

**FUNDAÇÃO INSTITUTO CAPIXABA DE PESQUISAS EM
CONTABILIDADE, ECONOMIA E FINANÇAS – FUCAPE**

FREDERICO GOMES CARVALHAES

**MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA OU RETORNO
AO MERCADO CATIVO: aplicação de um modelo de decisão
utilizando opções reais**

VITÓRIA

2006

FREDERICO GOMES CARVALHAES

**MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA OU RETORNO
AO MERCADO CATIVO: aplicação de um modelo de decisão
utilizando opções reais**

Dissertação apresentada ao Programa de
Mestrado Profissional em Ciências Contábeis
da Fundação Instituto Capixaba de Pesquisas
em Contabilidade, Economia e Finanças –
FUCAPE.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Lima Gomes

VITÓRIA

2006

“Qualquer caminho que você seguir, pergunte a si mesmo se esse caminho tem um coração. Se tiver, é um bom caminho; se não, é apenas um caminho e não tem importância alguma”.

Carlos Castañeda

AGRADECIMENTOS

Enumerar as pessoas que tenho a agradecer não foi uma tarefa fácil. Recorri-me, às vezes, ao amigo “Aurélio Buarque de Holanda”, dicionário que muito me acompanhou neste trabalho, na busca de adjetivos a cada uma das pessoas que me acompanhou durante todo esse projeto.

Inicialmente agradeço ao Prof. Leonardo Lima Gomes, orientador e amigo, por todo seu apoio, conselhos e incentivos. Meus agradecimentos também à FUCAPE e seus professores, representados pelo Prof. Aridelmo Teixeira, por todos os ensinamentos e infra-estrutura para a condução dessa pesquisa.

À ESCELSA, pelo apoio, em especial ao amigo Jacques Miranda, incansável estimulador, que muito me auxiliou e sempre se colocou disponível para o que preciso fosse.

Ao meu grande e melhor amigo, Ricardo Augusto de Souza, entusiasta nato, que, sem dúvida alguma, foi o precursor de todo esse projeto, cujo estímulo e apoio foram essenciais para que esse caminho fosse trilhado.

Agradeço aos meus pais pela vida e pela minha formação, sem os quais nada teria sido possível. Aos meus irmãos e amigos que, de uma forma ou de outra, estiveram sempre comigo incentivando e apoiando em todas as condições. Agradeço à Ivana, minha tão amada esposa, cujo amor, incentivo e compreensão proporcionaram uma sólida base para que eu pudesse concluir este trabalho.

E, finalmente, agradeço a Deus, sem O qual nenhuma pesquisa realmente teria sentido.

RESUMO

O Setor Elétrico Brasileiro tem sofrido fortes transformações desde 1993, quando iniciou uma reestruturação para alterar as formas de comercialização de energia elétrica e incentivar a livre competição no setor. Esta pesquisa busca apresentar a aplicação de um modelo de decisão no setor de comercialização de energia elétrica, pelo qual um grande consumidor poderá migrar para o mercado livre de energia, bem como de retornar ao mercado cativo, se já estiver livre. Neste sentido, utilizando o modelo binomial e a metodologia de opções reais, o trabalho analisa a aplicação do modelo no período de 2004 a 2006 e, posteriormente, faz inferência ao período de 2007 a 2009, apontando em cada momento qual a melhor opção de mercado e mensurando a opção de migração. Os resultados encontrados indicam o mercado livre como a melhor opção em ambos os períodos, ratificando o que se observou na prática em 2004, mas também sinalizam a preocupação das grandes indústrias com os preços futuros de energia, políticas governamentais e com a situação energética do país.

Palavras-chave: opções reais, modelo binomial, setor elétrico, mercado livre de energia.

ABSTRACT

The Brazilian electric sector has undergone major transformations since 1993, the year when a re-structuring process aiming at altering manners of energy trade and encouraging free competition started. This study seeks to depict the application of a decision model to the electric energy trade sector. According to such model, a major consumer could either migrate to the free energy market or return to the captive market if he or she is already free. The study utilizes the binomial model and the real options methodology in the analysis of the model's application over the period between 2004 and 2006, and then draws inferences in respect to the period between 2007 and 2009, indicating the best market option at each moment and measuring the migration option. The results found reveal the free market to be the best option in both periods, thus confirming what was observed in practice in 2004, but they also highlight the concerns of large industry sector about future energy prices, governmental policies, and the country's energy scenario.

Keywords: real options, binominal model, electric sector, free energy market.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Fluxos de caixa de um projeto.....	22
Tabela 2: Demanda e energia mensais a serem faturadas.....	35
Tabela 3: Fatura mensal de energia elétrica do cliente cativo, sem impostos.....	35
Tabela 4: Fatura mensal de energia elétrica do cliente livre, sem impostos.....	36
Tabela 5: Preços médios de energia de empresas comercializadoras.....	37
Tabela 6: Preços médios de energia de empresas comercializadoras.....	37
Tabela 7: Árvore de decisão para os mercados cativo e livre.....	41
Tabela 8: Preços de energia no mercado livre em dezembro de 2003.....	42
Tabela 9: Valor da opção de migração no mercado cativo (2004 a 2006).....	42
Tabela 10: Valor da opção de migração no mercado livre (2004 a 2006).....	43
Tabela 11: Diferença entre o preço de indiferença e a energia no mercado livre.....	44
Tabela 12: Preços de energia no mercado livre em fevereiro de 2006.....	45
Tabela 13: Valor da opção de migração no mercado cativo (2007 a 2009).....	45
Tabela 14: Valor da opção de migração no mercado livre (2007 a 2009).....	46
Tabela 15: Diferença entre o preço de indiferença e a energia no mercado livre.....	47
Tabela 16: Comparação entre a volatilidade e o valor da opção de migração.....	49
Tabela 17: Comparação entre a taxa livre de risco e valor da opção de migração...	50
Tabela 18: Comparação entre preço de indiferença e valor da opção de migração..	51

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1: Representação do modelo binomial por meio de uma árvore de eventos..30
- Figura 2: Valor do projeto com opção de abandono.....39

LISTA DE GRÁFICOS

- Gráfico 1: Comparação do VPL com a taxa de desconto do projeto.....24

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	9
2. OBJETIVO DA PESQUISA	13
3. JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	14
4. REFERENCIAL TEÓRICO	16
5. MÉTODOS TRADICIONAIS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS.....	20
5.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL).....	21
5.2 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	23
5.3 PERÍODO DE RECUPERAÇÃO DO CAPITAL (PAYBACK).....	25
5.4 ÍNDICE DE LUCRATIVIDADE (IL)	26
6. TEORIA DE OPÇÕES	27
6.1 DETERMINAÇÃO DO VALOR DE UMA OPÇÃO.....	30
7. METODOLOGIA.....	33
8. COLETA DE DADOS	35
9. APLICAÇÃO DO MODELO BINOMIAL	39
9.1 MODELAGEM PARA O PERÍODO ENTRE 2004 E 2006.....	42
9.2 MODELAGEM PARA O PERÍODO ENTRE 2007 E 2009.....	45
10. ANÁLISE DE RESULTADOS.....	48
11. CONCLUSÕES.....	52
12. REFERÊNCIAS	54
13. GLOSSÁRIO	57

1. INTRODUÇÃO

Conforme informações da **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**¹, e da **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCCE**², o **Setor Elétrico Brasileiro (SEB)** iniciou sua reestruturação em 04 de março de 1993 com a Lei nº 8.631, regulamentada pelo Decreto nº 774, do dia 18 do mesmo mês e ano, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou contratos de suprimento de energia entre geradores e distribuidores. Em 07 de julho de 1995, a Lei nº 9.074 estabeleceu a criação do **Produtor Independente de Energia** e do **Consumidor Livre de Energia**, dando início a uma nova formatação na comercialização de energia elétrica no país.

Segundo o trabalho de Volpe Filho e Alvarenga (2004), com a implantação do projeto de **Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB)** em 1996, sob coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), verificou-se a necessidade de dividir as empresas de energia elétrica em áreas específicas para promover a competição no setor. A chamada *desverticalização* define a criação empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, e a nova estrutura prevê um incentivo à competição nos segmentos de geração e comercialização, mantendo sob regulação do Estado os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados monopólios naturais.

Concluído em agosto de 1998, o projeto RE-SEB apontou também a necessidade de se criar um órgão regulador (a **Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**), de um operador para o sistema elétrico nacional (**Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS**) e de um ambiente para a realização das

¹ Fonte: <http://www.aneel.gov.br>

transações de compra e venda de energia elétrica, denominado **Mercado Atacadista de Energia – MAE**.

Entretanto, a grave crise de abastecimento de energia de 2001 levou o Governo Federal à implementação de um plano de racionamento de energia elétrica e a uma reavaliação do modelo que estava em proposição. Assim, é instituído em 2002 o **Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico**, encarregado de propor as alterações necessárias ao setor elétrico e definir novas diretrizes.

Em 2004 foram estruturadas as bases do novo modelo com a promulgação das Leis nº 10.847 e 10.848 e do Decreto nº 5.163, que definiram a criação de instituições e regulamentaram o processo de comercialização de energia elétrica. Assim surgiram a **Empresa de Pesquisa Energética – EPE**, responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, o **Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE**, encarregado de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, e a **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE**, dando seqüência às atividades do MAE, responsável pela comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

A Lei 10.848 instituiu as regras de comercialização de energia elétrica mediante a criação de dois ambientes para a celebração de contratos de compra e venda de energia. No primeiro, denominado **Ambiente de Contratação Regulada - ACR**, participam os Agentes de Geração e de Distribuição de energia elétrica e compreende a contratação de energia para o atendimento aos consumidores regulados, denominados cativos, com o objetivo de assegurar a modicidade tarifária. O segundo, denominado **Ambiente de Contratação Livre – ACL**, tem a

² Fonte: <http://www.ccee.org.br>

participação dos Agentes de Geração, Comercialização, Importadores e Exportadores de energia, e Consumidores Livres, abrangendo a contratação de energia elétrica para o mercado livre por intermédio de contratos livremente negociados.

