XVI SNPTEE
Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica

GAE/013

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO VI
ASPECTOS EMPRESARIAIS

A UTILIZAÇÃO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS NA GESTÃO DE RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

José Guilherme Antloga do Nascimento*

BSB ENERGÉTICA S.A.
Hugo Renato Anacleto Nunes

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESUMO

O desenvolvimento do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE implica, também, no desenvolvimento de novas formas de comercialização, implicando no desenvolvimento de ferramentas sofisticadas de proteção contra os riscos inerentes à atividade.

Diante disto, o trabalho busca mostrar, observando a experiência internacional, os possíveis produtos a serem implementados no mercado, indicando a necessidade de um novo ferramental matemático e, acima de tudo, uma nova visão da indústria de energia elétrica.

PALAVRAS-CHAVE:

Comercialização de Energia Elétrica, Risco, Derivativos.

1.0 - O NOVO AMBIENTE DO SETOR ELÉTRICO

O setor elétrico brasileiro tem passado por grandes modificações nos últimos cinco anos, onde atividades totalmente reguladas, revestidas de feições monopolísticas, passaram a ser expostas às forças de mercado. Esta é a filosofia do novo modelo deste setor: desverticalização das empresas, a implantação de um modelo comercial competitivo na geração e consumo, a garantia de livre acesso (direito de utilização das redes de transmissão e distribuição para transportar energia) e a redução do papel do Estado nas funções empresariais.

Novos agentes foram criados (como é o caso do produtor independente e do consumidor livre de energia), e a nova atividade de comercialização esta sendo regulamentada. A energia poderá ser comercializada como uma "commodity" em bolsas de energia, sendo que hoje em dia já existe um ambiente de negócios denominado "Mercado Atacadista de Energia – MAE". A modalidade denomidado "produtor independente" (entidade sem tarifa regulada) possibilita de forma significativa a entrada de novos investidores, tornando-os competitivos e com flexibilidade para consolidação de suas estratégias de negócio. O consumidor livre passa a gozar da oportunidade de optar pela contratação do fornecimento de energia elétrica de qualquer empresa concessionária, permissionária ou autorizada. Assim, os antigos paradigmas utilizados desde o final da década de 60, não mais são verdadeiros ou, no mínimo, carecem de revisões profundas.

No Brasil, o modelo em fase de implantação não considerou a negociação de toda energia produzida, como é o cado da Argentina, no mercado "spot" – justificado em parte, pelo grande parque hidrelétrico existente no País. Desta forma trabalha-se em um regime denominado "tight pool", onde o despacho continuará a ser definido centralizadamente para o sistema interligado com base em uma cadeia de modelos computacionais de otimização. O objetivo destes modelos é obter o mínimo de custo de operação total do sistema, despachando os geradores disponíveis por ordem de mérito (preço livremente declarado das térmicas e valor da água para as

* Edifício Brasília Trade Center, Sala 1001 70711-902 - Brasília - DF
Tel: (61) 328-5517 Fax: (61) 327-0242
E-mail: jgan@terra.com.br

hidráulicas), até se atender a carga total. Outro resultado desta cadeia de modelos é Custo Marginal de Operação - CMO do sistema elétrico (preço "*spot*" da energia).

Independentemente da forma de organização do mercado "*spot*", os agentes produtores e consumidores necessitarão buscar um "hedge" (proteção física ou financeira) em face da instabilidade dos preços. "Hedge" pode ser definido como um conjunto de medidas protetoras, implementadas de forma a minimizar (ou controlar dentro de níveis aceitáveis) as perdas potenciais devido a flutuações não antecipadas do mercado, podendo ser obtido de maneira convencional por meio de contratos bilaterais livremente negociados ou utilizando instrumentos financeiros que se denominam derivativos.

Na Inglaterra, uma das ferramentas de proteção mais utilizadas é o contrato por diferenças, onde gerador e consumidor concordam formalmente em acertar a diferença quando o preço está favorável a um agente e prejudicando o outro. Nos EUA, o mercado de futuros e opções tem sido bastante utilizado na busca de proteção à alta volatilidade do preço da eletricidade no curto prazo.

