

Avaliação de uma Unidade de Geração de Energia Através da Teoria de Opções Reais

Alexandre Caporal[†]
Abengoa Brasil

Luiz Eduardo Teixeira Brandão[‡]
Professor da PUC-Rio

RESUMO: Desde o final da década de 1990, o setor elétrico brasileiro vem sofrendo fortes mudanças estruturais, cujo principal objetivo é o de aumentar a competição e permitir ao setor crescer através do investimento privado. Em função disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem oferecido uma multiplicidade de oportunidades de investimentos, principalmente através de leilões de unidades geradoras de energia (em sua maioria hidrelétricas), de linhas de transmissão e incentivos ao investimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Neste artigo, propomos um modelo de avaliação de uma unidade de geração de energia em condições de incerteza, incorporando a flexibilidade de escolha do mecanismo de venda da energia gerada através da metodologia das Opções Reais, e aplicamos este modelo ao caso de uma PCH. Os resultados indicam que o projeto flexível tem um valor significativamente maior do que o valor obtido através da análise de fluxo de caixa tradicional.

Palavras-chave: opções reais; análise de projetos; flexibilidade gerencial; análise de decisões.

Recebido em 27/05/2008; revisado em 02/07/2008; aceito em 05/07/2008.

Correspondência com autores:

[†]

Abengoa Brasil

*Endereço: Av Marechal Câmara, 160/18º andar
Centro - Rio de Janeiro – RJ – Brasil*

CEP: 20020-907

E-mail: alexandre.caporal@abengoabrasil.com.br

Telefone: (21) 2 221-3338

[‡]

Professor da PUC-Rio

*Endereço: Rua Marques de São Vicente 225,
Gávea, Rio de Janeiro – RJ – Brasil*

CEP: 22451-900

E-mail: brandão@iag.puc-rio.br

Telefone: (21) 2138-9304

Nota do Editor: Este artigo foi aceito por Alexsandro Broedel Lopes.

1. INTRODUÇÃO

O setor elétrico no Brasil passa por um processo de reformas que tem entre os seus objetivos, melhorar a eficiência e a capacidade de autofinanciamento setorial através da introdução da concorrência em alguns segmentos de mercado, de tarifas adequadas e regulamentação por incentivos nos setores que permaneceram como monopólio natural. Em função disso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) passou a oferecer uma multiplicidade de oportunidades de investimentos, geradas principalmente pela implantação dos leilões de unidades geradoras de energia (em sua maioria hidrelétricas), de linhas transmissoras e incentivos para o investimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH).

Essas novas oportunidades de investimento no setor elétrico exigem que o investidor analise a viabilidade financeira de implementação destes projetos. O problema da precificação de projetos de geração de energia pode ser entendido como o problema da avaliação de uma concessão ou contrato de risco, onde o investidor detém os direitos de exploração por um período de tempo finito e tem a necessidade de conhecer o valor que pode auferir por estes direitos. Nesse contexto, o preço da energia tanto nos contratos de longo prazo quanto no mercado *Spot*, de livre negociação, é uma variável fundamental na avaliação de projetos de geração de energia elétrica, e que é influenciada pelo desempenho da economia e pela oferta do produto no mercado. Por outro lado, existe flexibilidade na forma de comercialização da energia gerada, seja através de contratos de longo prazo a preço fixo, ou por contratação no mercado *Spot*, o que pode também vir a afetar o valor do projeto. A decisão operacional estratégica ótima será então aquela que maximiza o valor do projeto ao longo da sua vida útil através da escolha da melhor forma de comercialização a cada instante de decisão.

Neste artigo apresentamos um modelo de avaliação de uma concessão de uma unidade de geração de energia elétrica considerando incerteza de preço da energia, a irreversibilidade dos investimentos e a existência de flexibilidade gerencial, através da metodologia das opções reais. Em seguida, aplicamos este modelo ao caso de uma unidade de pequeno porte (Pequena Central Hidrelétrica – PCH). A flexibilidade no gerenciamento de um projeto de geração de energia elétrica é representada pela opção de comprar fluxos de caixa futuros do empreendimento através de um investimento, e pelas decisões operacionais estratégias disponível ao longo da vida útil da concessão. Em seguida, ilustramos este modelo com uma aplicação prática.

A literatura a respeito da aplicação da metodologia das opções reais na avaliação de ativos de energia tem-se concentrado principalmente ao caso das usinas térmicas de geração, devido às flexibilidades gerenciais inerentes a estes ativos. Griffes, Hsu & Kahn (1999) estudaram os tipos de opções reais que podem existir nesse tipo de empreendimento, identificando as opções de crescimento, de abandono, de espera, opção de conversão e repotencialização, e a opção de flexibilidade operacional. Deng, Johnson & Sogomonian (1998) consideram que o custo do combustível representa o custo variável de operação, e a usina é operada a plena carga apenas quando o preço *Spot* da energia elétrica for maior do que o custo variável. Frayer e Uludere (2001) analisaram o valor de dois ativos de geração no mercado regional do noroeste americano e mostram através de uma análise por opções reais que uma usina térmica a gás que opere apenas durante os picos de demanda pode ter um valor maior do que uma usina a carvão, mesmo que o seu custo marginal de operação seja mais alto.

No Brasil, Castro (2000) estudou o valor da flexibilidade operacional de uma usina térmica a gás, incorporando ao modelo de Deng, Johnson & Sogomonian as características do sistema brasileiro e considerando ainda a possibilidade de contratação bilateral de energia. Melo (1999) estudou as variáveis que afetam os preços de energia no Brasil, onde a geração é predominantemente hidráulica, concluindo que períodos de seca prolongados podem levar a uma situação de escassez que tende a elevar o preço da eletricidade, enquanto que períodos de chuva acima da média tendem a encher os reservatórios das usinas e com isso, reduzir o preço. Gomes (2002) estudou a dinâmica de investimentos privados em geração termelétrica no Brasil utilizando a Teoria das Opções Reais para determinar o melhor momento para a construção de um empreendimento considerando uma incerteza exógena na expansão da oferta de termelétricas, e também quando a expansão da oferta ocorre em resposta às incertezas e à interação entre os agentes. Não foi encontrada na literatura, no entanto, nenhuma referência a respeito da aplicação da metodologia das opções reais a PCH, provavelmente devido ao fato de que a legislação que regula a construção e operação destas usinas ser recente, assim como a existência de um mercado livre de energia no Brasil.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma. Na primeira seção apresentamos esta introdução, os objetivos e uma revisão da literatura. Na seção dois, apresentamos uma introdução ao mercado de energia elétrica no Brasil e às Pequenas Centrais hidrelétricas (PCH's), e as diferentes formas possíveis de contratação de energia. Na seção três propomos um modelo de avaliação em tempo discreto para ativos de geração de energia no Brasil através da metodologia de opções reais, e em seguida aplicamos ao caso de uma PCH e apresentamos os resultados obtidos. Na seção cinco concluímos.