Contratos bilaterais regulados formalizam a contratação de energia no **ACR** e são celebrados entre agentes vendedores (Geradores, Comercializadores, Produtores Independentes de energia ou Autoprodutores) e compradores (Distribuidores), que participam de leilões de compra e venda de energia elétrica. No **ACL** ocorre livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, e os acordos de compra e venda são pactuados por meio de contratos bilateralmente estabelecidos.

Volpe Filho e Alvarenga (2004) mencionam que todos os contratos celebrados no ACR ou ACL devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Os Agentes de Geração, sejam concessionários de serviço público de geração, Produtores Independentes de energia ou Autoprodutores, bem como os Comercializadores, podem atuar na venda de energia elétrica em ambos ambientes, visando manter a estrutura de competitividade.

O novo modelo foi constituído para garantir a segurança de suprimento de energia elétrica e promover a modicidade tarifária por meio da contratação de energia em leilões para os consumidores regulados, observado o critério de menor tarifa. Além disso, visa promover a inserção social no setor elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento, disponibilizando o acesso à

energia elétrica aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço e garantindo subsídio para os consumidores de baixa renda.

As regras para liberdade de compra de energia no mercado livre foram inicialmente definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), conforme disposto na Resolução nº 264, de 13/08/1998. São considerados **consumidores livres** aqueles atendidos em tensão igual ou superior a 69.000 Volts (69 kV), com demanda contratada de no mínimo de 3.000.000 Watts (3 MW), e aqueles com demanda contratada de, no mínimo, 500.000 Watts (500 kW), atendidos em qualquer tensão, optantes pela compra de energia de pequenas centrais hidrelétricas. Uma vez exercida a opção pelo mercado livre, o consumidor poderá retornar à condição de cativo (atendido por tarifa regulada) mediante comunicação à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com 5 (cinco) anos de antecedência mínima, podendo este prazo ser reduzido a critério destas.

Os chamados **consumidores potencialmente livres** são clientes cativos, sujeitos à tarifa regulada, mas que possuem as características dos consumidores livres e ainda não exerceram seu direito de comprar energia no mercado livre.

Surgem, assim, os primeiros passos do processo de competição no setor elétrico, pelo qual um consumidor, tendo satisfeitas as condições de liberdade de compra de energia, pode definir seu fornecedor. Faz-se então necessária a utilização de ferramentas adequadas que possam auxiliar na escolha dos mercados regulado ou livre.

2. OBJETIVO DA PESQUISA

O fim do monopólio e o incentivo à competição nos segmentos de geração e comercialização de energia trouxeram grandes incertezas quanto aos preços de energia nos mercados regulados e livres, obrigando os grandes consumidores de energia desenvolver novas metodologias de avaliação de investimentos e novos parâmetros para determinação dos custos relacionados à energia elétrica em suas empresas.

A proposta deste trabalho é apresentar a aplicação de um modelo para tomada de decisão no setor de comercialização de energia elétrica, pelo qual um grande consumidor poderá optar pelos mercados cativo ou livre, utilizando a metodologia de opções reais.

3. JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

A definição do melhor momento de investimento é um dos principais desafios de um analista financeiro. É um problema crucial a escolha por investir imediatamente em um projeto ou esperar por mais informações que suportem a decisão tomada, colocando em risco a possibilidade de perda de oportunidade de um bom negócio. Se eleita a opção de espera, faz-se necessário definir quanto tempo aguardar e, em ambos os casos, deve-se determinar qual o valor intrínseco a essa escolha.

A maioria dos investimentos em projetos é parcial ou totalmente irreversível. Se o projeto der errado, não há como recuperar os investimentos já realizados, como por exemplo, *marketing*, infra-estrutura, tecnologia, mão-de-obra, equipamentos. Copeland & Antikarov (2001) afirmam que a teoria das opções reais pode ser de grande utilidade nessa tomada de decisão, pois considera o custo de oportunidade de investir imediatamente, determinando o valor da opção de espera.

Segundo afirmam Brealey & Myers (1992), as regras clássicas (como o **VPL** – *Valor Presente Líquido*, a **TIR** – *Taxa Interna de Retorno* e o *Payback*) para decisão de investimentos em um ambiente de incerteza dizem que se deve investir sempre que os benefícios esperados de um projeto forem maiores que os custos envolvidos na sua implantação. Estes métodos tradicionais de avaliação de projetos consideram um gerenciamento estático, não permitindo mudanças de decisões face ao surgimento de incertezas e novas diretrizes.

Em um mercado cada vez mais volátil e imprevisível, o valor das opções de flexibilidade de um projeto se torna preponderante e não pode mais ser ignorado. Conforme menciona Minardi (2004), como um projeto é um ativo real, essas opções

sobre ativos reais são chamadas de opções reais. Estas opções estão presentes nas empresas como a habilidade e flexibilidade gerencial de agir e reagir à evolução dos acontecimentos do mercado ao longo do tempo.

As opções reais são, na realidade, os valores destas flexibilidades. Segundo Copeland & Antikarov (2001), podem ser classificadas em algumas categorias básicas, como a opção de adiar, opção de alterar a escala de produção, opção de substituição, opção de abandono e opção de crescimento. A teoria de opções reais permite avaliar as flexibilidades gerenciais e determinar qual estratégia deve-se adotar em função do ambiente de negócios.

Conforme Minardi (2004), a teoria de opções reais surge como uma maneira inovadora de pensar a avaliação de ativos reais, pois considera aleatoriedade de variáveis, incorpora incerteza, aprendizagem e mudanças possíveis na direção de investimentos. De acordo com Trigeorgis (1996), a metodologia de avaliação via opções reais não rejeita o modelo do fluxo de caixa descontado, apenas o complementa, ao somar ao VPL resultante o valor das oportunidades embutidas.

Estas técnicas podem ajudar a empresa a transformar um mercado em constantes mudanças em uma ferramenta estratégica, auxiliando na avaliação da conveniência de um novo investimento e, principalmente, orientando-a sobre o momento ótimo de investir.

Dessa forma, a aplicação da teoria de opções reais ao setor de comercialização de energia elétrica pode ser uma saída para as grandes empresas valorarem a migração ou permanência nos mercados cativo ou livre, em face às incertezas nos preços futuros de energia.

4. REFERENCIAL TEÓRICO

Desenvolvido no início dos anos 70, o modelo de Black & Scholes (1973) representou para época a contribuição mais importante para precificação de opções. Este modelo é utilizado para se precificar opções de compra e de venda europeia, quando não há pagamento de dividendos pelo ativo-objeto. Muitos estudos atuais se utilizam da equação de Black e Scholes para construção de novos modelos acadêmicos, tentando solucionar suas limitações e desenvolver adaptações para diferentes situações.

Ao fim da década de 70, Cox, Ross e Rubinstein (1979) desenvolvem o Modelo Binomial, ferramenta visualmente mais simples e intuitiva para avaliação do preço de opções. Por exigir apenas conhecimentos de matemática elementar, esse modelo trouxe ao público um maior acesso ao estudo de opções. A simplicidade em sua construção permite aplicação do modelo em várias situações. Quando o número de intervalos do modelo tende ao infinito, a solução do modelo binomial tende à solução obtida pelo modelo de Black & Scholes (1973).

Um dos precursores na análise de investimentos utilizando modelos de opções, em meados dos anos 80, foi Trigeorgis (1986), que estudou investimentos de inovação tecnológica para a redução de custos, introduzindo incerteza na demanda e a possibilidade de um concorrente fazer o mesmo. Na década de 90, em comparação com os métodos tradicionais de investimento, Trigeorgis (1996) afirma que o VPL tradicional só deveria ser utilizado para avaliar projetos sem qualquer tipo de flexibilidade, dado seu caráter de “agora ou nunca”. Cita que o valor de uma oportunidade de investimento em um projeto é determinado pela soma do VPL

tradicional e o valor das opções existentes, ou seja, é o valor do projeto inflexível mais as possíveis flexibilidades existentes.

A eficiência dos métodos tradicionais vem sendo fortemente discutida desde a última década, quando Dixit e Pindyck (1994) consideraram que a aplicação destes métodos pode induzir a decisões de investimento equivocadas. Segundo estes autores, os métodos tradicionais ignoram duas características importantes na tomada de decisões:

1. A irreversibilidade, pelo fato do investimento ser um custo afundado, o investidor não conseguirá recuperá-lo totalmente em caso de arrependimento ou mudança dos cenários;

2. A possibilidade de adiamento da decisão de investir, ou até mesmo de abandonar esta alternativa.

Dessa forma, Dixit e Pindyck (1994) consideram que essas características, juntamente com a incerteza sobre o futuro, fazem com que a oportunidade de investimento seja análoga a uma opção financeira.