2.0 - O MERCADO "*SPOT*" DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

A Lei 9.648, de 27 demaio de 1998, regulamentada pelo Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998 criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. O MAE hoje é um ambiente estruturado para realizar as transações a vista de compra e venda de energia no curto prazo do sistema interligado brasileiro, liquidando os desvios ocorridos com relação aos contratos bilaterais registrados.

De maneira simplificada pode-se descrever o funcionamento do MAE como sendo um conjunto de fluxos físicos e financeiros onde os pagamentos efetuados entre os distribuidores/comercializadores e os geradores seguem os preços dos contratos bilaterais para os volumes contratados e os efetuados ou recebidos pelo MAE seguem o preço "spot" (CMO), para fluxos não contratados. O preço spot do MAE é estabelecido para cada período de liquidação, por meio de um conjunto de modelos computacionais de despacho hidrotérmico refletindo a oferta e demanda subjacentes de energia, considerando uma operação ótima dos reservatórios das centrais hidrelétricas.

Em 29 de fevereiro de 2000, as Regras de Mercado foram aprovadas pela Assembléia Geral do MAE, e entregues em 14 de abril de 2000 à ANEEL para homologação, fato este que ocoreu por meio da Resolução n° 290 de 03 de agosto de 2000, que forneceu diretrizes para uma implantação gradual definida em 3 etapas:

- 1° etapa: implantação até 01 de agosto de 2000, com montantes *ex-post* liquidados à preços *ex-ante*, em base mensal;
- 2° etapa: implantação até 01 julho de 2001, com montantes e preços calculados *ex-ante* e *ex-post* (dupla contabilização), em base semanal;
- 3° etapa: implantação até 01 de janeiro de 2002, é mantida a dupla contabilização, só que em base horária.

Nas regras homologadas já se encontra a aplicação da primeira forma de "hedge" plicada no setor elétrico (que já vinha sendo aplicado com base legal na Resolução ANEEL nº 271 de 19/08/1998), chamada Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. O conceito de MRE por si só embute aspectos de justiça operacional (quando permite que as centrais compensem suas gerações de modo a tornar a volatilidade da receita esperada menor) e de mitigação de risco hidrológico. Contudo o que se verifica é que mesmo com o MRE existe a possibilidade de exposição dos agentes às variações dos preços de curto prazo do mercado brasileiro. Esta volatilidade deve-se tanto aos aspectos relativos às vazões alfuentes (que podem ser consideradas como uma variáveis aleatórias de alto desvio padrão), quanto às questões específcas de formação de submercado e restrições de transmissão.

3.0 - O MERCADO DE DERIVATIVOS

Entende-se por derivativos ou produtos derivativos títulos financeiros cujos valores dependem dos valores de outras variáveis. Mais especificamente, um derivativo é um contrato entre duas partes que especifica as condições – em particular, datas e valores finais das variáveis objeto – sobre pagamentos, ou remunerações, que serão pagos pelas partes. Um derivativo costuma também ser conhecido como "contingent claims" (direitos de contingência). Os exemplos mais usuais de derivativos são a aposentadoria e o seguro de um carro. Os derivativos englobam uma variada espécie de instrumentos, entre os mais conhecidos estão: contrato a termo, contrato futuro, opções e swap.

3.1 Os Participantes do Mercado

Os mercados organizados constituem todo um sistema em que cada participante desempenha um papel fundamental. Como principais agentes dos mercados derivativos citamos:

- <u>hedger:</u> pessoa física ou jurídica que negocia determinada "*commodity*", buscando manter o lucro esperado do negócio exposto ao mínimo risco de perdas em função das oscilações adversas de preços;
- <u>especulador:</u> constituem um grupo bastante maior que os "hedgers", podendo ser pessoa física ou instituição, onde a atividade principal não está diretamente ligada com o bem ativo do derivativo. Assumem o risco e procuram ganho devido à volatilidade dos preços;
- <u>arbitrador:</u> atua no mercado aproveitando-se das distorções de preço entre determinados produtos. Geralmente as operações são de curtíssimo prazo,

comprando-se contratos a um preço mais barato e vendendo-os a um preço mais elevado;

- market maker: são normalmente bancos ou corretoras (comercializadores de energia elétrica) que operam sempre em determinado mercado, com obigação de movimentar determinado volume de recursos, investindo seu capital próprio, e que especializaram em determinados produtos ou papéis.