2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Impulsionado por investimentos governamentais, o setor elétrico brasileiro passou por um período de grande crescimento a partir da década de 1960. Esse crescimento era baseado principalmente na disponibilidade de crédito internacional a juros baixos, instrumentos tributários de financiamento setorial, política tarifária realista e ampla disponibilidade de recursos hídricos de baixo custo próximos aos centros de carga. O fim do crédito externo e a alta da inflação no final da década de 1970 levaram o setor público a uma grave crise fiscal que perdurou por toda a década seguinte, com forte redução nos investimentos em geração de energia.

Na segunda metade da década de 1990, foi dado início a um processo de reformas do setor elétrico brasileiro com a implantação de políticas regulatórias, privatização de ativos, instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este processo tinha como principal objetivo concentrar as atribuições do Estado essencialmente na formulação de políticas energéticas para o setor e na regulação de suas atividades, incluindo geração, transmissão, comercialização e distribuição. Neste novo modelo foram incorporados novos agentes como o consumidor livre, o autoprodutor e o produtor independente de energia, bem como a desverticalização do setor e a introdução da livre concorrência nas áreas de geração e comercialização visando atrair o capital privado, reduzir custos e aumentar a eficiência global do sistema.

Uma das áreas onde foram criados incentivos para a atuação do setor privado foi o investimento em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). Uma PCH é o aproveitamento de potencial hidrelétrico de potência superior a 1 MW e inferior ou igual a 30 MW, destinado à

produção independente ou autoprodução, com limite de reservatório de 3,0 km². Esses empreendimentos visam atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão e em pontos marcados pela expansão agrícola nacional, promovendo o desenvolvimento de regiões remotas no país. Recentemente, foram instituídas mudanças na regulação e incentivos aos investidores destes projetos, que são de pequeno porte e baixo impacto ambiental, com o intuito de adicionar ao sistema elétrico nacional cerca de 5.000 MW de potência nos próximos 10 anos. De acordo com a ANEEL, ao final de 2007, já existiam no Brasil 298 PCHs em operação, totalizando 1.979 MW de potência ao sistema interligado nacional.

O potencial de geração hidrelétrica do país é de aproximadamente 260 GW, dos quais apenas 28% estão sendo utilizados e desse total, apenas 1,95% é explorado através de PCH's. Dessa maneira, as PCH's se apresentam como uma solução de curto prazo para o incremento na capacidade de geração instalada no país, sendo que 76 empreendimentos representando 1.278 MW encontram-se em construção em 2008 para entrar em operação a curto prazo. Isso se deve a características como menor cronograma de instalação e início de operação, facilidade de localização próxima aos centros de carga e maior facilidade quanto a exigências legais/regulatórias.

2.1 Mecanismos de Venda de Energia Produzida por PCH

A energia produzida por uma PCH pode ser vendida através de contratos bilaterais de energia (Power Purchase Agreement - PPA), vendas à longo prazo para a Eletrobrás através do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) ou venda no mercado *Spot* na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE). Considerando os mecanismos de venda de energia, podemos distinguir as PCH's com venda inflexível e PCH's com venda flexível.

As PCH's inflexíveis são aquelas onde a venda da energia é negociada através de contratos de longo prazo, seja através de Contratos Bilaterais (PPA's – Power Purchase Agreement), ou participantes do PROINFA. Elas são consideradas inflexíveis porque seus preços de venda são pré-estabelecidos nos contratos de longo prazo, e, portanto, não são afetadas por variações no preço *Spot* de energia. As PCH's flexíveis, por outro lado, tem a sua energia negociada diretamente no mercado *Spot* (CCEE), estando sujeitas as oscilações de preço desse mercado.

2.1.1 Power Purchase Agreement - PPA

Os acordos bilaterais são definidos como contratos de compra e venda de energia negociados livremente entre dois agentes de mercado sem a interferência da CCEE, sendo divididos em duas subcategorias de acordo com o prazo de duração do Contrato: Longo Prazo (igual ou superior a seis meses de duração sendo necessário o protocolo de registro de contrato na CCEE) e Curto Prazo (inferior a seis meses de fornecimento).

O registro de contratos na CCEE não contém informações de preços negociados, apenas os montantes contratados em MWh entre as empresas, que serão contabilizados em base horária e modulados por patamar de carga sem validações, ou seja, os dados não precisam ser iguais para um mesmo período.

O preço da energia no mercado de curto prazo é demasiadamente volátil para sinalizar com eficiência a necessidade de entrada de nova geração. Devido a esse fato, a concepção do modelo considera que o “motor” para a expansão do sistema é a disposição de contratar parte da demanda através de contratos bilaterais de compra antecipada de energia, denominados PPAs - Power Purchase Agreement. Embora os PPAs sejam instrumentos financeiros, a exigência regulatória de que os mesmos sejam respaldados por capacidade física de geração, garante que o estímulo à contratação bilateral resulte na entrada de nova oferta.

2.1.2 PROINFA

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, para aumentar a participação da energia elétrica gerada a partir de unidades de produção baseadas em biomassa, eólica e Pequena Central Hidrelétrica – PCH no Sistema Interligado Nacional – SIN. O objetivo é contratar 3.300 MW de potência instalada numa primeira etapa, após a qual o Ministério de Minas e Energia (MME) definirá o montante de energia renovável a ser contratado, considerando que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa média de suprimento não poderá exceder a um limite pré-definido, em qualquer ano, quando comparado com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. O valor econômico correspondente a cada fonte, a ser definido pelo Ministério de Minas e Energia – MME, e válido para a primeira etapa do Programa, será o de venda da energia elétrica para as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. ELETROBRÁS, e terá como piso, no caso de pequenas centrais hidrelétricas, o equivalente a 70% da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao consumidor final.

2.1.3 Câmara de Comercialização de Energia e o mercado Spot

É na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) que ocorre o processamento da contabilização da Energia Elétrica produzida e consumida no Brasil, o que representa um mercado de cerca de 500 milhões de MWh por ano. A contabilização da CCEE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos Agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada), conforme ilustrado na Figura 1:

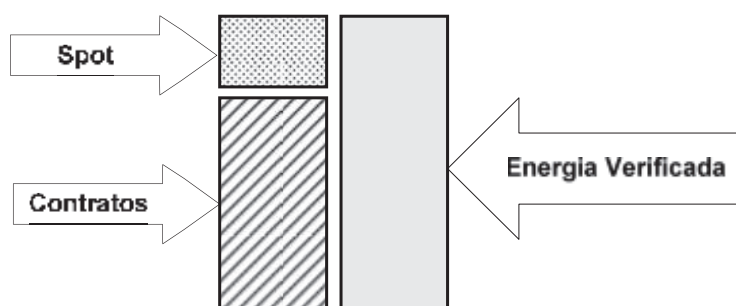


Figura 1 – Contabilização da energia disponível no sistema

Fonte: os autores

As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram na CCEE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada mensalmente na CCEE, ao Preço de Mercado

reservatórios, os períodos de baixo custo ocorrem usualmente durante vários anos, separados por períodos de alto custo, causados por secas ou rápido crescimento de demanda não lastreado por geração de energia, como mostra a Figura 2.