Segundo menciona Miranda Filho (2005), na presença de incerteza, uma empresa com uma oportunidade de investimento irreversível carrega uma opção, ou seja, tem o direito – mas não a obrigação – de comprar um ativo (o projeto) no futuro, a um preço de exercício (o valor do investimento). Quando a empresa investe, ela exerce ou *mata* essa opção de investir. Entretanto, a opção de investir possui um valor que deve ser contabilizado como um custo de oportunidade no momento em que a empresa investe. Esse valor pode ser bastante representativo e

as regras de investimento que o ignoram – VPL e TIR – podem conduzir a erros significativos e a decisões de investimento equivocadas.

Copeland & Antikarov (2001) afirmam que a teoria das opções reais deve ser utilizada para avaliar as decisões de investimento de projetos, pois valora a flexibilidade para reagir a eventos incertos, apesar de ser mais difícil de ser empregada, por envolver uma modelagem matemática um pouco mais complexa.

Gomes (2002) aplicou a teoria de opções reais para avaliação de investimentos em termelétricas no Brasil, identificando os prêmios de risco para um investimento imediato e o melhor momento para se realizar o investimento, de acordo com as variáveis do problema, concluindo que os investimentos podem atrasar devido à concorrência.

Minardi (2004) faz em sua obra uma crítica às técnicas convencionais de avaliação de investimentos e aponta a teoria de opções reais como a mais adequada para avaliar projetos em condições de incerteza por conciliar estratégia gerencial e avaliação. Segundo a autora, a teoria de opções reais permite avaliar as flexibilidades gerenciais e determinar qual é a melhor estratégia a ser adotada em função do ambiente de negócios.

Analisando a aplicação da teoria de opções reais em projetos de exploração de petróleo, Meirelles, Rebelatto e Matias (2004) consideram os preços futuros do barril de petróleo como única fonte de incerteza para os fluxos de caixa de projetos nesta área e calculam o valor da opção de adiar o investimento usando o modelo binomial. Apontam que o método tradicional do VPL não considera o valor da ação gerencial e que a teoria de opções reais permitiria ao gerente maximizar os ganhos em situações favoráveis e diminuir as perdas em situações desvantajosas.

Em sua pesquisa, Marangon (2004) aplicou a teoria de opções reais na análise econômica de investimentos, apresentando a influência do órgão regulador no fluxo de caixa de projetos de distribuição de energia elétrica. O autor aplica a metodologia de opções reais analisando a opção de adiamento da construção de uma subestação de distribuição de energia elétrica em uma situação real.

Dias (2005) utiliza a teoria de opções reais na otimização de recursos e investimentos de uma companhia de petróleo, combinando a teoria de opções reais com a teoria dos jogos e com métodos probabilísticos e de decisão estatística.

5. MÉTODOS TRADICIONAIS DE AVALIAÇÃO DE INVESTIMENTOS

Avaliar um investimento tem se tornado, desde as últimas décadas, uma das mais importantes atividades dos analistas financeiros, que freqüentemente buscam desenvolvimento e aprimoramento de técnicas para avaliar com precisão os valores e definir as melhores escolhas entre projetos de investimentos.

Partindo da premissa de que as pessoas buscam tomar decisões de investimentos visando maximizar satisfação e retorno ao longo do tempo, as empresas seguem o mesmo caminho para trazer a riqueza máxima aos seus acionistas.

Para auxílio às diversas análises quantitativas, a literatura financeira oferece diversas ferramentas para calcular o valor de um investimento, adaptadas às diversas realidades empresariais.

Conforme descrevem Ross (2002) e Assaf Neto (2003), os métodos tradicionalmente utilizados são :

- Valor Presente Líquido (**VPL**) ;
- Taxa Interna de Retorno (**TIR**) ;
- Período de Recuperação do Capital (**Payback**) ;
- Índice de Lucratividade (**IL**).

Será apresentado, a seguir, um maior detalhamento sobre cada um dos métodos supracitados.

5.1 VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL)

O valor presente líquido (VPL) de um investimento é a diferença entre o valor presente das entradas e saídas de caixa presentes e futuras, descontadas a uma taxa de juros, denominada taxa de desconto. Se o VPL for maior do que zero, significa que o investimento está fornecendo um valor adicional ao investidor, após devolver-lhe o capital empregado e remunerar todos os financiadores do projeto.

Conforme citam Brealey & Myers (1992), um investimento com VPL maior do que zero indica que o projeto em questão deve ser aceito. Entretanto, um VPL negativo indica uma perda para o investidor, implicando em uma rejeição ao projeto.

Se $VPL > 0 \Rightarrow$ Aceita projeto.

Se $VPL < 0 \Rightarrow$ Rejeita projeto.

O VPL representa a soma dos fluxos de caixa de um investimento, positivos ou negativos, trazidos à data zero. A fórmula do VPL é apresentada por Brealey & Myers (1992):

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I \quad (1)$$

Onde:

$i \Rightarrow$ taxa de desconto

$n \Rightarrow$ número de períodos do projeto

$FC_t \Rightarrow$ fluxo de caixa líquido para o período t

$I \Rightarrow$ investimento inicial

Como pode se observar na fórmula acima, o VPL de um projeto é bastante sensível a variações na taxa de desconto. Quanto maior esta taxa, menos valem os fluxos de caixa do projeto e menor será o VPL resultante. Esta taxa de desconto é freqüentemente denominada de **Taxa Mínima de Atratividade** (TMA) e representa o retorno mínimo desejado pelo investidor no projeto.

Como exemplo, suponha-se um projeto que apresenta uma expectativa de fluxos de caixa conforme a tabela abaixo :

Tabela 1: Fluxos de caixa de um projeto

Anos	Fluxos de Caixa (Milhões R\$)
0	-20
1	5
2	8
3	10
4	10
5	12

Considerando uma taxa de desconto de 12% ao ano, o VPL do projeto será:

$$\text{VPL} = \frac{5}{(1+0,12)} + \frac{8}{(1+0,12)^2} + \frac{10}{(1+0,12)^3} + \frac{10}{(1+0,12)^4} + \frac{12}{(1+0,12)^5} - 20$$

VPL = R\$ 11,12 milhões

Isto significa que este projeto irá gerar um retorno extra de R\$ 11,12 milhões e deverá ser aceito.

Apesar de sua larga aplicação, o método do VPL possui o inconveniente de considerar a taxa de desconto como constante durante toda a vida útil do projeto, o que, na prática, não ocorre. Além disso, não permite alterações gerenciais durante sua execução, considerando estáticas todas as premissas adotadas.

5.2 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) de um projeto é a taxa que faz com que o VPL deste projeto seja igual à zero, conforme apresenta Assaf Neto (2003). É uma medida da rentabilidade do investimento e representa o ponto de reversão da decisão de investir ou não.

Caso o projeto possua uma taxa de desconto (TMA) superior à TIR, deverá ser rejeitado. Analogamente, projetos com uma TMA menor que a TIR devem ser aceitos.

Se $TIR > TMA \Rightarrow$ Aceita projeto.

Se $TIR < TMA \Rightarrow$ Rejeita projeto.

Pode-se encontrar a TIR por métodos de interpolação, utilizando-se calculadoras financeiras ou planilhas eletrônicas. Nestes cálculos busca-se encontrar a raiz da equação :

$$VPL = 0 = \frac{FC_1}{(1+TIR)} + \frac{FC_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FC_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} - I \quad (2)$$

Para os fluxos de caixa do projeto anterior (tabela 1), encontra-se uma TIR de 29,69%, ou seja, para taxas de desconto menores do este valor o projeto será aceito, e para taxas de desconto maiores, o projeto será rejeitado.

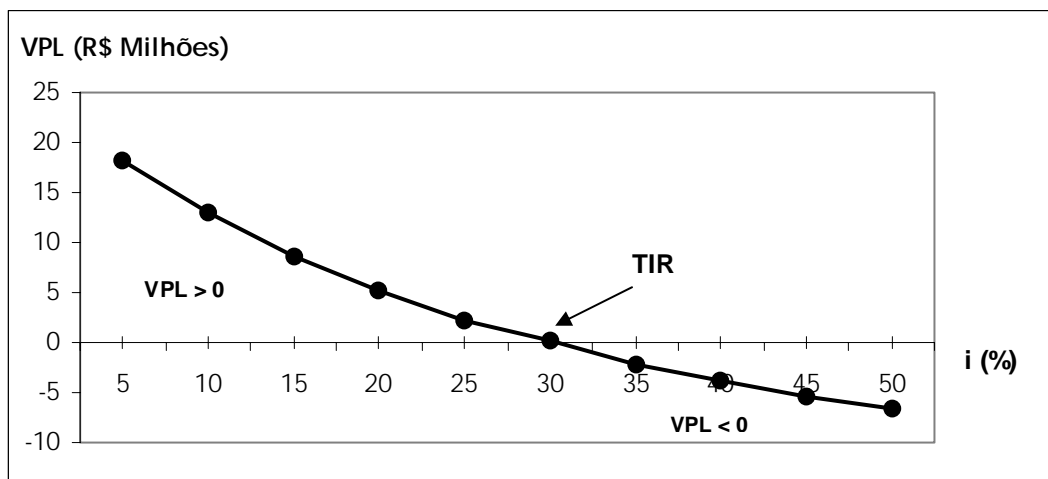


Gráfico 1: Comparação do VPL com a taxa de desconto do projeto

Conforme lembra Ross (2002), a regra da taxa interna de retorno é bastante utilizada por ser intuitiva e permitir comparações entre diferentes projetos. Entretanto, algumas vezes o cálculo da TIR pode apontar para resultados inverossímeis e sua análise é insuficiente para se determinar reinvestimentos nos fluxos de caixa futuros. Um projeto pode apresentar múltiplas taxas de retorno e a definição de qual taxa usar para se comparar com a TMA remete uma baixa confiabilidade ao método da TIR.

