poderão eventualmente ser negociados no Brasil à medida que o mercado de energia evolua.

No caso específico do Brasil, como grande parte da geração de energia é dependente de recursos hídricos, instrumentos financeiros que aumentem a eficiência do setor de energia, por possibilitar uma gestão mais adequada, podem reduzir flutuações de preços e, além disso, evitar a alocação ineficiente de recursos em projetos em hidrelétricas que podem trazer prejuízos ambientais significativos.

3.2. Contratos a Termo, Futuros e de Opções

Os contratos a termo e os contratos futuros são acordos comerciais através do qual as partes comprometem-se a efetuar a negociação de uma determinada commodity por um valor certo em um prazo futuro. Enquanto os contratos a termo são negociados em geral diretamente entre contrapartes, os contratos futuros envolvem a intermediação de uma bolsa de valores ou de derivativos. Já os contratos de opções dão aos seus titulares, o direito, mas não a obrigação de comprar ou vender energia por determinado preço em uma data futura.

Os contratos futuros têm características que os tornam muito atrativos e úteis na administração do risco: são contratos padronizados, fungíveis, negociados em um mercado centralizado com preços publicamente conhecidos. Estas características permitem aos agentes econômicos assumir posições compradas ou vendidas sem a necessidade de identificar-se. Nestes contratos, a quantidade negociada, a data de vencimento, as especificações e local de entrega e a forma de pagamento são padronizadas. O risco de default das partes é assumido pela entidade reguladora do mercado através de mecanismos que envolvem garantias e fundos depositados por todos os participantes do mercado.

Por outro lado, nos contratos a termo, as especificações quanto à data de vencimento, quantidade, local de entrega etc são flexibilizadas, propiciando uma maior adequação às necessidades das contrapartes. Porém, ao contrário dos contratos futuros, nos contratos a termo, o risco de crédito envolve a capacidade de pagamento específica da contraparte. Em termos conceituais, porém, apesar das diferenças operacionais, os contratos a termo e os contratos futuros são muito semelhantes.

Pela simplicidade, os contratos a termo e futuros são amplamente utilizados pelos participantes dos mercados onde a energia tem um preço menos controlado. Uma aplicação prática destes contratos envolve a estratégia de hedge de um grande cliente consumidor de energia como, por exemplo, uma empresa de fabricação de alumínio. Através da compra de contratos futuros de energia, a empresa pode fixar o preço a ser pago por unidade da energia, independentemente do cenário futuro.

Assim, mesmo que a oferta tenha caído ou a demanda tenha subido, a empresa, tendo realizado o hedge, não é afetada pelo maior preço da energia na data futura. Na verdade, a estratégia da empresa envolve a compra da energia a valor de mercado e a obtenção de fluxo

derivado da negociação no mercado de derivativos. Uma vez que a maioria das operações com derivativos é liquidada financeiramente, o resultado da empresa no mercado de derivativos equivale, em uma posição comprada de contrato a termo ou de contrato futuro, à diferença entre o valor de mercado da energia e o valor predefinido pelo contrato. Ou seja, para o comprador do contrato, o resultado no vencimento é dado por:

$$R = S_T - X$$

onde S_T é o preço da energia no vencimento e X o preço predefinido no contrato.

Obviamente, a empresa de alumínio, ao desembolsar no mercado S_T para comprar a energia no mercado, tem um resultado líquido considerando também o contrato de derivativo de $S_T - X - S_T = -X$ representando um desembolso líquido efetivo de $-X$ pela energia.

Considerando o mesmo caso, a empresa de alumínio pode, ao invés de operar com contratos futuros, adquirir, por exemplo, opções de compra de energia. Pagando um pequeno valor, chamado de prêmio, no início da operação, a empresa tem o direito de, na data de vencimento do contrato, comprar energia por determinado preço, chamado de preço de exercício. Obviamente, a empresa somente exercerá seu direito de compra se o preço da energia estiver valendo no mercado mais do que o preço de exercício.