O CMO reflete o equilíbrio dinâmico entre a oferta e a demanda por eletricidade. A previsão deste preço é difícil devido às incertezas nas afluições futuras aos reservatórios, acarretando um nível considerável de volatilidade. Além disso, a distribuição de probabilidades dos preços futuros é bastante assimétrica.

A Fonte: CCEE

Tabela 1 mostra as principais estatísticas descritivas do CMO por subsistema. Observa-se que os coeficientes de assimetria são bem maiores do que zero, indicando que as distribuições dos preços *Spot* têm assimetria positiva. Além disso, verifica-se que o coeficiente de achatamento (curtose) é maior do que 3 em quase todos os casos, indicando o pouco achatamento das distribuições e uma concentração de valores em torno da média.

Mercado	Mín	Máx	Média	Desvio Padrão	Assimetria	Curstose	Vol %
Sudeste	4,00	684,00	93,91	165,64	2,55	6,08	1,76
Sul	4,00	430,34	44,60	68,09	3,66	16,75	1,53
Nordeste	4,00	684,00	112,80	197,87	1,98	2,58	1,75
Norte	4,00	684,00	85,37	158,33	2,58	6,21	1,85
Média Mercados	4,00	534,74	84,17	136,22	2,21	4,02	1,65

Fonte: CCEE

Tabela 1 – Estatísticas descritivas do CMO (Set/00 a Dez/05) (Valores em R\$)

Conforme verificado na Figura 2, os meses de alto CMO foram exatamente no período de racionamento de energia no Brasil (Maio 2001 até Fevereiro 2002). Após esse período, a agência reguladora (Aneel) e o ONS vem tomando diversas medidas preventivas para evitar novos racionamentos de energia, como revisão anual da demanda futura nos próximos 10 anos e amarração de contratos de venda futura de energia com a construção de novas fontes geradoras, dando assim maior garantia as demandas futuras. Na Fonte: CCEE

Tabela 2 podemos observar as principais estatísticas descritivas do CMO por subsistema de um período mais recente e sem impactos de racionamento de energia (Junho 2003 até Dezembro 2005). Os coeficientes de assimetria continuam maiores do que zero, indicando que as distribuições dos preços *Spot* possuem tendência de assimetria positiva. Verificamos também uma sensível diminuição no coeficiente de curtose, indicando um maior achatamento das distribuições frente a amostra anterior.

Mercado	Mín	Máx	Média	Desvio Padrão	Assimetria	Curstose	Vol %
Sudeste	10,76	50,52	23,08	8,54	1,36	2,07	0,37
Sul	10,76	34,42	22,11	6,06	0,59	(0,27)	0,27
Nordeste	9,08	29,23	18,48	3,43	(0,01)	4,73	0,19
Norte	10,55	50,52	22,44	8,30	1,63	3,15	0,37
Média Mercados	10,65	34,72	21,53	5,79	0,58	(0,10)	0,27

Fonte: CCEE

Tabela 2 - Estatísticas descritivas do CMO (Jun/03 a Dez/05) (Valores em R\$)

3. MODELO TEÓRICO

Adotamos o modelo binomial de Cox Ross e Rubinstein (1979), assumindo que o valor do projeto V segue um Movimento Geométrico Browniano e pode assumir a cada período Δt o valor Vu , com probabilidade p , ou Vd , com probabilidade $1 - p$, onde σ é a volatilidade do projeto, $u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}}$, $d = 1/u$, e $p = \frac{1 + r - d}{u - d}$, e assim subsequentemente, conforme ilustrado na

Figura 3.

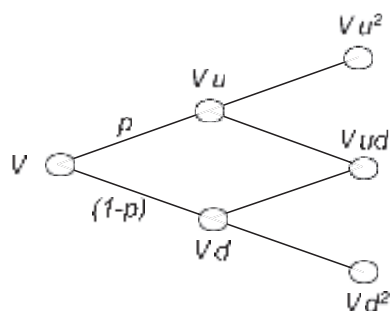


Figura 3 – Modelo Binomial de Cox et al. (1979)

O valor V do projeto é determinado através do método do Fluxo de Caixa Descontado, projetando-se os fluxos de caixa livre ao longo da vida do projeto. Estes fluxos de caixa são então descontados à taxa de risco determinada pelo CAPM (μ). Nesta análise estática, consideramos que a energia será vendida através de contratos de longo prazo contratados no instante inicial.

A inclusão das incertezas do projeto é feita através da modelagem do preço *Spot* da energia, dado pelo Custo Marginal de Operação (CMO), cujo valor inicial será idêntico ao preço da energia para os contratos de longo prazo, a saber:

- Preço de Energia Contratos de Longo prazo

Assumimos como base o valor do Primeiro Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (CCEE, 2005), realizado em Dezembro de 2005 para a definição de preços para contratos de venda de energia de longo prazo. Por ser um contrato de longo prazo e livremente negociado no mercado, adotamos o preço médio do leilão de R\$/MWh 120,00 como valor do contrato bilateral para a análise, que assumimos constante para todo o horizonte do projeto.

- Preço de Energia Contratos de Curto Prazo (Mercado *Spot*)

O valor inicial dos contratos de energia de longo prazo tende a refletir o valor atual do mercado de curto prazo (*Spot*). Dessa forma, tomamos também como base para o preço *Spot* inicial o valor do primeiro leilão de energia (CCEE, 2005) de R\$ 120,00/MWh. Para a modelagem desta variável ao longo da vida útil do projeto, consideramos que o preço varia estocasticamente no tempo seguindo um Movimento Geométrico Browniano (MGB). Esta modelagem implica que o preço nunca poderá ser negativo, que a sua volatilidade é constante no tempo, e é representado na forma da Equação (1).

$$dP = \alpha P dt + \sigma_p P dz \quad (1)$$

onde:

dP é a variação incremental do preço no intervalo de tempo dt ,

α é a taxa de crescimento do preço no intervalo de tempo dt ,

σ_p é a volatilidade do preço da energia; e

$dZ = \varepsilon \sqrt{dt}$, onde $\varepsilon \sim N(0,1)$ é o processo de Wiener padrão.

A discretização deste processo, utilizando períodos anuais, nos fornece o preço em cada ano, em função do valor do ano interior.

A volatilidade do projeto pode ser estimada através de uma simulação de Monte Carlo aplicada ao fluxo de caixa estocástico, conforme proposto por Copeland e Antikarov (2002) e adotando-se a modificação proposta por Brandão, Dyer e Hahn (2005), considerando-se que o valor do projeto também segue um MGB. A modelagem do projeto pode ser então realizada através do modelo de Cox Rox e Rubinstein (1979), considerando-se a medida neutra a risco, conforme é padrão na literatura de opções, a partir do qual serão modeladas as flexibilidades gerenciais existentes no projeto.

A possibilidade de atuar em ambos os mercados de energia (*Spot* e longo prazo) é uma flexibilidade operacional que pode ser aproveitada pelos investidores. A operação, por exemplo, pode ser iniciada apenas com contratos de longo prazo e acabar gerando receitas abaixo do esperado. Sendo assim os administradores do projeto podem optar a passar a operar também no curto prazo (*Spot*) para obter um incremento de receita. A presença dessa flexibilidade faz com que a análise pelo método do Fluxo de Caixa Descontado tradicional leve o investidor a subestimar o real valor do empreendimento.