As câmaras de compensação ("clearing house") são corretoras que garantem a operação perante os outros membros do mercado evitando que contratos não sejam honrados. Elas são responsáveis pela compensação e liquidação da posições assumidas nas bolsas por seus participantes. Cobram uma taxa sobre a posição efetuada. Se um corretor não for membro da "clearing" deverá, obrigatoriamente, contratar um membro para representá-lo junto ao sistema.

Fica óbvio assim que o mercado de derivativos necessita, para um bom funcionamento, da existência de um mercado a vista de determinada "*commodity*" com liquidez, um ambiente com volatilidade de preços e com ausência do controle governamental.

3.2 Contratos a Termo

Os contratos a termo são acordos de compra ou venda de um ativo em uma determinada data futura por preço previamente estabelecido. No entanto eles não são negociados em bolsa como os contratos futuros, já que são acordos particulares entre duas instituições financeiras ou uma instituição e um cliente.

Uma das partes do contrato a termo assume uma posição comprada e concorda em comprar o ativo em uma data específica por certo preço. A contrapartida assume uma posição vendida e concorda em entregar o ativo na data pelo mesmo preço. Os contratos a termo não têm de seguir os padrões de uma bolsa, uma vez que a entrega do contrato pode ocorrer em qualquer data conveniente para as partes. Nos contratos a termo, uma única data de entrega é especificada, ao passo que, nos contratos futuros, há um período de entrega, que pode englobar vários dias.

Os contratos a termo não são ajustados ao mercado diariamente como os futuros, visto que as partes liquidarão a transação na data de entrega acordada. Enquanto a maioria dos contratos futuros é encerrada antes da entrega, a maioria dos contratos a termo resulta na entrega física do ativo ou na liquidação financeira final.

Uma vez que a oferta destes contratos baseia-se, em uma visão privada do vendedor sobre o futuro, esta tem sido uma via arriscada para negócios. O mercado deverá punir (ou com a exigência de garantias ou simplesmente evitando realizar negócios) contratos a termo sem "hedge". Pois no caso de uma reviravolta os comercializadores podem perder quantias consideráveis rapidamente.

Por exemplo, se um comercializador concorda em entregar 200.000 MWh no prazo de uma ano a um preço fixo de $20/MWh,e o custo atual para geração e entrega de eletricidade é $30/MWh, o comercializador poderá perder $2 milhões nesta simples transação.

A fim de proteger-se contra estas perdas deverão ser utilizados instrumentos de hedge, fazendo com que o comercializador somente venda contratos a termo com preços relativamente altos, e compre contratos com preços relativamente baixos, criando um prêmio grande entre as posições comparada/vendida (spread). Este spread alto implica numa baixa eficiência do mercado, o que leva a uma evolução do processo que são os contratos futuros.

3.3 Contratos Futuros

Os contratos futuros são uma evolução natural dos contratos a termo, pois o mercado percebeu que era mais fácil negociar contratos com vencimentos em datas determinadas, para serem entregues em determinados locais, e em quantidades preestabelecidas. Isso provocou um efeito interessante – repassar para terceiros aqueles contratos que seguiam padrões determinados *a priori* era mais fácil, restando menos itens a serem negociados, tornando a liquidação dessas posições menos problemática.