5.3 PERÍODO DE RECUPERAÇÃO DO CAPITAL (PAYBACK)

O método do *payback* mede o tempo, em anos, necessário para se recuperar o investimento inicial de um projeto, fornecendo um indicativo do risco do investimento.

Conforme citam Brealey & Myers (1992), quanto menor é o *payback* de um projeto, menos tempo será necessário para se recuperar o capital investido e, conseqüentemente, menor será seu risco. Da mesma forma, projetos de *payback* elevados são mais arriscados, pois é necessário um maior prazo para se recuperar o investimento.

Pelo fato de proporcionar um cálculo rápido e fácil, a regra do *payback* se tornou muito difundida entre os analistas financeiros. Entretanto, seu método tradicional falha em não considerar o valor do dinheiro no tempo, não diferenciando entradas de caixa em diferentes períodos e desprezando fluxos de caixa que ocorrem após o período de recuperação do capital investido. Assim, não pode ser considerado como uma medida para identificação de lucratividade.

Para seu emprego é recomendado o cálculo do *payback* ajustado, também conhecido com *payback* a valor presente. Tal método já leva em consideração o tempo entre o início do investimento e o período quando os fluxos de caixa trazidos a valor presente se tornam positivos, apresentando em medidas de tempo o mesmo resultado que se obteria calculando pelo critério do valor presente líquido.

5.4 ÍNDICE DE LUCRATIVIDADE (IL)

O Índice de Lucratividade de um projeto é a relação entre seu valor presente líquido e o módulo do valor presente dos desembolsos do projeto. Conforme mostrado no trabalho de Assaf Neto (2003), apresenta-se a fórmula:

$$IL = \frac{VPL}{|VP_{\text{Desembolsos}}|} \quad (3)$$

Para os fluxos de caixa apresentados no exemplo (tabela 1), tem-se o seguinte IL:

$$IL = \frac{11,12}{20} = 55,62\%$$

Este valor aponta para a aceitação do projeto, pois a cada R\$ 100,00 investidos o projeto retorna R\$ 155,62. Dessa forma, pode-se dizer que :

- se $IL > 0 \Rightarrow$ Aceita projeto.
- Se $IL \leq 0 \Rightarrow$ Rejeita projeto.

O índice de lucratividade de um projeto é, na prática, o valor presente líquido por unidade de investimento. Apesar de seu emprego ser simples, em sua análise devem-se tomar as mesmas precauções utilizadas para o critério do VPL.

6. TEORIA DE OPÇÕES

Segundo a abordagem feita por Hull (2005) e Minardi (2004), em um projeto de investimento a flexibilidade gerencial pode ser percebida por meio de um conjunto de opções reais, como :

- **Postergar um projeto:** no lançamento de novos produtos, é possível postergar o investimento e aguardar novas informações que diminuam a incerteza;
- **Expandir ou contrair a escala de produção:** caso a demanda seja maior que a inicialmente prevista, é possível expandir a escala de produção mediante investimento adicional. Se a demanda for menor que a prevista, é possível economizar custos variáveis, diminuindo a escala de produção;
- **Abandonar temporária ou definitivamente um projeto:** em um projeto de mineração, é possível fechar temporariamente uma mina se o preço do minério estiver baixo, ou fechá-la definitivamente se o preço estiver extremamente depreciado;
- **Alterar as matérias-primas ou produtos de um projeto:** adotando-se sistemas de produção mais flexíveis, é possível promover alteração entre matérias-primas ou alterar rapidamente o produto final;
- **Realizar investimentos subseqüentes:** um projeto, analisado isoladamente, pode apresentar um VPL negativo. Entretanto, se adotado cria opção para o investimento em projetos subseqüentes, gerando vantagens competitivas futuras, como por exemplo, projetos de pesquisa e desenvolvimento (P&D).

Minardi (2004) afirma que “a flexibilidade gerencial é uma possibilidade, mas não uma obrigação de alterar um projeto em diferentes etapas de sua vida útil operacional”. Menciona ainda que o valor das opções depende do valor de um outro ativo, denominado ativo-objeto, e que “um projeto é visto como um conjunto de opções reais, que tem como ativo-objeto o valor do projeto. Essas opções reais são análogas a opções financeiras”.

Uma opção pode ser entendida como um contrato entre duas partes que dá direito (**não uma obrigação**) a quem a comprou de comercializar uma determinada quantidade de um ativo a um preço estabelecido em uma determinada data, ou antes. Ao se realizar a transação, está sendo feito o **exercício da opção**, a um preço estabelecido denominado **preço de exercício**, em uma determinada data, chamada de **vencimento** ou data de **exercício** da opção.

Conforme menciona Silva Neto (1996), existem dois tipos básicos de opções:

- **CALL OPTION** (opção de compra): sua compra dá ao seu detentor o direito, mas não a obrigação, de **comprar** um determinado ativo, a um preço de exercício, em uma data estipulada (ou anteriormente a esta data);
- **PUT OPTION** (opção de venda): sua compra dá ao seu detentor o direito, mas não a obrigação, de **vender** um determinado ativo, a um preço de exercício, em uma data estipulada (ou anteriormente a esta data);

Uma opção é classificada como **americana** quando puder ser exercida em qualquer momento até sua data de vencimento e **européia** se só puder ser exercida na data de seu vencimento. Curiosamente, estas denominações não têm quaisquer relações com a localização geográfica. Apesar de normalmente serem mais fáceis de analisar, as opções européias são menos negociadas que as americanas, cujas propriedades são frequentemente deduzidas das opções européias.

Segundo Silva Neto (1996), para cada tipo de opção, existem duas posições:

- **Posição comprada** (*long*): houve compra de uma opção. Assim, pode-se ter uma *long in a call* (compra de opção de compra) ou uma *long in a put* (compra de opção de venda);
- **Posição vendida** (*short*): houve venda ou emissão de uma opção. Assim, pode-se ter uma *short in a call* (venda de opção de compra) ou uma *short in a put* (venda de opção de venda).

Na data do vencimento de uma opção, seu valor depende do preço de mercado do ativo a ela vinculado e de seu preço de exercício. Entretanto, pode-se também destacar outras variáveis importantes que influem no valor de uma opção momentos antes de seu vencimento. Minardi (2004) destaca seis elementos fundamentais:

1. o preço corrente do ativo (S);
2. o preço de exercício (X);
3. o prazo até o vencimento da opção (t);
4. a volatilidade do preço do ativo (σ);
5. a taxa de retorno livre de risco (r);
6. os dividendos esperados durante a vida da opção (D).

6.1 DETERMINAÇÃO DO VALOR DE UMA OPÇÃO

O conceito de uma opção será aprofundado utilizando-se um exemplo, pelo qual será calculado o valor de uma opção de espera.

Observado o trabalho de Gomes (2002), suponha-se um projeto com investimento inicial $I = \$1.000,00$. Neste projeto os acionistas pretendem produzir um *kit* por ano em perpetuidade e sem custos operacionais, sendo que o preço inicial do *kit* é de $K_0 = 100$. Este preço irá sofrer um reajuste único em $t=1$, com uma probabilidade $q_s = 0,5$ de o preço aumentar para $K_1^s = \$ 150,00$, e uma probabilidade $q_d = 0,5$ do preço cair para $K_1^d = \$ 50,00$. Os preços permanecerão constantes em perpetuidade após o reajuste único em $t=1$.

Para simplificação dos cálculos, neste projeto será considerada uma taxa de desconto e de capitalização do investimento de $i = 10\%$.

O modelo do projeto descrito é conhecido como **Modelo Binomial**, desenvolvido por Cox, Ross e Rubinstein (1979), e pode ser representado por meio de uma *árvore*, conhecida como **árvore de eventos**, apresentada abaixo :

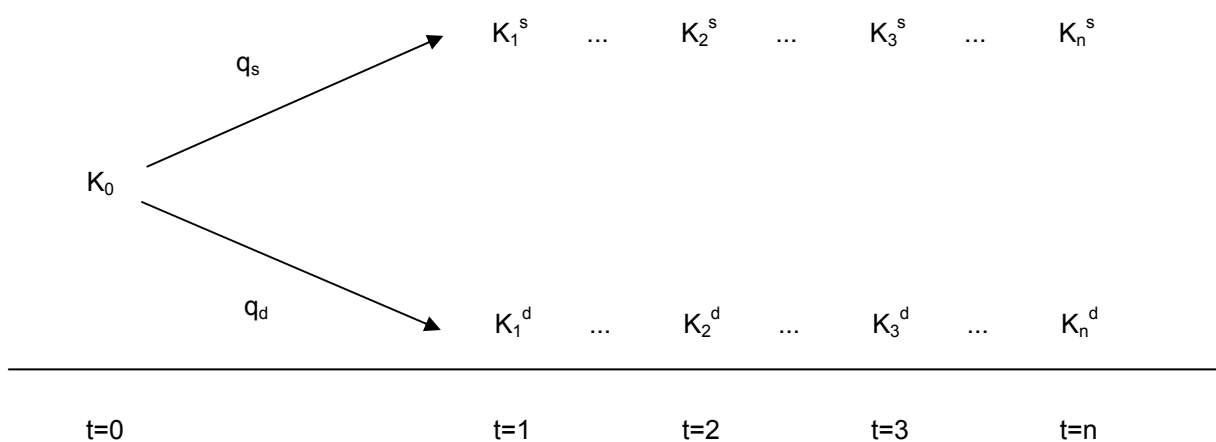


Figura 1: Representação do modelo binomial por meio de uma árvore de eventos

O valor presente dos fluxos de caixa, equivalente ao valor presente dos preços, será representado pela letra **W**, com sobrescrito identificando o estado do preço e o subscrito indicando o período. Assim, W_1^s representará o valor presente dos fluxos de caixa no período 1 após uma subida do preço inicial. O valor da oportunidade de espera, ou *opção de espera*, será representado por **F**, com sobrescrito mostrando o estado do preço e o subscrito indicando o período. O valor de **F** no último período, será determinado pelo máximo valor entre a diferença entre W e I ($W - I$) e zero e, em $t=0$, será o valor esperado descontado.