Por outro lado, estas opções de flexibilidade, representadas pela opção de contratar energia no mercado *Spot* ou no mercado de longo prazo, no entanto, são exercidas sobre o preço, e não sobre o valor do projeto. Dessa forma, o ativo básico a ser modelado é o preço *Spot* da energia, e não o valor do projeto, como é padrão na literatura. Dessa forma, a medida neutra a risco deve considerar o prêmio de risco de mercado da energia e não do projeto, e deduzir este prêmio de risco da taxa de crescimento esperado dos preços na modelagem da árvore de decisão binomial.

Como não existe, no entanto, um mercado livre para preços de energia de longo prazo, não é possível observar diretamente o seu valor de mercado ou seu prêmio de risco, e torna-se então necessário determiná-lo de forma indireta. Uma alternativa para solucionar esse problema seria estimar este valor a partir do processo dos fluxos de caixa e do valor do projeto. Por exemplo, considerando que a única fonte de incerteza do projeto é o preço da energia (P), a evolução estocástica da energia através do processo neutro a risco é representada por:

$$dP = (\alpha - \lambda \sigma_p) P dt + \sigma_p P dz$$

$$\text{onde } \lambda \sigma_p \text{ é o prêmio de risco da energia e } \lambda = \rho \left[\frac{E[R_m] - r}{\sigma_w} \right] \text{ e } \sigma_p$$

são respectivamente o preço de mercado do risco e a volatilidade do preço da energia

Como a única fonte de incerteza do projeto é o preço de energia, a correlação entre as variações dos preços e o mercado será idêntica à correlação dos retornos do projeto com o mercado, o que faz com que o parâmetro λ seja o mesmo tanto para a energia quanto para o projeto. Assumindo a premissa de que o valor presente do projeto sem opções é uma estimativa confiável do seu valor de mercado, podemos determinar o prêmio de risco dos

fluxos de caixa do projeto pelo CAPM, através de $\mu - r = \beta_C (E[R_m] - r)$, e o preço de mercado do risco das receitas λ pode então ser determinado através da Equação (3).

$$\lambda = \beta_C \left[\frac{E[R_m] - r}{\sigma_C} \right] \quad (3)$$

na qual β_C é o Beta do projeto e σ_C é a sua volatilidade. Dessa maneira o prêmio de risco do preço da energia pode ser determinado através da equação (4).

$$\lambda \sigma_C = \beta_C (E[R_m] - r) \sigma_C \quad (4)$$

Uma análise mais detalhada deste tema pode ser encontrada em Hull (2003, pp. 661-667).

Uma vez determinado o Valor Presente do projeto, a volatilidade e o prêmio de risco das receitas¹, podemos modelar a distribuição estocástica das receitas como um Movimento Geométrico Browniano (MGB) através de um modelo binomial. Uma vez definido e estruturado o modelo de difusão do valor do projeto, a inclusão das flexibilidades gerenciais é feita inserindo-se os instantes de decisão onde será maximizada a função valor do projeto. A cada oportunidade de se exercer uma opção do projeto, a decisão ótima será do tipo:

$$\text{Max} \{ \text{valor de continuação}; \text{valor da opção} \}$$

O valor da opção dependerá das características dessa flexibilidade gerencial naquele período. Uma opção de abandono, por exemplo, pode significar que a empresa abre mão dos fluxos de caixa futuros em favor de um valor terminal Ω . Uma opção de expansão pode multiplicar o valor dos fluxos de caixa futuros por um fator qualquer, deduzidos os custos do novo investimento. Uma opção de substituição (*switch option*) permite trocar insumos, produtos ou mesmo tipos de contratos de venda. Nesses casos, o novo valor do projeto daquele instante para frente supondo o exercício desta opção há que ser determinado para que possa ser comparado com o valor do projeto sem o exercício, e escolhido o maior dos retornos obtidos a partir da árvore de decisões.

4. APLICAÇÃO A UMA PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA (PCH)

4.1 Modelagem do Ativo Básico

O modelo proposto será aplicado a uma PCH a fim de ilustrar o seu uso. Assumimos que a PCH não sofre nenhuma perda na sua capacidade total de produção, que será sempre constante ao longo da sua vida útil. Também desconsideramos qualquer necessidade de investimento em capital de giro ou reinvestimento em imobilizado, dado o pequeno valor de tais investimentos.

¹ O risco das receitas e do preço da energia são idênticos, uma vez que a receita de uma PCH é simplesmente o preço da energia multiplicado pela capacidade de produção, considerada constante.

A Tabela 3 apresenta os principais parâmetros financeiros do projeto e que refletem as características mais comuns de empreendimentos em Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Premissas	Valores
Potência Instalada	30MW
Custo do Investimento	138 R\$MM
Geração Total de Energia Ano	263 GWh
Custo de Geração	10 R\$/MWh
Preço do Contrato Bilateral	120 R\$/MWh
Taxa de Desconto (Wacc)	10%
Taxa Livre de Risco	4,5%
Vida Útil da PCH	20 Anos

Tabela 3 – Parâmetros adotados para a avaliação da PCH

Conforme proposto pelo estudo do Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul - BRDE (2002), adotamos a taxa real de 10% a.a. como a taxa de retorno apropriada para atividades de geração de energia elétrica no sistema brasileiro, e uma taxa de livre de risco que de 4,5% a.a. A vida útil adotada para a usina é de 20 anos, considerada como o tempo máximo de operação da PCH, e assumimos que ao final deste período a PCH não terá nenhum valor residual. A potência instalada representa a capacidade operativa de geração de energia hidrelétrica. Consideramos o caso de uma PCH na região Nordeste com potência instalada de 30 MW, no limite superior para este tipo de unidade, com um custo de investimento de R\$ 138 MM realizados durante os dois primeiros anos do projeto.

Com uma capacidade instalada de 30 MW, considerando para efeitos de simplificação que não teremos nenhuma perda de capacidade nem variações na demanda gerada total de energia, teremos uma média de 8.760 horas por ano e uma geração total de 262.800 MWh ou 263 GWh, sendo que a produção só iniciará após os dois primeiros anos do projeto (período de construção da PCH). Pelo fato da geração ser hidrelétrica e devido ao pequeno porte e simplicidade de operação de uma PCH, o custo de geração de energia envolve basicamente custos de manutenção dos equipamentos e despesa da pequena equipe de pessoal. De acordo com o estudo do BRDE (2002), adotamos o custo unitário de R\$ 10,00/MWh. O modelo do fluxo de caixa do projeto está ilustrado na

Tabela 4.