Desta maneira, as opções dão uma flexibilidade ao seu titular, pois permite que somente realize a transação quando lhe for conveniente. Se, por exemplo, o preço da energia negociada diretamente no mercado for menor que o preço de exercício, a empresa pode simplesmente ignorar seu direito de compra do contrato de opção. Assim, o resultado do detentor da opção de compra de energia pode ser definido pela equação a seguir:

$$R = \max(S_T - X; 0)$$

3.3. Contratos Exóticos de Derivativos de Energia

Os derivativos de energia apresentados no item anterior são adaptações dos derivativos tradicionais ao mercado de energia. Porém, tendo em vista as características do ativo definido como energia, diversos produtos financeiros mais sofisticados foram desenvolvidos para atender às necessidades específicas de alguns participantes de mercado. A seguir, apresentaremos alguns destes contratos, considerados exóticos, exemplificando através de casos simples.

É importante observar que, embora a lógica dos produtos derivativos seja de fácil assimilação, a dinâmica do comportamento de preços da energia e as diversas variáveis que influenciam esta dinâmica tornam extremamente complexos os modelos de avaliação ou de precificação destes contratos de derivativos. Além disso, muitos dos contratos de derivativos exóticos discutidos são particulares do mercado de energia, não tendo, comumente, correspondentes no mercado de derivativos tradicional.

3.3.1. Contratos de Swings

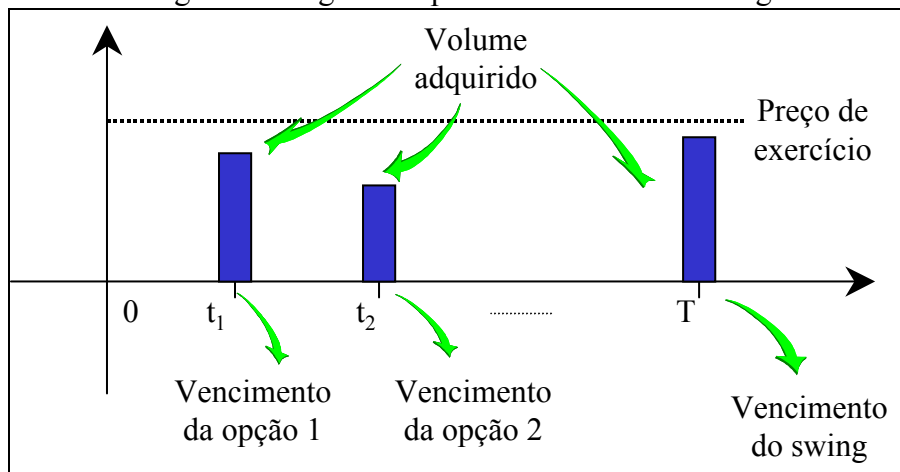
Os contratos de swing são bastante usuais no mercado americano de derivativos de energia. O swing de compra dá ao seu titular o direito, mas não a obrigação, de comprar uma quantidade ajustável de energia em datas determinadas por um preço constante. Desta forma, o contrato possibilita que o titular obtenha não somente uma proteção contra flutuação do preço da

commodity como também uma certa flexibilidade na quantidade total de energia a ser adquirida.

Observe que o swing é um contrato extremamente útil, pois permite que o titular possa ajustar o resultado financeiro em função de suas necessidades de consumo de energia. Em linhas gerais, o contrato de swing é similar a uma série de contratos a termo com opcionalidade de exercício e com diversas datas de vencimento. Adicionalmente, o contrato impõe limites inferiores e superiores de compra de energia em cada vencimento e um mínimo e máximo de volume de energia que pode ser adquirido durante toda a validade do swing, caracterizando barreiras para o exercício das opções.