Por este motivo, as bolsas perceberam que se seus contratos fossem padronizados, a negociação seria facilitada. Estas foram as principais cláusulas do contrato a ser definidas e padronizadas, em bolsas onde a comercialização deste tipo de contrati de energia já acontece:

(a) *Quantidade*. A unidade de comercialização foi padronizada. Cada contrato passou a representar uma quantidade fixa do produto. O Contrato Futuro da Bolsa de Nova York (NYMEX), por exemplo, possuí a quantidade padronizada de 736 MWh;
(b) *Qualidade*. O preço do produto está diretamente ligado a sua qualidade, determina-la de forma inequívoca é muito importante. Nos contratos da NYMEX fica definido que os compradores e vendedores deverão estar sujeitos às regras e práticas estabelecidas pelo respectivo Conselho de Coordenação de Sistemas Elétricos (Systems Coordinating Council);
(c) *Data de vencimento*. São fixadas datas específicas de liquidação dos contratos, normalmente acompanhando o ciclo de comercialização dos produtos.
(d) *Local de entrega*. O local onde o bem é entregue também é um forte determinante de seu preço, uma vez que este ponto de entrega pode implicar na necessidade de contratos de transmissão até o consumidor final.

Os contratos futuros, em geral, podem ser comercializados por período de até dezoito meses, o que os torna mais que adequados para a criação do tipo mais popular de contrato futuro, aqueles com preço fixo e validade de um ano.

3.4 Contratos de Opções

A opção é um instrumento que dá ao titular, ou comprador, um direito futuro sobre algo, mas não uma obrigação; e a seu vendedor uma obrigação futura, caso solicitado pelo comprador da opção. Dessa definição podemos inferir a principal diferença entre o mercado futuro e o de opções. No mercado futuro, tanto o comprador quanto o vendedor estão negociando um direito e uma obrigação realizáveis em data futura; no mercado de opções, estão negociando direitos e deveres realizáveis em datas distintas.

Podemos dizer que o vendedor de uma opção está, na verdade, vendendo um direito para que alguém (o comprador da opção) faça algo em data futura as suas custas. O comprador da opção paga em data presente o prêmio, ou preço da opção, e essa é a remuneração do vendedor do título, por ter assumido a responsabilidade de tomar uma posição no mercado em data futura se assim o solicitar o comprador da opção. Existem, basicamente dois tipos de opções:

a) Opção de Compra: Um comprador de uma opção de compra espera que o preço do ativo-objeto da opção aumente ou, alternativamente, ele deseja comprar alguma proteção contra os conseqüentes aumentos de preços do ativo-objeto da opção, que pode ser um contrato de futuros ou um ativo referenciado no mercado à vista, superior ao preço de exercício.

b) Opção de Venda: Ao contrário do que acontece na opção de compra o comprador de uma opção de compra espera que o preço do ativo-objeto da opção baixe ou, alternativamente, ele quer comprar alguma proteção contra os conseqüentes quedas de preços do ativo-objeto da opção.

3.5 Contratos de SWAP

Podemos definir "swap" como um contrato de derivativo por meio do qual as partes trocam o fluxo financeiro de uma operação sem trocar o principal.

Existem requisitos básicos que dão origem aos "swaps", pode-se enumerar alguns dos principais:

(a) Descasamento entre ativo e passivo das partes contratantes, o que gera risco;
(b) Prazo de vencimento das operações que causam o descasamento;
(c) Características do descasamento;
(d) Troca do fluxo, ou resultado financeiro, resultante do descasamento entre o ativo e o passivo;
(e) Eliminação ou diminuição dos riscos existentes.

Para que o swap ocorra, devemos ter sempre duas partes com riscos mutuamente exclusivos. Sempre que uma operação de swap é realizada, deve ser, obrigatoriamente, registrada em um sistema de registro aprovado pelo regulador do mercado financeiro – no caso do Brasil, o Banco Central. Um dos sistemas aprovados no País é o da BM&F (Bolsa Mercantil e de Futuros). Nele, o contratante pode exigir que sejam depositadas margens de garantias que cubram o risco da operação. Uma vez depositadas as margens, a "clearing house" da bolsa se responsabiliza pela boa liquidação da operação.