Especificações	Valores
Receita Bruta	Rec. Bruta Anual – Preço Unit. X Geração Total de Energia
- Trib. sobre venda de energia	Cofins/Pis totalizando uma alíquota de 9,25%
= Receita Líquida	Receita Bruta - Tributos
- Custo de Geração	Desp. Admin. e Operac. - 10 R\$/Mh X Geração Total de Energia
- Encargos Setoriais	TFSEE/TUSD/Compensação Financeira – 6% da Rec. Bruta
- Depreciação	Depreciação dos investimentos em 20 anos – 6,9 R\$MM ano
= LAJIR	Lucro antes de juros e imposto de renda
- IR	I. Renda e Contribuição Social – 34% sobre o lucro
+ Depreciação	Depreciação dos investimentos em 20 anos – 6,9 R\$ MM ano
= Fluxo de Caixa Livre	Fluxo financeiro disponível para os credores da empresa

Tabela 4 - Fluxo de caixa Projetado

Dessa forma, podemos expressar o modelo de fluxo de caixa como:

$$FC_t = R_i(1 - I_i) - C_i - (R_i * E) - \left\{ (R_i(1 - I_i) - C_i - (R_i * E) - D) * I_d \right\} \quad (5)$$

Onde:

- R_t : Receita Bruta período t
- I_i : Impostos indiretos sobre a venda de energia
- C_i : Custos Administrativos e Operacionais no período t
- E : Encargos setoriais
- D : Depreciação linear do investimento em 20 anos
- I_d : Impostos diretos sobre o lucro tributável (IR/CSSL)

Foi considerado inicialmente apenas o projeto em condições de certeza, ou seja, a PCH com atuação por contratos de longo prazo (PPA's), para efeito da montagem do cenário básico sem a inclusão de nenhum tipo de opção de flexibilidade gerencial. Foi adotada a taxa de risco (WACC) de 10%, e computado o valor presente do projeto através do método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD) tradicional utilizando uma planilha, conforme dados e premissas apresentadas nesta secção. O valor encontrado foi de R\$ 155,4 milhões referenciados ao ano 2 (2007), equivalentes no ano 0 (2005) a R\$ 128,4 milhões. Dado que o valor presente dos investimentos líquidos é de R\$ 119,8 milhões, o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto é positivo em R\$ 8,7 milhões (Anexo 1).

A volatilidade do projeto foi determinada através de uma simulação de Monte Carlo, onde modelamos a incerteza de preço do mercado *Spot* de energia ao longo da vida útil do projeto. Foram feitas três simulações com 50.000 iterações cada, cujos resultados estão apresentados na Tabela 5.

Simulação N°	Retorno (Z)	Volatilidade (σ)
1	0,1000	0,6998
2	0,1000	0,6997
3	0,1000	0,6998

Tabela 5 - Resultados da Simulação de Monte Carlo

Os resultados da simulação indicam que a volatilidade do projeto é de cerca de $\sigma = 0.70$, um pouco superior à volatilidade anual do mercado *Spot* de $0,19 * \sqrt{12} = 0,66$. Por conservadorismo consideramos a volatilidade do submercado Nordeste como volatilidade do mercado *Spot*, conforme Fonte: CCEE

Tabela 2. Assumindo uma taxa livre de risco de 4,5% a.a., o prêmio de risco dos fluxos de caixa é dado por $\mu - r = \beta_c (E[R_m] - r) = 5,5\%$, e pela equação (4) obtemos $\lambda \sigma = 0,055 \frac{0,66}{0,70} = 5,2\%$

Os parâmetros do modelo binomial são os das Tabelas 3 e 4, além da volatilidade e do prêmio de risco do preço da energia *Spot*, que é deduzido da taxa de crescimento da energia para a modelagem neutra a risco. Como assumimos que este crescimento será zero ao longo da vida útil do projeto, o crescimento neutro a risco será negativo. Na Figura 4 estão apresentados os quatro primeiros períodos, onde podemos observar que o valor do projeto no ano 2 é $V_2 =$ R\$ 155,4 milhões, que corresponde no ano inicial a $V_0 =$ R\$ 128,4 milhões

idêntico ao do fluxo determinístico do projeto (fluxos de caixa a partir do ano 2 e descontados ao WACC de 10%).

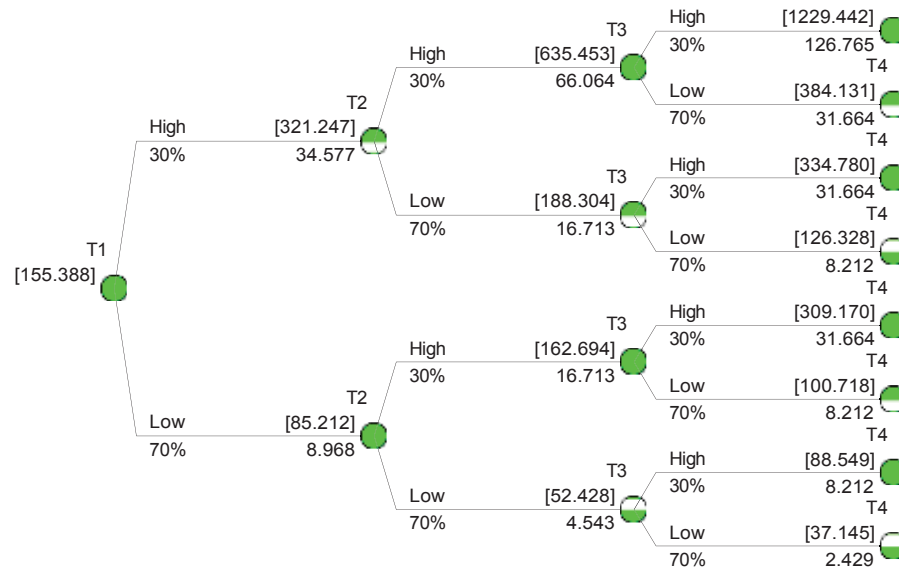


Figura 4 – Árvore de Decisão do Projeto

A árvore binomial modela o processo de difusão estocástica dos preços da energia, sendo que para cada preço $P_{t,j}$ em cada período t e estado j , corresponde um fluxo de caixa $FC_{t,j}$ determinado através da Equação (5). Em seguida, estes fluxos são ponderados em cada período pelas probabilidades neutras a risco e descontados a valor presente usando-se a taxa livre de risco. O somatório destes valores fornece então o valor do projeto de R\$ 155.4 milhões.

4.2 Modelagem das Opções de Flexibilidade

Uma Pequena Central Hidrelétrica exige que o concessionário inicie os seus investimentos de imediato após a certificação do regulador, dado que as projeções da ONS para verificação de risco de racionamento de energia (demanda > oferta) contemplam a produção gerada pelo projeto. Não existe, portanto, nenhuma flexibilidade de se adiar o investimento necessário. Por outro lado, existe a opção de escolher a melhor forma de contratação da venda da energia, seja operando com contratos de curto (*Spot*) e ou de longo prazo (bilaterais de longo prazo) para a venda da energia produzida.

Conforme observamos anteriormente, uma PCH possui flexibilidade para a venda de sua energia produzida, onde pode atuar através de contratos de longo prazo (inflexível) e ou contratos de curto prazo – *Spot* (flexível). Verificamos também que o preço no mercado de curto prazo é extremamente volátil e que o mercado de longo prazo, seja através de contratos de PPA's ou pelo PROINFA, praticamente não possui volatilidade, visto que os preços são pré-estabelecidos para os períodos futuros e, de maneira geral, sofrem apenas correção pela inflação.