Diversos tipos de swing podem ser formulados, dependendo das características dos vencimentos e das regras de exercício das opções. O mercado americano já negocia diversos produtos derivados do swing. A figura a seguir permite que seja melhor identificada a estrutura de um contrato de swing particular chamado de full swing ou strip de opções. Nesta operação, o titular do contrato tem o direito de adquirir, conforme suas necessidades, um determinado montante de energia nas diversas datas de vencimento, pelo preço de exercício.

Figura 1: Diagrama representativo do Full swing



3.3.2. Swaps de Participação

Este instrumento financeiro é uma combinação de um contrato de swap, muito semelhante a um contrato a termo e um contrato de opção. Consideremos o caso de um agente que deseje proteção contra uma alta do preço da energia. Neste caso, o agente pode comprar um swap de proteção adiantando um pequeno valor para ter, ao mesmo tempo, a segurança de fixar um preço de aquisição da energia no futuro, se protegendo contra uma alta de preços, e o benefício de obter algum resultado financeiro no caso de uma queda de preços.

Suponha que o agente compre um swap de participação com preço de exercício igual a X_1 , preço de participação igual a $X_2 < X_1$ e participação α . Se o preço da energia na data futura for maior do que X_1 , então a operação é semelhante a um contrato a termo e o agente desembolsa X_1 para ter a energia que vale mais, tendo um resultado positivo equivalente a $S_T - X_1$. Por outro lado, se o preço da energia no futuro estiver menor do que X_1 , o agente teria uma perda equivalente também a $S_T - X_1$, se tivesse negociado um contrato a termo (observe que, neste cenário, $S_T < X_1$). Porém, o swap de participação confere ao agente uma participação na queda do preço da energia, no caso de $S_T < X_2$. Assim, se o preço da energia cair demasiadamente, o agente tem um desembolso menor, equivalente a $(S_T - X_1) + \alpha(X_1 - X_2)$ e não a $(S_T - X_1)$, como

seria no caso de um contrato a termo. Ou seja, o resultado do agente comprador do swap de participação é:

$$R = S_T - X_1, \text{ se } S_T > X_2 \text{ ou } R = S_T - X_1 + \alpha(X_1 - X_2), \text{ se } S_T < X_2$$

Um exemplo numérico facilita o entendimento do mecanismo do swap de participação. Suponha que uma empresa compre um swap de participação de parâmetros $X_1=100$, $X_2=80$ e $\alpha=80\%$. A intenção original da empresa é proteger-se contra um aumento do preço da energia elétrica. Assim, se a energia subir para um patamar acima de \$100, a empresa obtém um ganho no contrato de derivativo que compensa o maior valor pago no mercado à vista pela energia a ser consumida. Por outro lado, no caso de queda acentuada do preço, a empresa gostaria de compartilhar com sua contraparte os benefícios de uma diminuição do valor da energia.

Portanto, se o preço S_T da energia cair para menos do preço de participação \$80, por exemplo, para \$60, ao invés de a empresa pagar pelo contrato de derivativo a diferença entre S_T e \$100, ou seja, -\$40, como seria no caso de contratos a termo, paga apenas $-40 + 0,8(100-80) = -\$24$. Com isso, o swap de participação diminui a perda financeira da empresa no contrato de derivativo quando o preço da energia cai fortemente. Obviamente, considerando a posição no mercado à vista, a empresa se beneficia ao comprar a energia mais barata.

4. COMENTÁRIOS FINAIS

Os efeitos das variações climáticas, em especial, a falta de chuvas, no Brasil podem ser evidenciados a partir do racionamento de energia (apagão) imposto em 2002, que alterou o padrão de consumo do comprador final impondo uma crise de demanda e oferta sem precedentes. As conseqüências da dependência do clima são no mínimo desconfortáveis, pois os prejuízos para as geradoras podem inibir investimentos do setor, o que fatalmente acarretará futuras crises de geração e de oferta de energia. A solução passa por ajuste nos preços com medidas fortes como a nova tarifa chamada de encargo de capacidade emergencial ou seguro apagão.