Será determinado os valores presentes dos fluxos de caixa considerando os estados de subida e descida no período 1. Assim, tem-se :

$$W_1^s = K_1^s + \text{Valor da Perpetuidade} = K_1^s + \frac{K_1^s}{i} = 150 + \frac{150}{0,1} = \$1.650,00$$

$$W_1^d = K_1^d + \text{Valor da Perpetuidade} = K_1^d + \frac{K_1^d}{i} = 50 + \frac{50}{0,1} = \$550,00$$

No período 1, o valor esperado do fluxo de caixa será :

$$E_1(W_1) = q_s \cdot W_1^s + q_d \cdot W_1^d = 0,5 \times 1650 + 0,5 \times 550 = \$1.100,00$$

Agora se determina o valor presente esperado dos fluxos de caixa no período inicial, a saber :

$$W_0 = K_0 + E_0(W_1) = K_0 + \frac{E_1(W_1)}{1+i} = 100 + \frac{1100}{1,1} = \$1.100,00$$

Assim, tem-se um VPL = $W_0 - I = 1.100 - 1.000 = \$ 100,00$

Como $VPL > 0$, pelos métodos tradicionais de avaliação de investimentos o projeto seria aceito e o investimento seria feito de imediato. Entretanto, se o investimento pudesse ser adiado para o período 1, ter-se-ia :

$$F_1^s = \text{Máximo} (0 , W_1^s - I) = \text{Máximo} (0 , 1650 - 1100) = \$ 550,00$$

$$F_1^d = \text{Máximo} (0 , W_1^d - I) = \text{Máximo} (0 , 550 - 1100) = 0 \text{ (Não exerce !)}$$

O valor da oportunidade de espera no período inicial será :

$$F_0 = \frac{E_0(F_1)}{1+i} = \frac{q_s \cdot F_1^s + q_d \cdot F_1^d}{1+i} = \frac{0,5 \times 550 + 0,5 \times 0}{1,1} = \$ 250,00$$

Considerando como **C** o valor da *oportunidade de espera* ou o *custo de oportunidade para investimento imediato*, encontra-se :

$$C = \$ 250,00 - \$ 100,00 = \$ 150,00$$

Assim, verificou-se que esperar para investir no período 1 é a melhor decisão, pois se pode apurar um valor para a opção de espera, que deve ser agregado ao VPL inicial do projeto.

7. METODOLOGIA

O trabalho se propõe a apresentar a aplicação de um modelo para tomada de decisão, pelo qual um grande consumidor poderá decidir em migrar para o mercado livre ou permanecer no mercado cativo, considerando os preços de energia vigentes nestes mercados, utilizando a metodologia de opções reais.

Para fins desta pesquisa, será considerado um consumidor de energia elétrica típico, situado na região sudeste do Brasil, com uma demanda contratada de 10.000.000 Watts (10 MW), nos horários ponta e fora de ponta, modalidade tarifária horosazonal azul, com fator de carga de 85% e atendido na tensão de 69.000 Volts (69 kV).

Tais parâmetros foram considerados por representarem valores próximos à realidade das empresas instaladas atualmente na região sudeste do Brasil. A região sudeste foi escolhida pelo fato de deter o maior número de grandes empresas no país, além de também concentrar as principais linhas de alta tensão e maior número de empresas distribuidoras, geradoras e comercializadoras de energia, conforme dados da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE.

Entretanto, a aplicação se propõe a atender quaisquer níveis de demanda contratada, fator de carga e tensão de energia, desde que os consumidores satisfaçam as condições de migração para o mercado livre de energia ou retorno ao mercado cativo, conforme estabelece a legislação do setor elétrico brasileiro.

A aplicação pretende precificar a **opção de migração** do grande consumidor de energia e, para tanto, utilizará o modelo binomial de Cox, Ross e Rubinstein (1979), devido sua construção ser mais simples e didática, permitindo generalizações a vários outros problemas. Ela servirá como base para tomadas de decisão tanto de clientes potencialmente livres migrando para o mercado livre de energia como para clientes já livres retornarem ao mercado cativo. Será considerado que, em ambos os casos, os clientes atendem plenamente as condições legais de migração.

Este trabalho terá dois momentos de análise: um avaliará a aplicação do modelo entre os anos de 2004 a 2006, quando será verificada a veracidade da aplicação em relação às decisões já tomadas dos grandes clientes, considerando os preços de energia do período; posteriormente será feita análise de 2007 a 2009, quando a aplicação do modelo apontará as melhores alternativas para os clientes, considerando os preços de energia do mercado atuais.

Inicialmente será feita uma coleta dos dados para levantamento dos preços de energia dos mercados cativo e livre, em cada um dos momentos de análise deste trabalho, determinando-se em cada momento os **preços de indiferença** das empresas distribuidoras de energia elétrica na região sudeste. São chamados **preços de indiferença** aos valores de energia no mercado livre (R\$/MWh) que igualam as tarifas médias (R\$/MWh) das faturas de energia elétrica dos mercados livre e cativo.

Posteriormente será feita a aplicação do modelo binomial em cada um dos momentos, análise dos dados e conclusões desta pesquisa.

8. COLETA DE DADOS

Considerando as premissas iniciais, tem-se que:

- Demanda total contratada = 10 MW
- Fator de carga (f_c) = 85%
- Número de horas de ponta no mês = 66 horas
- Número de horas fora de ponta no mês = 664 horas

Inicialmente, foram levantados os preços de indiferença das empresas distribuidoras de energia elétricas da região sudeste, conforme se exemplifica nas tabelas abaixo, que utilizam as tarifas publicadas de energia elétrica de uma distribuidora da região sudeste:

Tabela 2: Demanda e energia mensais a serem faturadas

Dados	Quantitativos
Demanda total contratada (MW)	10
Fator de carga total (f_c)	85,00%
Energia total (kWh)	6.205.000
Energia no horário de ponta (kWh)	561.000
Energia no horário de fora de ponta (kWh)	5.644.000

Tabela 3: Fatura mensal de energia elétrica do cliente cativo, sem impostos

Dados	kWh	Tarifa (R\$/kWh)	Total (R\$)
Consumo no horário de ponta	561.000	0,197397	R\$ 110.739,72
Consumo no horário fora de ponta	5.644.000	0,119633	R\$ 675.208,65
Demanda no horário de ponta	10.000	37,070000	R\$ 370.700,00
Demanda no horário fora de ponta	10.000	9,270000	R\$ 92.700,00
TOTAL			R\$ 1.249.348,37
Tarifa média (R\$/MWh)			R\$ 201,34

**Tabela 4: Fatura mensal de energia elétrica do cliente livre, sem impostos.
Determinação do preço de indiferença**

Dados	kWh	Tarifa (R\$/kWh)	Total (R\$)
Energia transportada no horário de ponta	561.000	0,024950	R\$ 13.996,95
Energia transportada no horário fora de ponta	5.644.000	0,024950	R\$ 140.817,80
Preço da energia livre	6.205.000	0,106560	R\$ 661.204,80
Uso do sistema no horário de ponta	10.000	34,970000	R\$ 349.700,00
Uso do sistema no horário fora de ponta	10.000	8,360000	R\$ 83.600,00
TOTAL			R\$ 1.249.319,55
Tarifa média (R\$/MWh)			R\$ 201,34
Preço de Indiferença (R\$/MWh)			R\$ 106,56

Para se determinar a tarifa média (R\$/MWh) da fatura de energia do cliente cativo, basta dividir o valor total da fatura (R\$) pela energia total consumida pelo cliente, nos horários ponta e fora de ponta. Assim, para o exemplo anterior, verifica-se que a tarifa média de energia é de **R\$ 201,34** por MWh. Para determinação do preço de indiferença, basta encontrar qual tarifa deve-se ter para o preço da energia livre de forma que a fatura de energia do cliente livre tenha a mesma tarifa média de **R\$ 201,34** por MWh. Utilizando-se uma planilha eletrônica, facilmente se determina o preço de indiferença de **R\$ 106,56** por MWh.

Assim, o preço de indiferença, sem impostos, para um cliente migrar ao mercado livre ou retornar ao mercado cativo é de R\$ 106,56 por MWh, ou seja, para valores de energia no mercado livre acima deste patamar é vantajoso o cliente permanecer no mercado cativo da distribuidora. Para valores abaixo deste, é justificável a migração para o mercado livre.

Analogamente a esta análise, levantou-se o preço médio de indiferença das 22 empresas distribuidoras de energia elétrica da região sudeste do Brasil, com base nas tarifas publicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

No final de dezembro de 2003, o preço médio de indiferença encontrado foi de **R\$ 85,06** por MWh, que será utilizado para a aplicação do modelo nos anos entre 2004 e 2006 (primeiro momento de análise). Para o segundo momento (2007 a 2009), será utilizado o preço médio de indiferença obtido até fevereiro de 2006, quando se encontrou **R\$ 134,15** por MWh,

Em cada momento a ser analisado, este trabalho utilizará em sua análise comparativa os preços de energia no mercado livre ofertados por empresas comercializadoras, para o período de 5 anos de contratação de energia. Na primeira análise, foram levantados valores em dezembro de 2003 para a energia livre no período de 2004 a 2008. Para o segundo momento, apuraram-se em fevereiro de 2006 os valores de energia para os anos de 2007 a 2011.