Sendo assim, uma PCH que esteja atuando no mercado *Spot* e que este esteja com preços menos atrativos que uma PPA de cinco anos, esta poderá contratar toda sua produção no mercado de longo prazo e gerar maior receita com esta nova contratação. Da mesma

maneira, caso a PCH esteja atuando através de uma PPA de cinco anos com vencimento hoje e que esta esteja com o preço inferior ao mercado *Spot*, a PCH poderá passar a contratar toda sua produção no mercado *Spot* e também obter melhores resultados financeiros com esta decisão.

Consideramos que a flexibilidade de atuação no mercado de curto (*Spot*) e ou de longo prazo (através de PPA) será uma opção de contratação que será exercida de forma ótima. A escolha de atuação no mercado será de contratação da venda através do *Spot* (mercado de curto prazo) ou através de PPA's de cinco anos (mercado de longo prazo). Escolhemos o instrumento de PPA e o período de contrato de 5 anos para o mercado de longo prazo tomando como premissa o Primeiro Leilão de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração (CCEE, 2005), pois este representa o principal mecanismo de negociação de energia de longo prazo, e no prazo médio de contratos bilaterais efetivamente praticados entre os operadores.

No caso em análise, consideramos que será tomada a decisão de escolha de atuação no mercado (decisão) em 4 períodos durante o projeto: ano 0 (inicial), ano 5, ano 10 e ano 15. A primeira decisão será tomada no início do projeto (ano 0), e as próximas decisões de escolha de mercado para venda de energia, terão um intervalo de 5 anos em virtude do período de contratação dos contratos de longo prazo e por estarmos considerando a premissa de que os contratos não serão quebrados. Na

Tabela 6 podemos ver um resumo da opção de contratação:

Opção de Contratação
Opção 0: Ano 0
Opção 1: Ano 5
Opção 2: Ano 10
Opção 3: Ano 15
Benefício: Fluxo de caixa com preço da energia do mercado escolhido (LP ou Spot)

Tabela 6 - Opção de Contratação da PCH

A escolha ótima a cada decisão é tomada comparando-se o valor de continuação no mercado *Spot* com o valor de contratação de Longo Prazo:

$$\text{Ma x } \{VS_t, VLP_t\}, \quad t = 0, 5, 10, 15$$

onde: VS_t : Valor de continuação da contratação *Spot* no período t

VLP_t : Valor da contratação Longo Prazo no período t

Incorporamos quatro opções de contratação para o projeto nos anos 0, 5, 10 e 15, representando oportunidades para trocar os contratos de venda de energia, seja para operar através de contratos de Longo Prazo (PPA's) ou operar por contratos de Curto Prazo (*Spot*).

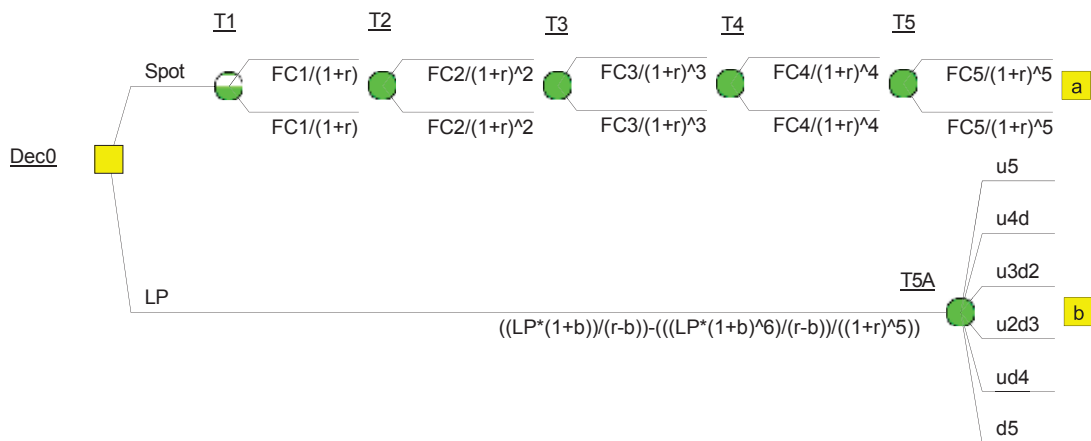


Figura 5 – Árvore de decisão com opção de contratação no ano 0

A primeira decisão de escolha entre o mercado *Spot* ou por contratos de Longo Prazo ocorre no início do projeto (ano 0). A partir desta escolha, a árvore é particionada em dois caminhos distintos, representada pelos dois galhos da árvore de decisão. O primeiro caminho representa a opção pelo mercado *Spot*, onde o preço da energia irá variar estocasticamente a cada ano segundo um MGB e de acordo com os parâmetros definidos anteriormente. Este processo de difusão é representado pelo modelo binomial de cinco períodos no ramo superior da árvore, conforme ilustrado na Figura 5, onde o valor dos cinco primeiros anos do projeto é dado por $\sum_{i=1}^5 \frac{FC_i}{(1+r)^i}$, onde FC_i são os fluxos de caixa livre em cada período, de acordo com a

Equação (5), e r é a taxa livre de risco. O segundo caminho representa a opção pela contratação de longo prazo (cinco anos) a preço fixo, e a expressão no galho inferior da árvore de decisão corresponde ao valor presente do fluxo de caixa de uma anuidade com prazo de cinco anos desta alternativa, onde b é o oposto do prêmio de risco dos fluxos de caixa. O nó de incerteza T5A ao final do galho inferior da Figura 5 gera a distribuição de probabilidades do preço *Spot* no ano 5, idêntica a que é gerada pelos nós de incerteza do galho superior da árvore, de forma que esta informação esteja disponível para a tomada de decisão no ano 5, independente do caminho ótimo escolhido no ano 0. Em ambos os casos é feito o ajuste prévio na taxa de crescimento esperado através da dedução do prêmio de risco da energia de forma a possibilitar a avaliação neutra a risco.²

Para a decisão do ano 5, cada caminho será novamente particionado em mais dois caminhos e assim sucessivamente para as decisões nos anos 10 e 15. Se a opção foi pelo mercado *Spot* no instante inicial, no ano 5 essa decisão pode ser mantida ou substituída por contratos de longo prazo por mais um período de cinco anos, conforme ilustrado na Figura 6.

² Para a avaliação neutra a risco dos cinco anos de contratação do Longo Prazo utilizou-se a fórmula da anuidade de um fluxo com taxa de crescimento constante (e igual a zero, no caso) menos o prêmio de risco dos fluxos. Dado que a relação entre o preço da energia e os fluxos de caixa, dado pela Equação (5), não é exatamente constante devido à presença de custos fixos, o prêmio de risco dos fluxos do projeto ($-b$) é ligeiramente diferente do prêmio de risco da energia.