A energia elétrica no período fora de ponta é, por definição, mais barata que no horário de ponta, e geralmente com uma menor volatilidade nos preços, todavia, o risco de preço associado com a energia fora de ponta é significativo. Em vários países onde o mercado competitivo já está implantado estes valores chegam a $8/MWh, sendo este valor maior que o lucro típico para esta transação. Logo, um comercializador prudente deve assegurar-se contra riscos associados com estes tipos de flutuações de preço.

Isto pode ser estabelecido pelo mecanismo que se denomina "swap de tarifas de energia elétrica", e especificamente pelo instrumento denominado "plain vanilla swap". Este é o tipo mais comum de swap, em que a parte B concorda em pagar a parte A fluxos de caixa indexados a juros prefixados sobre um principal teórico por alguns anos. Simultaneamente, A concorda em pagar a B taxa flutuante sobre o mesmo valor teórico para o mesmo período de tempo. Os swaps são tradicionalmente descritos utilizando um instrumento denominado "diagrama do swap". Para entender o diagrama do swap é importante lembrar que o que está descrito é o fluxo financeiro, e não o fluxo de eletricidade. A figura 1 descreve um "plain vanilla swap", do tipo usado para assegurar um preço fixo na transação.

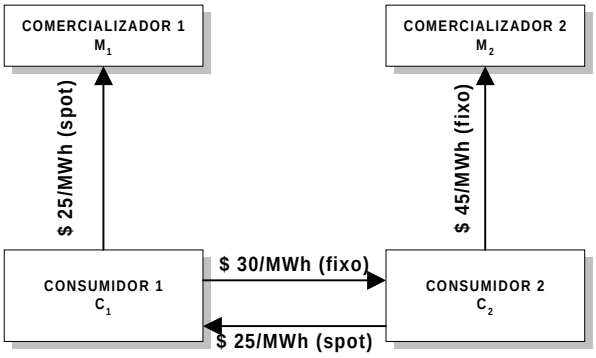

Figura 1 – Swap entre Tarifa Fixa e Flutuante

Tabela 1 – Swap Entre Tarifa Fixa e Flutuante

Consumidor	1	Consumidor	2
+ $25/MWh (spot)	Tarifa original	+ $45/MWh (fixo)	Tarifa original
- $25/MWh (spot)	Pago por C_2 p/ C_1	- $30/MWh (spot)	Pago por C_1 p/ C_2
+$30/MWh (fixo)	Pago por C_1 p/ C_2	+ $25/MWh (spot)	Pago por C_2 p/ C_1
+$30/MWh (fixo)	Tarifa final	+ $40/MWh (mix)	Tarifa final ($15 é fixo e $25 é spot)

NA Figura 1 e na Tabela 1 o consumidor 1 (C_1) inicia pagando ao comercializador 1 (M_1) uma tarifa

flutuante, onde o valor médio é $25/MWh. O problema do consumidor 1 é ajustar o seu orçamento e proteger-se contra flutuações do mercado de energia.

Para fazer isto, ele precisa identificar uma contraparte o qual esteja disposto levar o risco de mercado, em troca de um fluxo de pagamento fixo. O fluxo de pagamento fixo é mais alto que o fluxo de pagamento projetado, baseado em séries históricas, para levar em conta o risco assumido por C_2. C_2 está disposto a levar o risco porque espera auferir um ganho no final (embora não haja nenhuma garantia disto). C_1 por outro lado, não espera ganho algum – ele simplesmente comprou um seguro contra flutuações extremas dos preços.

Considerando que isto é uma transação puramente financeira, M_1 nem precisa estar atento ao que acontece no mercado físico. C_2 simplesmente paga ao C_1 um montante igual a sua conta de energia. Em troca, C_1 paga $30/MWh à C_2. O resultado final é que o pagamento de $25/MWh (média) ao M_1 é compensado pelo pagamento de C_2 , deixando C_1 com um pagamento fixo de $30/MWh para C_2. C_1 portanto realiza seu objetivo de estabilizar a tarifa.