No contexto brasileiro, o mercado de derivativos de energia pode surgir como importante mecanismo para eficiência de preços, principalmente se considerarmos a tendência irreversível de desregulamentação. Empresas do setor de energia e empresas que intensamente utilizam energia podem se beneficiar através da transferência de riscos para especuladores no mercado de derivativos. Além disso, a maior eficiência de preços pode implicar melhor alocação de capital e, assim, projetos de geração com grande impacto ambiental podem ser realizados de maneira mais racional.

Evidentemente, esta afirmação está focada apenas nos benefícios que o mercado de derivativos de energia podem trazer. Porém, para a concretização deste mercado, diversas barreiras devem ser superadas no caso brasileiro. Em primeiro lugar, o processo de desregulamentação deve ser acelerado, visando a um acirramento da concorrência. Além disso, o mercado de derivativos de energia deve ser incentivado, através da discussão dos mecanismos de proteção de riscos e das oportunidades de investimento. Com a liquidez do mercado de derivativos, as empresas ficarão menos sujeitas a flutuações de preços da energia, ficarão menos vulneráveis às variações climáticas adversas que afetam a geração hidráulica de energia e poderão, de modo mais racional, realizar investimentos diminuindo os impactos ambientais.

BIBLIOGRAFIA

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Disponível em <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 20 de jul. 2002.
- ATLAS DE ENERGIA ELÉTRICA DO BRASIL. 1ª Edição, 2002. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/LIVRO_ATLAS_2.pdf. Acesso em 21 jul. 2002.
- BANKS, F. *Energy Economics: A Modern Introduction*. Massachusetts, USA: Kluwer Academic Publishers. 2000
- DYNER, I.; LARSEN, E. *From Planning to Strategy in the Electricity Industry*. Elsevier Science, Energy Policy, 29 (2001) p. 1145-1154.
- Disponível em: <http://www.elsevier.com/locate/enpol>. Acesso em: 22 jun. 2002.
- EYDELAND, A.; WOLYNIEC, K. *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modelling, Pricing and Hedging*. USA: John Wiley & Sons, 2003.
- FINANCIAL ENGINEERING ASSOCIATES, INC. @ *Energy Pricing, Hedging, & Risk Management for Energy and Power Markets*. Version 2.1. USA: FEA. 2001. [User Guide]. Disponível em: <http://www.fea.com>. Acesso em: 22 jun. 2002.
- MORK, E. *Emergence of Financial Markets for Electricity: a European Perspective*. Elsevier Science, Energy Policy, 29 (2001) p. 7-15.
- Disponível em: <http://www.elsevier.com/locate/enpol>. Acesso em: 22 jun. 2002.
- NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE. *A guide To Energy Hedging*. Dez, 1999. [Arq. PDF]. Disponível em: <http://www.nymex.com>. Acesso em: 26 jun. 2002.
- NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE. *Risk Management with Natural Gas Futures and Options*. 2000?. [Arq. PDF]. Disponível em: <http://www.nymex.com>. Acesso em: 26 jun. 2002.
- NEW YORK MERCANTILE EXCHANGE. *Glossary of Terms*. Dez, 2000. [Arq. PDF]. Disponível em: <http://www.nymex.com>. Acesso em: 26 jun. 2002.
- PILIPOVIC, D. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. USA: McGraw Hill, 1997.
- RICKETTS, J. *Energy Business & Technology Sourcebook*. Lilburn, GA, USA: The Fairmont Press Inc. 1997
- SILVA, E. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. P.^a, R.S.: Sagra Luzzatto. 2001.
- WERON, R. *Energy Price Risk Management*. Elsevier Science, Physica A 285 (2000) p. 127-134. Disponível em: <http://www.elsevier.com/locate/physa>. Acesso em: 22 jun. 2002.