Baseado em informações levantadas em contratos de 10 (dez) empresas comercializadoras de energia do Brasil, bem como nas informações de leilões de energia e dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, obtiveram-se os seguintes preços médios de energia, em R\$ por MWh:

**Tabela 5: Preços médios de energia de empresas comercializadoras.
Base dezembro de 2003**

Ano	2004	2005	2006	2007	2008
Preço de energia (R\$/MWh)	53	68	74	80	88

**Tabela 6: Preços médios de energia de empresas comercializadoras.
Base fevereiro de 2006**

Ano	2007	2008	2009	2010	2011
Preço de energia (R\$/MWh)	115	128	135	144	152

Para cada análise, será considerado que o preço da energia permanece constante a partir do quinto ano.

Conforme se mencionou no início deste trabalho, a legislação do setor elétrico atual determina que, uma vez exercida a opção de mudança de mercado, seja livre ou cativo, o consumidor poderá retornar à condição anterior mediante comunicação à concessionária, à permissionária ou à autorizada de distribuição local, com 5 (cinco) anos de antecedência mínima, podendo este prazo ser reduzido a critério destas. Neste estudo será respeitada essa condição, dando ao consumidor a obrigatoriedade de respeitar os 5 (cinco) anos antes de alternar sua opção de mercado. Este período de carência possibilita as distribuidoras de energia se adequarem com antecedência ao mercado e efetuarem compra ou venda de energia considerando a entrada ou saída do consumidor, evitando penalizações e exposição ao mercado *spot*, ou seja, aos preços vigentes do mercado de energia livre.

9. APLICAÇÃO DO MODELO BINOMIAL

Para o projeto em questão, aplicou-se a teoria de opções reais considerando a flexibilidade de se abandonar o mercado cativo ou o mercado livre, realizando-se a migração ou o retorno. Conforme apresentado no trabalho de Copeland & Antikarov (2001), a análise de opções de abandono proporciona uma estimativa do valor do abandono ótimo e também indica quando o abandono deve ocorrer. Uma opção de abandono pode ser avaliada como uma opção de venda americana no valor corrente do projeto S , tendo como o preço de exercício o valor residual X . O valor de oportunidade do projeto com a opção para abandonar é $S + \text{máx.} (X - S , 0)$, ou $\text{máx.} (S , X)$. O valor da opção de abandono de um projeto cresce com o valor residual obtido com a venda dos ativos (*valor de exercício*), com o aumento da volatilidade do projeto e com a ampliação de sua vida útil, decrescendo com o aumento do valor do projeto.

Esta flexibilidade gerencial de abandonar um projeto é muito valiosa e deve ser precificada. Deve-se incorporar ao valor atual do negócio o preço desta flexibilidade, ou seja :

$$\text{VPL}_{\text{FINAL}} = \text{VPL}_{\text{TRADICIONAL}} + \text{Valor da opção real} \quad (4)$$

Valor do projeto com opção de abandono	=	Valor do projeto sem opção de abandono	+	Valor da opção de abandono
---	---	---	---	-------------------------------

Figura 2: Valor do projeto com opção de abandono

Neste projeto, será considerado um prazo de contratação de energia de 4 (quatro) anos com renovação automática a cada ano por mais 4 (quatro) anos, adequado à realidade de mercado, e um prazo de 5 (cinco) anos para retorno ao tipo de mercado anterior, conforme determina a legislação do setor elétrico.

Assim, exemplificando-se, caso um consumidor tenha optado pelo mercado livre em 01 de janeiro de 2007, ele deverá permanecer livre até 31 de dezembro de 2010. Ao chegar 01 de janeiro de 2008, o contrato se renova automaticamente até 31 de dezembro de 2011. Se em 01 de janeiro de 2008 o consumidor desejar retornar ao mercado cativo, ele ficará livre até 31 de dezembro de 2011 e retornará ao mercado cativo da distribuidora local em 01 de janeiro de 2012.

Na construção do modelo binomial e da árvore de eventos, foram consideradas as seguintes premissas, baseadas em valores de mercado :

Taxa de retorno do ativo livre de risco (r) = 7% a.a.

Intervalo de tempo (Δt) = 1 ano

Volatilidade (σ) = 10%

Segundo Cox, Ross e Rubinstein (1979), apresentam-se as equações do modelo binomial :

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (5)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} \quad (6)$$

$$a = e^{r\Delta t} \quad (7)$$

$$p = \frac{a - d}{u - d} \quad (8)$$

$$C = \frac{p \times C_u + (1-p) \times C_d}{a} \quad (9)$$

Onde :

a = Fator de crescimento

u = Fator de subida

d = Fator de descida

p = Probabilidade de subida

$(1 - p)$ = Probabilidade de descida

C = Valor atual da opção

Para ambos os casos, pode-se considerar a seguinte árvore de decisão :

Tabela 7: Árvore de decisão para os mercados cativo e livre

Ano X	Ano X+1	Ano X+2	Ano X	Ano X+1	Ano X+2
	u	cativo		u	cativo
		u			livre
		d			cativo
		livre			livre
	livre	u		livre	cativo
		livre			livre
cativo		d	livre		cativo
		livre			livre
	d	cativo		d	cativo
		u			livre
		d			cativo
		livre			livre
	livre	u		livre	cativo
		livre			livre
		d			cativo
		livre			livre

9.1 MODELAGEM PARA O PERÍODO ENTRE 2004 E 2006

Considerando-se o valor de R\$ 85,06 por MWh como preço de indiferença e apurados os preços de energia do mercado livre, conforme já apresentado, pode-se calcular o valor da opção de migração utilizando o modelo binomial.

Tabela 8: Preços de energia no mercado livre em dezembro de 2003

Ano	Tempo	Preço (R\$/MWh)
2004	t=0,0	53
2005	t=0,1	68
2006	t=0,2	74
2007	t=0,3	80
2008	t=0,4	88
2009	t=0,5	88
2010	t=0,6	88
2011	t=0,7	88
2012	t=0,8	88
2013	t=0,9	88
2014	t=0,10	88

Partindo-se de um estado inicial como cativo, tem-se a seguinte árvore:

Tabela 9: Valor da opção de migração no mercado cativo (2004 a 2006)

t=0	u	t=1	u	t=2
2004	d	2005	d	2006
R\$ 3,00	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	R\$ 19,70	R\$ (40,82)	R\$ -	R\$ (75,05)
		R\$ 6,64	R\$ -	R\$ -
		R\$ 19,70	R\$ -	R\$ (9,84)
			R\$ -	R\$ -
			R\$ 43,55	R\$ (17,11)
			R\$ -	R\$ -
			R\$ 9,93	R\$ (2,24)
				R\$ -
				R\$ (9,84)
				R\$ -
				R\$ 43,55
				R\$ -
				R\$ (2,24)
				R\$ -
				R\$ 9,93

O valor de R\$ 3,00 por MWh representa o valor atual da opção pela escolha do mercado cativo e foi encontrado utilizando-se as equações do modelo binomial de Cox, Ross e Rubinstein (1979), conforme apresentado. Este valor equivale a uma oportunidade embutida de R\$ 223,38 mil por ano, considerando um volume de energia anual de 74.460 MWh (6.205 MWh mensais, conforme tabela 2).

Pelos métodos tradicionais de análise de investimento, o valor presente líquido (VPL) do projeto na escolha do mercado cativo vale zero, uma vez que não existe preço de indiferença. O valor de R\$ 3,00 por MWh representa o valor da flexibilidade gerencial que, incorporada ao VPL tradicional (zero), agrega valor ao VPL final do projeto, confirmando o objetivo central do modelo de opções reais.

Para um estado inicial livre, a árvore binomial é:

Tabela 10: Valor da opção de migração no mercado livre (2004 a 2006)

t=0	u	t=1	u	t=2
2004	d	2005	d	2006
R\$ 60,56	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	R\$ 6,64	R\$ (8,69)	R\$ -	R\$ (75,05)
		R\$ 6,64	R\$ -	R\$ -
		R\$ 5,39	R\$ -	R\$ (9,84)
			R\$ -	R\$ -
			R\$ 43,55	R\$ (17,11)
			R\$ -	R\$ -
			R\$ 9,93	R\$ (2,24)
				R\$ -
				R\$ (9,84)
				R\$ -
				R\$ 43,55
				R\$ -
				R\$ (2,24)
				R\$ -
				R\$ 9,93

Para o cálculo do valor da opção real, foi necessário também determinar o valor presente líquido do fluxo de caixa da diferença dos preços de energia no mercado livre e o preço de indiferença (R\$ 85,06 por MWh), descontado à taxa de retorno do ativo livre de risco r (7% ao ano), no período de 2004 a 2008, conforme tabela abaixo:

Tabela 11: Diferença entre o preço de indiferença e a energia no mercado livre (2004 a 2008)

Ano	Tempo	Preço (R\$/MWh)	Diferença (R\$/MWh)
2004	t=0,0	53	32,06
2005	t=0,1	68	17,06
2006	t=0,2	74	11,06
2007	t=0,3	80	5,06
2008	t=0,4	88	-2,94

Assim :

$$VPL = 32,06 + \frac{17,06}{(1+0,07)} + \frac{11,06}{(1+0,07)^2} + \frac{5,06}{(1+0,07)^3} + \frac{-2,94}{(1+0,07)^4}$$

$$VPL = R\$ 59,55 / MWh$$

O valor de R\$ 59,55 por MWh é o valor do VPL tradicional do projeto com a migração para o mercado livre. O valor de R\$ 60,56 por MWh representa o valor atual da opção pelo mercado livre. A diferença de R\$ 1,01 por MWh quantifica a opção real, que agregou valor ao VPL tradicional.