C_2 tem a meta de alcançar uma redução imediata na tarifa, com a possibilidade de reduções de tarifas futuras caso os custos de geração vierem a cair. Ele consegue isto fazendo com que C_1 pague uma tarifa prêmio em troca de estabilidade na tarifa – C_1 paga $30/MWh, reduzindo os custos fixos de C_2 para somente $15/MWh.

Logicamente, C_2 tem que pagar a conta de energia elétrica variável (preço de mercado) de C_1, cujo valor atual é de $25/MWh. Somando os $15/MWh de pagamento fixo com os $25/MWh de pagamento variável vê-se que C_2 está exposto a uma tarifa de energia elétrica de $40/MWh. C_2 tem uma economia imediata de $5/MWh, e a possibilidade de reduções adicionais caso haja uma queda futura do preço da eletricidade no mercado operado pelo M_1.

4.0 – DERIVATIVOS DE CLIMA

O clima afeta uma porção considerável das economias mundiais, no Brasil estima-se que cerca de 30% da economia está diretamente associada ao clima. Como resultado desta dependência, as receitas dos negócios podem ser afetadas de maneira adversa, por exemplo, por verões mais quentes que o previsto ou invernos mais frios que o normal, logo as receitas dos comercializadores de energia podem sofrer alterações por estas variações climáticas. Estes impactos são claros no caso da dependência entre o consumo e a temperatura, no caso da utilização de ar condicionado, e também, na geração de energia durante períodos secos.

Nem todo o risco de negócios criado por situação climática pode ser total ou parcialmente protegidos ou segurados. Como exemplo pode-se citar as perdas em negócios relacionados por eventos climáticos extremos – tais como uma tempestade tropical derrubando uma torre de transmissão e interrompendo o fornecimento de energia – que não podem ser cobertas por derivativos de clima. Logo, algumas formas de interrupção por motivos extremos ou catástrofes devem ser cobertas por mecanismos de seguro específico. É importante notar que, a possibilidade de realizar um seguro é função da capacidade de medir o fenômeno contra o qual faz-se a proteção, no caso do clima a proteção só poderá ser realizada se for possível medir-se a relação entre o evento climático e a atividade econômica que quer ser protegida.

Um exemplo de aplicação de derivativos de clima é o desenvolvimento de instrumentos associados à temperatura nos Estados Unidos. A primeira transação com derivativos de clima nos Estados Unidos da América foi em 1997, desde então o mercado expandido-se rapidamente dentro de um crescente mercado “de balcão” (mercado em que todas as operações se desenvolvem fora das bolsas, isto é, em que instituições financeiras transacionam diretamente entre si ou com clientes, sem qualquer local físico em que se reúnam).Contudo, o crescimento para usuários finais foi sobretudo, limitado pelas questões de crédito associadas ao mercado de balcão. Para aumentar o tamanho do mercado e remover o risco de crédito dos contratos de clima, a Chicago Mercantile Exchange (CME) introduziu os derivativos de clima dentro de seu pregão eletrônico de comercialização (denominado sistema GLOBEX®2). Existe um grande número de elementos motivadores no desenvolvimento do mercado de derivativos de clima, porém o primeiro deles é a convergência entre o mercado de capitais e de mercado de seguros, pode-se dizer que o mercado de derivativos de clima é uma extensão desta convergência na tentativa de “securitização” dos riscos associados ao clima.

Uma das aplicações dos derivativos de clima é fornecer proteção para comercializadores de energia elétrica contra o chamado *risco volumétrico*, definido como a incerteza relacionada às receitas, devido às mudanças no consumo de gás e energia elétrica por conta de padrões climáticos. Neste caso, o armazenamento por si só não é a solução, em especial no caso da energia elétrica, pela própria característica desta commodity, contudo derivativos de clima – ou também chamados derivativos volumétricos de energia – podem ser estruturados de maneira a suavizar o perfil dos fluxos de caixa, evitando a grande volatilidade relacionada ao clima. Os atuais atores deste mercado nos EUA já realizavam, primariamente, a atividade de comercialização de energia. A própria volatilidade de suas receitas, fortemente dependente do clima, foi a maior motivação para o início deste mercado, uma vez que os comercializadores deste tipo de derivativo também são os usuários finais deste instrumento. As companhias de seguro também atuam de maneira significativa no mercado de derivativos de clima por meio do fornecimento do capital de risco necessário.