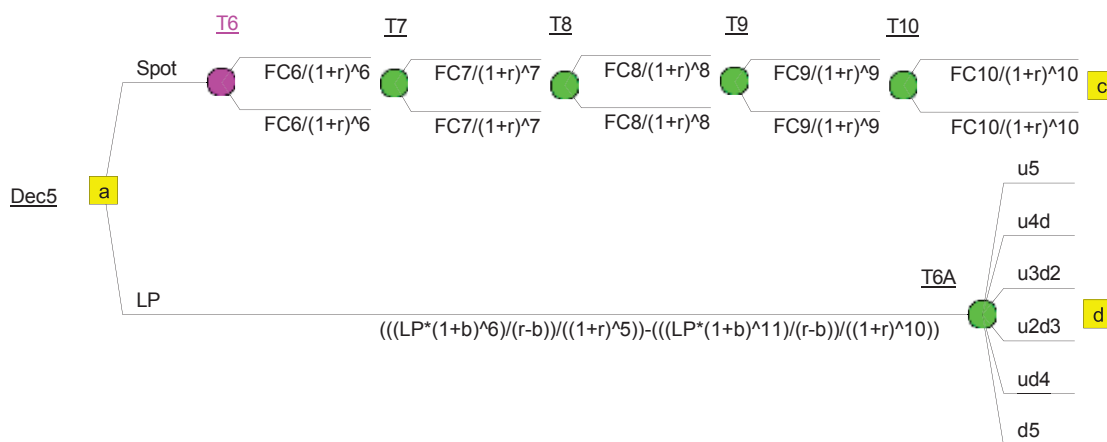


Figura 6 – Árvore de decisão com opção de contratação no ano 5

Nos anos 10 e 15, novamente existe a opção de escolher o contrato ótimo para o projeto que irá vigorar para os cinco anos subsequentes, até o ano 20, último ano da vida útil do projeto. Cada uma destas opções representa uma opção de conversão (*switch option*) que permite escolher a alternativa que oferece o melhor valor esperado em cada um dos quatro instantes de decisão.

Os resultados indicam que o valor do projeto, com a flexibilidade de escolher entre contratar no mercado *Spot* ou no Longo Prazo, aumenta de R\$ 128,4 milhões para R\$ 173,3 milhões (R\$ 209,7 milhões no ano 2 descontados ao WACC de 10%). Na Figura 7 podemos observar os primeiros quatro períodos da árvore de decisão.

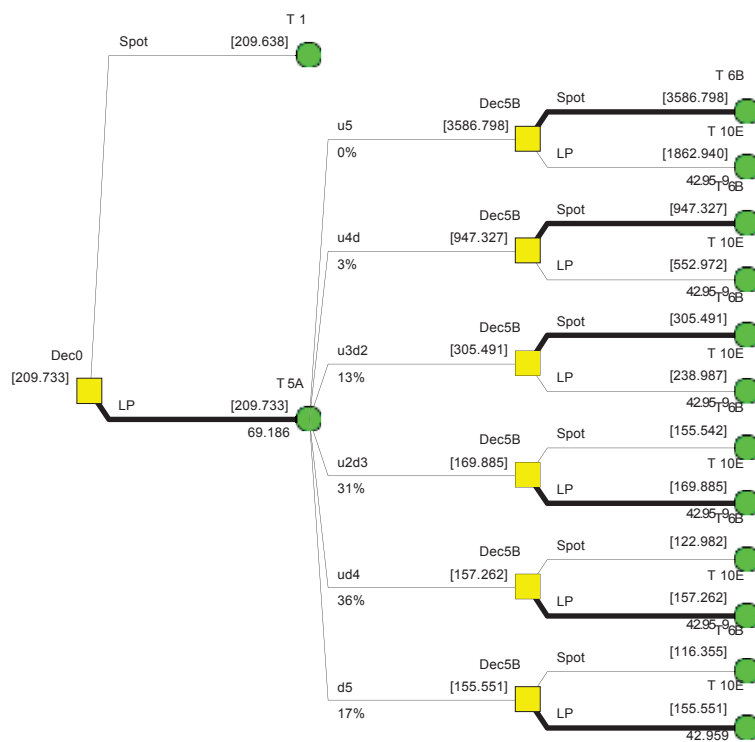


Figura 7 – Valor do Projeto com a Opção de Contratar

A análise de sensibilidade do projeto em relação à volatilidade do preço *Spot* está apresentada na Figura 8, onde estão indicadas as fronteiras onde ocorrem mudanças na estratégia ótima da empresa. Os resultados mostram, como era de se esperar, que o valor do projeto aumenta com a volatilidade do preço.

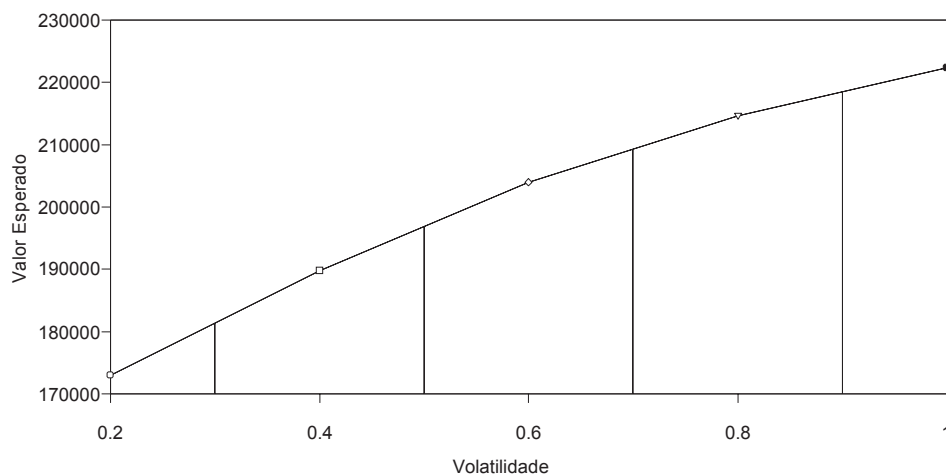


Figura 8 – Valor do Projeto: Sensibilidade à volatilidade do preço *Spot*

Foi analisada também a sensibilidade do projeto ao preço inicial do mercado *Spot* de energia (Figura 9). Os resultados indicam que o valor do projeto também aumenta com o aumento do preço inicial da energia *Spot*.