Nessas condições, o valor da opção de migração é o maior valor entre R\$ 3,00 (mercado cativo) e R\$ 60,56 (mercado livre), ou seja, R\$ 60,56 por MWh. Para o volume mensal de energia previsto de 6.205 MWh, isto representa um benefício de R\$ 375,8 mil mensais, ou seja, aproximadamente R\$ 4,5 milhões por ano para um consumo de energia anual de 74.460 MWh.

9.2 MODELAGEM PARA O PERÍODO ENTRE 2007 E 2009

Analogamente ao estudo feito entre 2004 e 2006, será determinado o valor da opção de migração utilizando-se o modelo de Cox, Ross e Rubinstein (1979). Considera-se o preço de indiferença de R\$ 134,15 por MWh e os preços de energia do mercado livre abaixo:

Tabela 12: Preços de energia no mercado livre em fevereiro de 2006

Ano	Tempo	Preço (R\$/MWh)
2007	t=0,0	115
2008	t=0,1	128
2009	t=0,2	135
2010	t=0,3	144
2011	t=0,4	152
2012	t=0,5	152
2013	t=0,6	152
2014	t=0,7	152
2015	t=0,8	152
2016	t=0,9	152
2017	t=0,10	152

Para um estado inicial como cativo, determina-se a árvore binomial:

Tabela 13: Valor da opção de migração no mercado cativo (2007 a 2009)

t=0	u	t=1	u	t=2
2007	d	2008	d	2009
R\$ 0,75	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	R\$ 4,95	R\$ (113,25)	R\$ -	R\$ (172,38)
		R\$ 4,95	R\$ -	R\$ -
		R\$ (10,20)	R\$ -	R\$ (59,74)
			R\$ -	R\$ -
			R\$ 32,48	R\$ (39,29)
			R\$ -	R\$ -
			R\$ 7,40	R\$ (13,62)
				R\$ -
				R\$ (59,74)
				R\$ -
				R\$ 32,48
				R\$ -
				R\$ (13,62)
				R\$ -
				R\$ 7,40

O valor de R\$ 0,75 por MWh representa o valor atual da opção pela escolha do mercado cativo e equivale a uma oportunidade embutida de R\$ 55,85 mil por ano, considerando um volume de energia anual de 74.460 MWh (6.205 MWh mensais, conforme tabela 2).

Como o VPL tradicional na escolha do mercado cativo vale zero, o valor de R\$ 0,75 por MWh representa o valor opção real que, incorporada ao VPL tradicional (zero), traz valor ao VPL final do projeto.

Da mesma maneira, analisando o estado inicial livre, tem-se:

Tabela 14: Valor da opção de migração no mercado livre (2007 a 2009)

t=0	u	t=1	u	t=2
2007	d	2008	d	2009
R\$ 3,25	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
	R\$ 4,95	R\$ (24,12)	R\$ -	R\$ (172,38)
		R\$ 4,95	R\$ -	R\$ -
		R\$ (1,29)	R\$ -	R\$ (59,74)
			R\$ -	R\$ -
			R\$ 32,48	R\$ (39,29)
			R\$ -	R\$ -
			R\$ 7,40	R\$ (13,62)
				R\$ -
				R\$ (59,74)
				R\$ -
				R\$ 32,48
				R\$ -
				R\$ (13,62)
				R\$ -
				R\$ 7,40

Calculando-se o valor presente líquido do fluxo de caixa da diferença dos preços de energia no mercado livre e o preço de indiferença (R\$ 134,15 por MWh), descontado à taxa de retorno do ativo livre de risco r (7% ao ano), no período de 2007 a 2011, tem-se :

Tabela 15: Diferença entre o preço de indiferença e a energia no mercado livre (2007 a 2011)

Ano	Tempo	Preço (R\$/MWh)	Diferença (R\$/MWh)
2007	t=0,0	115	19,15
2008	t=0,1	128	6,15
2009	t=0,2	135	-0,85
2010	t=0,3	144	-9,85
2011	t=0,4	152	-17,85

Assim :

$$VPL = 19,15 + \frac{6,15}{(1+0,07)} + \frac{-0,85}{(1+0,07)^2} + \frac{-9,85}{(1+0,07)^3} + \frac{-17,85}{(1+0,07)^4}$$

$$VPL = R\$ 2,50 / MWh$$

O valor de R\$ 2,50 por MWh representa o valor do VPL tradicional do projeto com a migração para o mercado livre. O valor de R\$ 3,25 por MWh é o valor atual da opção pelo mercado livre. A diferença de R\$ 0,75 por MWh valoriza a opção real que , juntamente ao VPL tradicional, eleva o valor final do projeto.

Nessas condições, o valor da opção de migração é o maior valor entre R\$ 0,75 (mercado cativo) e R\$ 3,25 (mercado livre), ou seja, R\$ 3,25 por MWh. Para o volume mensal de energia previsto de 6.205 MWh, isto representa um benefício de R\$ 20,2 mil mensais, ou seja, aproximadamente R\$ 242 mil por ano para um consumo de energia anual de 74.460 MWh.

10. ANÁLISE DE RESULTADOS

No período entre 2004 e 2006, o valor de R\$ 60,56 por MWh encontrados para a opção pelo mercado livre superou com grande vantagem os R\$ 3,00 por MWh encontrados para o mercado cativo de energia. Isto representou que migrar para o mercado livre era, naquela época, a melhor decisão a ser tomada. Tal escolha traria ao grande consumidor em 2004 um benefício anual aproximado de R\$ 4,5 milhões.

Estes números podem explicar o que, de fato, se observou no mercado de energia a partir de 2004. Conforme dados da Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, grande parte dos consumidores potencialmente livres de energia migraram para o mercado livre a partir de 2004. Atualmente, a parcela de consumidores potencialmente livres que já optaram pelo mercado livre de energia representa cerca de 90% de todo o contingente.

Outra observação importante a ser feita é que o mercado ainda continua favorável à migração para o mercado livre de energia.

Conforme se observou na aplicação do modelo para os anos entre 2007 e 2009, a opção pelo mercado livre de energia representa um ganho anual de R\$ 242 mil, devido aos R\$ 3,25 por MWh encontrados como valor da opção de migração, contrapondo-se aos R\$ 0,75 por MWh do mercado cativo.

Entretanto, esta redução no valor da opção de R\$ 60,56 por MWh em 2004 para apenas R\$ 3,25 por MWh em 2007 pode estar sinalizando uma maior exposição ao risco para aquele que optar pelo mercado livre. A possibilidade de déficit de energia, como o ocorrido no ano de 2001, as incertezas nos preços futuros de energia e as políticas regulatórias ainda preocupam os grandes consumidores de energia, o que pode levar à celebração de contratos de menores prazos no ambiente livre.

Utilizando os valores encontrados, pode-se também realizar análises de sensibilidade das variáveis envolvidas na aplicação.

A volatilidade representa um papel fundamental no modelo de opções. A proposta inicial considera uma volatilidade de 10%, devido estar próxima aos valores encontrados no mercado. Entretanto, considerando a modelagem entre 2007 e 2009 e variando-se a volatilidade de 5 em 5% para uma taxa livre de risco de 7% ao ano, verifica-se um aumento do valor da opção de migração, conforme abaixo:

Tabela 16: Comparação entre a volatilidade e o valor da opção de migração

Volatilidade (%)	Valor da opção (R\$/MWh)
5	2,50
10	3,25
15	8,04
20	15,39
25	25,56
30	37,70
35	50,23
40	62,94
45	75,72
50	88,50

A tabela mostra que, para uma volatilidade dos preços de energia no mercado livre de 30%, a opção de migração possui valor de R\$ 37,70 por MWh, o que representa um benefício de R\$ 234 mil mensais, ou seja, aproximadamente R\$ 2,8 milhões por ano para um consumo de energia anual de 74.460 MWh.

De maneira análoga, uma elevação na taxa livre de risco provoca um aumento no valor da opção de migração, mantendo-se constante o valor da volatilidade. Considerando $\sigma = 10\%$, tem-se:

Tabela 17: Comparação entre a taxa livre de risco e o valor da opção de migração

Taxa livre de risco (%)	Valor da opção (R\$/MWh)
5	3,42
10	4,45
15	7,98
20	11,26
25	14,19
30	16,76
35	18,98
40	20,89

Considerando uma taxa livre de risco de 20% ao ano, a opção de migração possui valor de R\$ 11,26 por MWh, o que se traduz em um benefício de R\$ 70 mil mensais, cerca de R\$ 838,4 mil por ano.

A variação no preço de indiferença também acarreta sensíveis modificações nos valores da opção de migração. Incrementando-se os valores dos preços de indiferença, percebe-se um aumento no valor da opção, considerando como constantes as demais variáveis.

Pode-se observar que:

Tabela 18: Comparação entre o preço de indiferença e o valor da opção de migração

Preço de Indiferença (R\$)	Valor da opção (R\$/MWh)
130	0,43
132	0,59
134	2,58
136	11,51
138	20,44
140	29,37
142	38,30
144	47,23
146	56,16

Para um preço de indiferença de R\$ 140,00, a opção de migração apresenta valor de R\$ 29,37 por MWh, levando a um benefício de R\$ 182,24 mil mensais, aproximadamente R\$ 2,187 milhões por ano para um mesmo volume de energia consumido.