O uso dos derivativos de clima está tendo sua aceitação confirmada por vários segmentos da indústria, com a indústria de energia tomando a frente.

Recentemente, invernos moderados conduziram à redução das vendas de energia, com impactos financeiros negativos em inúmeras companhias de energia. O contraste entre as companhias que se protegeram e aquelas que não no inverno de 1998/1999 (na primeira grande ocorrência do *El Niño*) educou vários agentes sobre o valor do gerenciamento do risco climático. A figura 2 mostra a evolução do número de transações com derivativos de clima nos EUA.

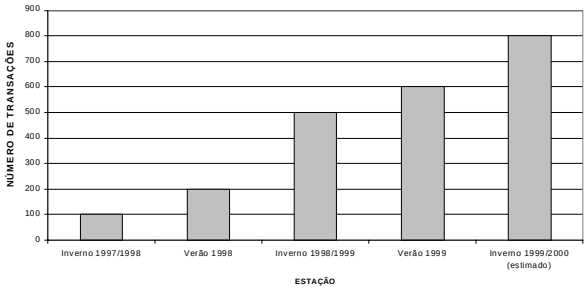

Figura 2 – Número de Transações no Mercado de Derivativos de Clima

5.0 - CONCLUSÃO

As possibilidades para o desenvolvimento de novos instrumentos financeiros de gestão de risco são praticamente ilimitadas para o nascente mercado de energia elétrica. Contudo, isto dependerá fortemente do investimento, por parte dos comercializadores em novas ferramentas de análise de risco centradas nas especificidades do mercado brasileiro.

Por outro lado, a experiência internacional mostra que o mercado de balcão inicial tende a evoluir para negociações em bolsas, motivado tanto pela necessidade de garantias quanto pela busca de liquidez. Esta última motivação é crítica no estabelecimento de um mercado estável para derivativos, logo pode-se vislumbrar que deverão surgir novas bolsas comercializando títulos de energia elétrica além do próprio MAE (a BM&F já tem trabalhado nesta direção), contudo a necessidade de liquidez obrigará que este número não seja exagerado.

O desenvolvimento de derivativos de clima baseados em temperatura, como o ocorrido nos EUA podem contribuir em muito para a redução de riscos inerentes a oscilação de mercado com o clima. Contudo, considerando o parque hidrelétrico brasileiro a possibilidade de criação de derivativos de clima baseados em chuva/vazão permite vislumbrar um novo instrumento de mitigação de risco hidrológico, com aderencia aos conceitos de mercado, podendo desta forma complementar ou mesmo substituir o mecanismo de realocação de energia.

6.0 - BIBLIOGRAFIA

(1) SILVA NETO, LAURO DE A. – “Derivativos: Definições, Emprego e Risco” – Editora Atlas; 1997.

(2) SILVA, LUIZ M. DA – “Mercado de Opções: Conceitos e Estratégias” – HALIP Editora; 1996.

(3) GEMAN, HÉLYETTE AT ALL – “Insurance and Weather Derivatives” – Risk Books; 1999.

(4) NASCIMENTO, J. GUILHERME A. DO – “Instrumentos Financeiros de Gestão de Risco e sua Aplicação no Novo Mercado de Energia Elétrica Brasileiro” ; MBA Fundação Dom Cabral; Belo Horizonte; 1999.

(5) ALEXANDER, CAROL; HULL, JOHN C. – “Risk Management and Analysis : New Markets & Products (Wiley Series in Financial Engineering)” – Editora John Wiley & Sons; 1998.