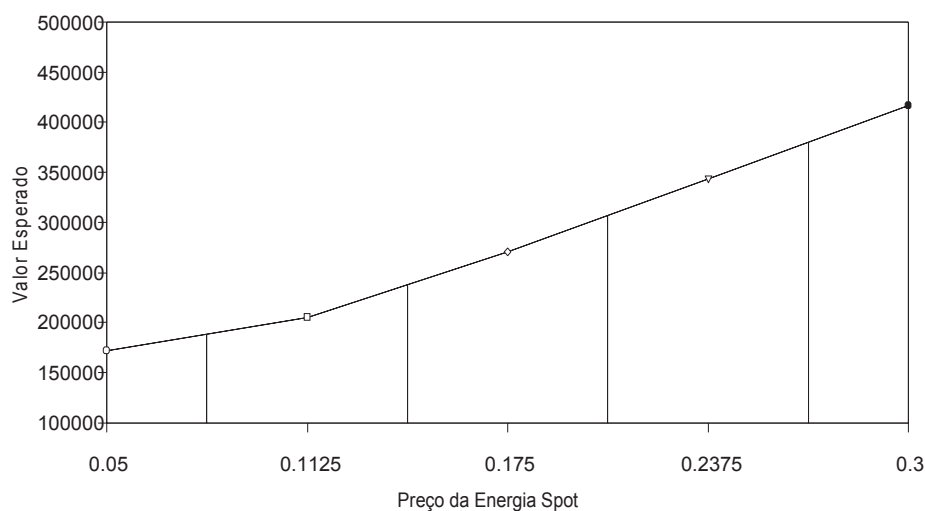


Figura 9 – Valor do Projeto: Sensibilidade ao preço inicial *Spot*

5. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Neste artigo analisamos o caso de uma empresa geradora de energia que tem a flexibilidade de escolher o mercado em que venderá a energia gerada por um projeto, se através de contrato de longo prazo a preço fixo, ou se no mercado de curto prazo (*Spot*) com preços flutuantes, através da metodologia das opções reais. Assumimos ainda que a empresa tenha a opção de alterar periodicamente ao longo da vida útil do projeto a decisão tomada anteriormente de forma a maximizar o valor do empreendimento.

A metodologia proposta neste artigo é inovadora, sendo que não foi encontrado na literatura nacional ou internacional nenhum estudo que abordasse problema semelhante, o que atribuímos às particularidades do mercado brasileiro de energia, da regulamentação da operação das PCHs e do desenvolvimento relativamente recente das ferramentas de avaliação de opções de flexibilidade em projetos.

Este modelo foi aplicado ao caso de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH) no mercado brasileiro utilizando dados de mercado. Os resultados indicam que na presença da flexibilidade gerencial de escolha do mercado onde será contratada a energia, o valor do projeto aumenta de R\$ 128,4 milhões para R\$ 173,3 milhões em relação ao valor do projeto sem flexibilidade, representando um ganho de aproximadamente 35%. Este incremento é significativo, e não é capturado pelos métodos tradicionais de fluxo de caixa descontado usualmente utilizados para este tipo de análise. Concluímos que para projetos com estas características, a metodologia mais indicada para determinar o potencial de criação de valor para o investidor é a metodologia das opções reais.

Apesar da significância dos resultados obtidos, o modelo aqui apresentado pode não ser aplicável para todas as situações em função de algumas das premissas adotadas para modelar as variáveis de mercado, como, por exemplo, a de que o preço da energia segue um processo de difusão Geométrico Browniano. Para commodities em geral, é comum na literatura assumir que os preços tendem a seguir processos de reversão à média. No caso brasileiro, no entanto, dado que o preço da energia é fortemente influenciado não só pela demanda, mas também pelas condições hidrológicas do país devido à significativa participação da energia hidrelétrica na matriz energética do Brasil, a definição do melhor modelo estocástico a adotar ainda carece de maiores estudos.

6. REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2008), <http://www.aneel.gov.br>
- BRANDÃO, L. E. T.; DYER, J.; HAHN W. Using Binomial Decision Trees to Solve Real Option Valuation Problems. *Decision Analysis*. Vol. 2, No. 2, June 2005, pp. 69–88. (a)
- Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul-BRDE (2002), <http://www.brde.com.br>.
- CASTRO A. L.: “Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termoeletrica no Setor Elétrico Brasileiro usando Teoria das Opções Reais”, *Dissertação de Mestrado*, Departamento de Engenharia Industrial PUC-Rio, 2000.
- Câmara de Comercialização de Energia - CCEE (2008), <http://www.ccee.org.br>
- Centro de Nacional de Desenvolvimento de PCH, <http://www.cndpch.com.br>.
- COPELAND, T.E., ANTIKAROV, V., *Opções Reais. Um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos*. Editora Campus, 2002.
- COX, J., S. ROSS, M. RUBINSTEIN. Option Pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 1979.
- DENG S.; JOHNSON B.; SOGOMONIAN A: “Exotic Electricity Options and the Valuation of Electricity Generation and Transmission”, *Proceedings of the Chicago Risk Management Conference*, May 1998.
- FRAYER, JULIA and ULUDERE, NAZLI Z.; What Is It Worth? Application of Real Options Theory to the Valuation of Generation Assets; *The Electricity Journal*, Volume 14, Issue 8, October 2001, Pages 40-51

- 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.
- GRIFFES P.; HSU M.; KAHN E: “Power Asset Valuation: Real Options, Ancillary Services, and Environmental Risks”, Chapter 5, *The New Power Markets: Corporate Strategies for Risk and Reward*, Risk Books, 1999.
- HULL, J. C.; *Options, Futures, and Other Derivatives Securities*. 5th Edition Prentice Hall, , 2003.
- MELO, A.C.G. (). “Competitive Generation Arrangements in Latin América Systems with Significant Hydro Generation – The Brazilian Case.”. *IEEE Power Engineering Review*, 1999.
- Operador Nacional do Sistema - ONS, <http://www.ons.org.br>

Anexo 1: Avaliação da PCH por Fluxo de Caixa Descontado

Fluxo de Caixa (R\$) - Moeda Real

Fluxo de Caixa	2005	2006	2007	2008	2009	...	2027
Potência Instalada (MW)		-	-	30	30	30	30
Suprimento de Energia (MWh)		-	-	262,800	262,800	262,800	262,800
Preço Final de Venda (R\$/MWh)		120	120	120	120	120	120
RECEITA BRUTA				31,536	31,536	31,536	31,536
(-) IMPOSTOS				(2,917)	(2,917)	(2,917)	(2,917)
Cofins	Alíquota (%)	7.6%		(2,397)	(2,397)	(2,397)	(2,397)
Pis/Pasep	Alíquota (%)	1.65%		(520)	(520)	(520)	(520)
RECEITA LÍQUIDA				28,619	28,619	28,619	28,619
(-) Custo de Geração	Custo Unit	10 (R\$/MWh)		(2,628)	(2,628)	(2,628)	(2,628)
(-) TAXAS DIVERSAS	Alíquota (%)	6%		(1,892)	(1,892)	(1,892)	(1,892)
EBITDA				24,099	24,099	24,099	24,099
(-) Depreciação				(6,900)	(6,900)	(6,900)	(6,900)
LAJIR				17,199	17,199	17,199	17,199
(-) IR/CSSL	Alíquota (%)	34%		(5,848)	(5,848)	(5,848)	(5,848)
LUCRO OPER APÓS IMPOSTOS				11,351	11,351	11,351	11,351
(-) Investimentos		69,000	69,000				
(+) Depreciação				6,900	6,900	6,900	6,900
FLUXO DE CAIXA LIVRE		(69,000)	(69,000)	18,251	18,251	18,251	18,251
Valuation (R\$)	WACC	10%					
	2005	2007					
VP Fluxos de Caixa	128,415	155,388					
VP Investimentos	(119,752)						
VPL do Projeto	8,663						