11. CONCLUSÕES

O presente trabalho se propôs a apresentar a aplicação de um modelo para tomada de decisão, a partir do qual um consumidor potencialmente livre poderá optar pela migração para o mercado livre de energia ou retornar para o mercado cativo, se já for cliente livre, utilizando a metodologia de opções reais.

A maior contribuição desta pesquisa é o desenvolvimento desta aplicação no setor de comercialização energia elétrica, até então pouco explorado na abordagem de opções reais. Pode-se também apresentar a nova estrutura do setor elétrico brasileiro e os ambientes relacionados aos mercados cativo e livre, bem como a formatação da conta de energia de um cliente de alta tensão, em conformidade à legislação específica deste setor.

Utilizando-se da aplicação do modelo binomial, atrelado à metodologia de opções reais, que o mercado livre foi a melhor opção nos anos de 2004 a 2006, confirmando o que realmente se observou no mercado. Inferindo-se à atualidade, a aplicação também aponta o mercado livre como melhor opção para os anos de 2007 a 2009, mas sinaliza cautela das negociações de longo prazo, em face da expressiva queda no valor da opção de migração, o que demonstra uma preocupação das grandes indústrias com os preços futuros de energia, políticas governamentais e com a situação energética do país.

Pode-se confirmar a metodologia de opções reais pelos resultados encontrados, que incorporaram ao VPL final do projeto o valor da oportunidade de abandono, valorando a flexibilidade gerencial.

Por meio de análises de sensibilidade, verificou-se que os aumentos da volatilidade do ativo objeto, da taxa livre de risco e do preço de indiferença da energia acarretam em elevação do preço da opção de migração, com o conseqüente reflexo no benefício financeiro deste aumento.

Espera-se que este trabalho sirva de alicerce para construção de modelos mais aperfeiçoados para tomadas de decisões, considerando as atuais condições de escassez energética, as incertezas nos preços futuros de energia, as condições hidrológicas e as políticas regulatórias governamentais.

Sugere-se para pesquisas posteriores a expansão do número de períodos de análise do modelo binomial, bem como a utilização de outros modelos, como Black & Sholes, análise de Monte Carlo, entre outros, para se precificar o valor da opção de migração.

Além disso, pode-se estender o trabalho para todo o mercado nacional, abrangendo todas as empresas distribuidoras de energia e comercializadoras do país, buscando-se outros preços de indiferença e atualizando-se o valor da energia do mercado livre.

12. REFERÊNCIAS

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADÉE. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br>>. Acesso em 15 fev. 2006.

Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE. Disponível em <<http://www.abrace.org.br>>. Acesso em 18 fev. 2006.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 26 abr. 2006.

ASSAF NETO, Alexandre. **Matemática Financeira e suas Aplicações.** São Paulo: Atlas, 2003.

BLACK, Fisher, SCHOLLES, Myron. **The Pricing of Options and Corporate Liabilities.** Journal of Political Economy, May-June 1973, p. 637-654.

BREALEY, Richard A., MYERS, Stewart C. **Princípios de Finanças Empresariais.** Tradução Maria do Carmo Figueira. Portugal: McGraw-Hill, 1992.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em 22 mar. 2006.

COPELAND, T. E., ANTIKAROV, V. **Opções Reais: Um Novo Paradigma para Reinventar a Avaliação de Investimentos.** Tradução Maria José Cyhlar Monteiro. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

COX, J.; ROSS, S. A.; RUBINSTEIN, M. **Option pricing: a simplified approach.** Journal of Financial Economics, nº 7, Oct. 1979, p. 229-264.

Decreto nº 774/93. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 10 fev. 2006.

Decreto nº 5.163/04. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 10 fev. 2006.

DIAS, Marco Antônio Guimarães. **Opções Reais Híbridas com Aplicações em Petróleo.** Tese de Doutorado. PUC-RJ, 2005.

DIXIT, Avinash K., PINDYCK, Robert S. **Investment under Uncertainty**. New Jersey: Princeton University Press, 1994.

GOMES, Leonardo L. **Avaliação de Termelétricas no Brasil Estudando o Melhor Momento de Investimento por Modelos de Opções Reais**. Tese de Doutorado. PUC-RJ, 2002.

HULL, John C. **Fundamentos dos Mercados Futuros e de Opções**. São Paulo: BM&F, 2005.

Lei nº 8.631/93. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 07 out. 2005.

Lei nº 10.847/04. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 25 set. 2005.

Lei nº 10.848/04. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 25 set. 2005.

Lei nº 9.074/95. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 09 set. 2005.

MARANGON L., J.W.L, NORONHA, J.C.C., FERREIRA, T.G.L., MIRANDA FILHO, J., SANTOS, P.E.S, J. W. Marangon Lima. **Investimentos em Distribuição: Uso de Opções Reais no Novo Paradigma Criado pela Lei 10848/04**. Brasília: XVI SENDI, 2004.

MEIRELLES, J.L.F., REBELATTO, D.A.N., MATIAS, A.B. **A Teoria de Opções e sua Aplicação na Avaliação de Investimentos**. Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade. VI SEMEAD. USP, 2004.

MINARDI, Andrea Maria Accioly Fonseca. **Teoria de Opções Aplicada a Projetos de Investimento**. São Paulo: Atlas, 2004.

MIRANDA FILHO, Jacques. **Investimento em Distribuição utilizando Opções Reais**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, 2005.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Disponível em <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em 17 jan. 2006.

Resolução ANEEL nº 264. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 28 ago. 2005.

Resolução ANEEL nº 456. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em 10 jul. 2005.

ROSS, Stephen A., WESTERFIELD, Randolph W., JAFFE, Jeffrey F. **Administração Financeira.** Tradução Antonio Zoratto Sanvicente. São Paulo: Atlas, 2002.

SILVA NETO, L. A. **Opções: Do Tradicional ao Exótico.** São Paulo: Atlas, 1996.

TRIGEORGIS, L. **The Nature of Option Interactions and the Valuation of Investments with Multiple Real Options.** Journal of Financial and Quantitative Analysis, v.26, n.3, 1993.

_____. **Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation.** Cambridge, MA: The MIT Press, 1996.

_____. **Valuing Real Investment Opportunities: An options Approach to Strategic Capital Budgeting.** Doctoral Thesis. Harvard University, 1986.

VOLPE FILHO, Clovis Alberto, ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. **Setor Elétrico.** Curitiba: Juruá, 2004.

13. GLOSSÁRIO

- I. **Carga instalada:** soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).
- II. **Concessionária ou permissionária:** agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de energia elétrica.
- III. **Consumidor:** pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicitar à concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.
- IV. **Consumidor livre:** consumidor que pode optar pela compra de energia elétrica junto a qualquer fornecedor, conforme legislação e regulamentos específicos.
- V. **Contrato de fornecimento de energia:** instrumento contratual em que a concessionária e o consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "A" ajustam as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica.
- VI. **Contrato de uso e de conexão:** instrumento contratual em que o consumidor livre ajusta com a concessionária as características técnicas e as condições de utilização do sistema elétrico local, conforme regulamentação específica.

- VII. **Demanda:** média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação, na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.
- VIII. **Demanda contratada:** demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega de energia, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada, durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).
- IX. **Demanda faturável:** valor da demanda de potência ativa, identificada de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).
- X. **Demanda medida:** maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).
- XI. **Energia elétrica ativa:** energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh).
- XII. **Energia elétrica reativa:** energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reactivo-hora (kvarh).

- XIII. **Estrutura tarifária:** conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.
- XIV. **Estrutura tarifária horosazonal:** estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano.
- XV. **Fator de carga:** razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado.
- XVI. **Fator de demanda:** razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora.
- XVII. **Fator de potência:** razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas num mesmo período especificado.
- XVIII. **Fatura de energia elétrica:** nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.
- XIX. **Grupo “A”:** grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV e subdividido nos subgrupos A1, A2, A3, A3a, A4 e AS.

- XX. **Horário de ponta (P)**³: período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi”, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico.
- XXI. **Horário fora de ponta (F)**: período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.
- XXII. **Período úmido (U)**: período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.
- XXIII. **Período seco (S)**: período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.
- XXIV. **Subgrupo A1**: grupamento composto de unidades consumidoras do Grupo “A” com tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV.
- XXV. **Subgrupo A2**: grupamento composto de unidades consumidoras do Grupo “A” com tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV.
- XXVI. **Subgrupo A3**: grupamento composto de unidades consumidoras do Grupo “A” com tensão de fornecimento de 69 kV.

³ Usualmente as concessionárias de energia elétrica consideram como horário de ponta o período de 18h00min as 21h00min por ser o mais crítico para o sistema elétrico.

- XXVII. **Subgrupo A3a:** grupamento composto de unidades consumidoras do Grupo “A” com tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV.
- XXVIII. **Subgrupo A4:** grupamento composto de unidades consumidoras do Grupo “A” com tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV.
- XXIX. **Subgrupo AS:** grupamento composto de unidades consumidoras com tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas no Grupo “A” em caráter opcional.
- XXX. **Tarifa:** preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potência ativas.
- XXXI. **Tarifa Azul:** modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.
- XXXII. **Tarifa Verde:** modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.
- XXXIII. **Unidade consumidora:** conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega de energia, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor.