

Avaliar a viabilidade de micro geração de energia solar fotovoltaica distribuída na cidade do Rio de Janeiro com o emprego de Opções Reais.

Odair de Souza Cunha Junior,
fiorinicunha@uol.com.br
UNESA

Tara Keshar Nanda Baidya
tarabaidya@yahoo.com.br
uNIGRANRIO

Marta Corrêa Dalbem
martadalbem@hotmail.com

Lucimeire Cordeiro da Silva
lucimeirecordeiro@yahoo.com.br
UNIGRANRIO

Resumo: Com o crescimento do consumo e a estiagem ocasionada pela falta de chuvas a partir de 2014, foi necessário utilizar termoeletricas para atender à demanda. Isso demonstra a importância de investir em outras fontes e diminuir a dependência da geração hidráulica no Brasil. O objetivo deste estudo é analisar a viabilidade financeira da microgeração (geração de 100KW até 1 MW) de energia solar fotovoltaica no setor residencial da cidade do Rio de Janeiro, utilizando a metodologia da Teoria de Opções Reais (TOR). Este é, portanto, um estudo que aplica uma metodologia mais sofisticada de análise de investimento em uma nova alternativa de geração e fornecimento de energia, a energia solar em unidades familiares, com a possibilidade de venda do excedente de energia no mercado (geração distribuída). O estudo foi desenvolvido com a preparação de um fluxo de caixa descontado com base em consumo de energia elétrica residencial, utilizando-se, como incerteza, o investimento necessário (Capex) e a sua sensibilidade à variação cambial do dólar. Conforme resultados encontrados, o investimento em microgeração de energia solar fotovoltaica distribuída ainda não é interessante, valendo mais a pena esperar por uma queda no Capex ou, ainda, pelo desenvolvimento de uma indústria local que torne o Capex menos volátil. Dois temas são desenvolvidos: o uso de energia renovável em busca de sustentabilidade e uma metodologia nova para análise de viabilidade financeira, a TOR.

Palavras Chave: Energia Solar - Solar Fotovoltaica - Opções Reais - Arvore Binomial - Microgeração

1. INTRODUÇÃO

Com o avanço tecnológico, o crescimento populacional e as mudanças nos hábitos de consumo, estamos, cada vez mais, dependentes da energia elétrica. Isso leva ao aumento do consumo, o que nos obriga a aumentar a geração e a distribuição dessa energia.

O Brasil é um país que, por sua posição geográfica, poderia gerar de 1200 KWh/m²/ano a 2400 KWh/m²/ano por fonte solar, contudo não explora esse potencial energético.

A demanda por recursos naturais excede em 50% a capacidade regenerativa do planeta, enquanto o Sol fornece energia renovável e limpa que não está limitada a tal capacidade. A nossa matriz elétrica é composta, na sua maioria, por energia renovável e limpa, mas concentrada na geração hidráulica (80%). As outras energias sustentáveis são parte pequena de nossa matriz: a eólica está em aproximadamente 6%, a biomassa em aproximadamente 12% e a solar não atinge 1% (EPE, 2015a).

Assim, o objetivo do trabalho é verificar se o investimento em microgeração de energia solar fotovoltaica distribuída é viável financeiramente. Para isso, utilizamos a metodologia de opções reais para verificar se o projeto escolhido – uma unidade familiar no Rio de Janeiro - já é viável hoje, ou se há incentivo para que potenciais investidores exerçam a opção de adiamento do projeto. A metodologia de opções reais permite analisar e identificar se é viável o investimento em microgeração de energia solar fotovoltaica distribuída, assim como analisar o momento ótimo de investir.

Opções Reais é uma metodologia para análise de investimentos propícia para ambientes de alta volatilidade e, conseqüentemente, para projetos de alto risco, em que há condições de estudar o impacto, na decisão de investimento, da flexibilidade para abandonar, adiar e expandir os projetos (COPELAND e ANTIKAROV, 2001).

Este é, portanto, um estudo que aplica uma metodologia mais sofisticada de análise de investimento em uma nova alternativa de geração e fornecimento de energia, a energia solar em unidades familiares, com a possibilidade de venda do excedente de energia no mercado (geração distribuída).

2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O sistema fotovoltaico consiste em utilizar espelhos parabólicos para concentrar raios solares em uma área menor, aumentando, assim, a eficiência da absorção de irradiação. Geradores fotovoltaicos podem ser utilizados para a alimentação de cargas isoladas ou conectadas à rede (EPE, 2015b).

A eletricidade gerada pelas células está em corrente contínua, que pode ser imediatamente usada ou armazenada em baterias. Algumas cargas, como lâmpadas e aquecedores, podem ser alimentadas diretamente. Outros usos, como para alimentar equipamentos eletrônicos e para ser distribuída na rede pública, exigem que a corrente seja alternada. Baterias acopladas a um controlador automático de carga complementam a geração nos períodos noturnos, de baixa irradiação solar, e estabilizam a tensão e a corrente. A

conversão de corrente contínua em alternada é realizada por um inversor, que é o coração do sistema fotovoltaico distribuído (figura 1) (EPE, 2015b).



Figura 1 - Equipamentos necessários para microgeração de energia solar fotovoltaica. Fonte: EPE (2015c, p.7).

2.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO NO MUNDO

Observa-se o desenvolvimento da energia fotovoltaica no mundo, destacando-se o ano de 2014, em que a capacidade instalada de fotovoltaica alcançou 177 GW, um crescimento de 4,784% em relação aos 4GW em 2004. No período de 2004 a 2010, foram acrescentados ao sistema aproximadamente 20 GW, tendo ocorrido o maior crescimento entre 2011 a 2014, com um aporte aproximado de 154 GW, comemorando-se, em 2014, um adicional de 40 GW na capacidade instalada (REN 21, 2015).

A produção mundial de células fotovoltaicas em 2014 foi equivalente a cerca de 45 GW a 60 GW, enquanto a de módulos foi de 50 GW a 70 GW. Nessa década, a produção mundial passou pelos Estados Unidos, Japão, Europa e Ásia, sendo a Ásia a líder mundial, com 87% da produção, destacando- Os principais mecanismos de incentivo ao aproveitamento energético de fontes renováveis solares são o sistema de preços *feed-in tariff* e o *net metering*. O sistema *feed-in tariff*, utilizado na Europa, Japão e China, consiste em pagamento de tarifas acima da tarifa de energia local, que pode ter seu custo assumido pelo Estado (Espanha) ou ser rateado por todos os consumidores de energia (Alemanha). O *net metering*, predominante nos Estados Unidos e no Brasil, consiste na compensação de energia entre o gerador e a distribuidora local de energia elétrica (ESPOSITO e FUCHS, 2013).

Micro e minigeração distribuída são centrais geradoras de energia elétrica utilizando energia hidráulica, biomassa, solar, eólica e ou cogeração, qualificadas como de alto nível de eficiência energética, usando instalações de unidades consumidoras conectadas à rede. Microgeração envolve centrais geradoras com capacidade de até 100 KW e minigeração refere-se a centrais com capacidade acima de 100 KW até 1 MW (ANEEL, 2014).



Figura 2 - Sistema fotovoltaico para microgeração de energia solar distribuída. Fonte: NT Solar (2013).

3. OPÇÕES REAIS

Copeland e Antikarov (2001) apontam duas formas de exercer as opções, sendo uma da forma europeia, que permite que a opção seja exercida somente no seu vencimento, e a forma americana, permitindo que a opção seja exercida a qualquer momento. Cortazar e Schwartz (1998) afirmam que a metodologia de opções reais é análoga à opção financeira, porque considera que aceitar um projeto é exercer uma opção com base no seu fluxo de caixa, é um critério para decisão sobre investimentos com base no exercício ótimo das opções existentes.

Segundo Sindoni (2012), embora tenha sido Myers (1977) quem definiu o termo Opções Reais, a origem dos estudos se deu em 1973 com Merton (1994). Dalbem (2010) destaca o trabalho de Tourinho (1979) que aplicou a teoria das opções para analisar um projeto de exploração de recursos naturais, iniciando o que se passou a chamar Teoria das Opções Reais (TOR).

Dalbem (2010, p. 110) destaca dois modelos de cálculos para opções reais: Black e Scholes (1973), que é aplicável somente em opções europeias, e o modelo binomial de Cox, Ross & Rubenstein (1979), que é aplicável tanto para as opções europeias como para as opções americanas, tratando-se também de uma solução prática.

3.1. MODELO BINOMIAL

Neste trabalho, considera-se como incerteza o Capex, isto é, o preço dos módulos solares e o custo de instalação. Tais equipamentos são importados e suscetíveis à variação do dólar e a grandes ajustes de mercado, de modo que aqui, no âmbito desta investigação, essa incerteza será modelada por MGB.

O MGB em tempo contínuo pode ser descrito da seguinte forma:

$$dS = \mu S dt + \sigma S dz \quad (1)$$

Onde:

S= Valor do Ativo

μ = Taxa de retorno esperada

σ = Volatilidade do Valor do Ativo
 dt = Variação do tempo
 $dz = \varepsilon\sqrt{dt}$, onde $\varepsilon \sim N(0,1)$

O termo μSdt reflete o crescimento proporcional do ativo, considerando a taxa de retorno μ determinada, enquanto o termo σSdz é o crescimento proporcional aleatório, considerando uma distribuição normal com média zero e variância 1, multiplicada pela volatilidade do ativo S . Um processo estocástico em MGB pode ser modelado em tempo discreto utilizando o modelo binomial de Cox, Ross & Rubenstein (1979 *apud* SILVA *et al*, 2015). Fundamentados em Cox, Ross & Rubenstein (1979), as equações de “u” e “d” são:

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta\tau}} \quad (2)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta\tau}} = \frac{1}{\mu} \quad (3)$$

Titman e Martin (2010) acrescentam que, utilizando processos estocásticos, podemos definir os cenários a serem analisados. No método em tempo discreto de Cox, Ross & Rubenstein (1979), por exemplo, obtêm-se dois cenários, via cálculo dos multiplicadores u e d , lembrando que a probabilidade neutra a risco é uma probabilidade hipotética que faz com que o valor presente esperado, obtido pela média ponderada dos dois cenários futuros (*upside* e *downside*) seja o mesmo da situação em que não há risco. Em resumo, ao invés de usar probabilidades reais dos cenários e trazer os resultados a valor presente pelas taxas que incluem um prêmio pelo risco envolvido, usamos as probabilidades neutras a risco para ponderar os resultados dos cenários sintéticos de *upside* e *downside*, trazendo-os a valor presente por meio de uma taxa livre de risco (figura 3).

Seguindo as orientações de Cox, Ross & Rubenstein (1979), Copeland e Antikarov (2001, p.101) e Hull (2005, p. 275 e 445), e considerando que o ativo objeto não pague dividendos, podemos expressar a probabilidade ascendente (p) e descendente (q) da seguinte forma:

$$p = \frac{(R-d)}{(u-d)} \quad (4)$$

$$q = \left[1 - \left(\frac{(R-d)}{(u-d)} \right) \right] = (1 - p) \quad (5)$$

Sendo que $R = (1+r)$, sendo r a taxa livre de risco em tempo discreto. Quando se utilizar a taxa livre de risco em tempo contínuo, nesse caso, Hull (2005, p.445) e Titman e Martin (2010, p. 460) alertam que R é ($e^{r\Delta t}$).

Considerando as informações acima e seguindo as orientações de Hull (2005, p.444), Copeland e Antikarov (2001, p. 100) e Cox, Ross & Rubenstein (1979), podemos representar graficamente o modelo binomial até o terceiro período de tempo da forma

detalhada na figura 03. Importante observar que a árvore binomial de Cox, Ross & Rubenstein é recombinante, isto é, chega-se ao galho central do período $t=2$, por exemplo, via dois galhos que saem de $t=1$ e que chegam ao mesmo resultado, udS .

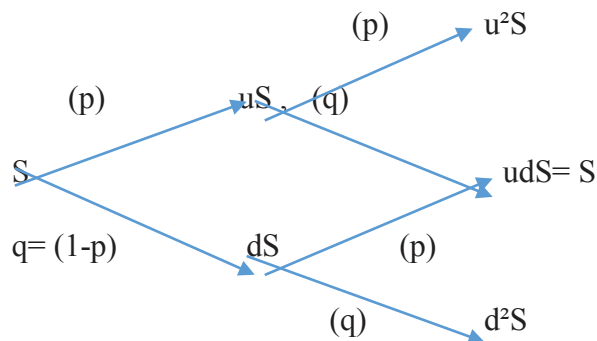


Figura 03: A árvore binomial recombinante de Cox, Ross & Rubenstein.

A análise se dá de trás para a frente (*backwards*), começando pelos nós no último período de tempo, começa-se pelos nós em $t=2$. Em cada nó se identifica qual a decisão ótima, sendo ela a que gerar maior valor para o investidor. Assim, o valor ótimo obtido em cada nó será: Valor $t = \text{MÁX}$ [valor que se obtém ao investir; valor que se obtém ao decidir esperar (=0)]

4. ESTUDO DE CASO

As informações possuem como base o histórico real de consumo de energia elétrica de uma residência no Rio de Janeiro e as tarifas de energia elétrica a ela aplicáveis no ano de 2015. Essas informações foram coletadas no sítio da Light. A tarifa que está sendo utilizada no nosso modelo de análise é a tarifa que foi cobrada no mês de agosto de 2015, considerando o status de bandeira vermelha, isto é, o preço da tarifa é de R\$0,80118 por KWh consumido, já considerando a alíquota de 29% do ICMS, PIS de 0,78% e COFINS de 3,6%. Essa tarifa, referente a consumo mensal acima de 300 KWh, será utilizada para calcular o gasto com energia elétrica da distribuidora sem a utilização da microgeração de energia solar fotovoltaica.

Neste trabalho, o preço da energia foi considerado determinístico no prazo considerado, haja vista não haver revisões tarifárias por acontecer. Se no fechamento da conta de consumo de energia elétrica o consumidor tiver crédito, ou um consumo de energia elétrica menor que 100 Kwh/mês, ele terá que pagar uma fatura mínima de 100 Kwh/mês para manutenção da rede distribuidora.

O investimento inicial considerado neste estudo de caso está fundamentado no consumo médio de 401 KWh/mês. A capacidade instalada necessária para atender a esse consumo pode ser obtida através de empresas especializadas na implantação do sistema de microgeração de energia solar fotovoltaica, resultando em 3,25KWp, sendo necessário um investimento inicial de R\$ 33.770,00, a preços de final de 2015 e discriminados na tabela 1.

Tabela 1: Custo de implantação da geração solar para atender a consumo médio de 401 kWh/mês.

Investimento Inicial	
Módulos FV + outros (cabos e estrutura)	R\$ 26.570,00
Inversores	R\$ 7.200,00
Total	R\$ 33.770,00

Fonte: Orçamento fornecido pela empresa Solar Energy.

De acordo com o regulamento *net metering* brasileiro, não há propriamente receitas oriundas da injeção de eletricidade na rede. No entanto, a unidade consumidora auferirá um crédito que pode ser usado para consumir energia da rede. Sendo assim, consideramos essa economia como receita do projeto (HOLDERMANN, KISSEL e BEIGEL, 2014).

Tabela 02. Tabela de Receita.

ANO	2015								2014				TOTAL
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	
Consumo de energia em (KWh mês)	415	509	524	481	379	334	304	330	290	426	397	422	4811
Tarifa + Adicional Bandeira Vermelha	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118	0,80118
Valor Conta de Luz s/solar (R\$)	332,49	407,80	419,82	385,37	303,65	267,59	243,56	264,39	232,34	341,30	318,07	338,10	3.854,48
Consumo de energia em (KWh mês) após energia solar	100	108	123	100	100	100	100	100	100	100	100	100	1231
Valor Conta de Luz c/solar	69,79	75,43	85,90	69,79	69,79	69,79	69,79	69,79	69,79	69,79	69,79	69,79	859,21
Receita = (Valor Conta de Luz S/ Solar) - (Valor da Conta de Luz C/Solar) EM (R\$)	262,70	332,37	333,92	315,58	233,86	197,81	173,77	194,60	162,55	271,51	248,28	268,31	RS 2.995,27

Fonte: Elaboração própria com base nas informações de consumo.

Abaixo, a equação para definir a receita do projeto:

$$\text{Receita} = [(\text{Consumo de energia elétrica em KWh/mês s/ energia solar} \times \text{Tarifa}) - (\text{Consumo de energia elétrica em KWh/mês c/ energia solar} \times \text{tarifa})] \quad (6)$$

A economia gerada é a receita usada no FCLP (Fluxo de Caixa Livre do Projeto). Ao aplicarmos essa equação em todos os meses do ano, obteremos as receitas mensais e, finalmente, as anuais. Conforme Holdermann, Kissel e Beigel (2013), os gastos anuais com manutenção e operação são de 0,5% a.a. do investimento inicial.

Segundo informações do sítio da empresa Neosolar, a vida útil dos módulos fotovoltaicos é de 30 anos, o equipamento será depreciado a 4% a.a. Para os inversores, consideramos 10 anos, pois a vida útil do equipamento vai de 10 a 15 anos e a garantia dos fornecedores varia de 5 a 10 anos. A depreciação adotada, portanto, será de 10% a.a. Importante observar que essa premissa não altera o FCLP, pelo fato de os investidores

pessoas físicas não poderem usufruir do benefício fiscal advindo da depreciação (e a própria depreciação não tem efeito no caixa).

Para determinar o VP e o VPL, utilizamos como taxa livre de risco o rendimento da caderneta de poupança, por ter garantia do governo para valores até R\$ 250.000,00 e por se tratar do investimento mais utilizado pela população brasileira, ou seja, a taxa livre de risco é de 6% a.a. Normalmente, em um projeto, utilizamos uma taxa considerando o risco, mas, como o projeto é de baixo risco e o investidor pessoa física costuma avaliar tais desembolsos usando apenas o custo de oportunidade, adotamos essa simplificação.

Sendo assim, podemos expressar o FCLP:

$$\text{FCLP} = [\text{Receita} - \text{Gastos com manutenção e operação} - \text{Depreciação dos Módulos Solares} - \text{Depreciação dos inversores e outros} + \text{estorno das depreciações}]. \quad (7)$$

O FCLP do ano de 2015 é descrito da seguinte forma:

$$[\text{Receita} = (\text{Consumo de energia elétrica em KWh/mês s/ energia solar} \times \text{Tarifa}) - (\text{Consumo de energia elétrica em KWh/mês c/ energia solar} \times \text{tarifa})]; \quad (8)$$

- Após determinarmos as receitas, subtraímos os gastos com manutenção e custos operacionais (0,5% a.a.) e o total de depreciação (depreciação dos módulos fotovoltaicos diluída em 30 anos e a depreciação dos inversores diluída em 10 anos). Como resultado, encontramos o retorno econômico;
- Ao retorno econômico adicionamos o valor da depreciação no período (dado não ser uma saída de caixa) e determinamos o fluxo de caixa livre do projeto;
- Aplicamos a taxa de retorno exigida (6%) e definimos o fluxo de caixa descontado do projeto.

As tarifas de energia elétrica subiram muito recentemente, principalmente no ano de 2015, estando entre as mais altas do mundo. Além da correção do preço tarifário, houve a implantação da bandeira vermelha, elevando ainda mais os custos com energia, e essa tarifa foi considerada neste FCD durante todo período de análise. Mesmo com essa premissa de tarifas elevadas, o que favorece a implantação do projeto, o investimento inicial (Capex) é de R\$ 33.770,00, de modo que o VP ficou em 33.239,65 e o VPL ficou negativo (R\$ 530,35), muito próximo do ponto de equilíbrio. Em resumo, mesmo sem considerar a opção de espera, o projeto já não é viável na data zero.

Optamos por considerar que as tarifas se manterão em termos nominais durante a vida do projeto, mas que o investidor fica sensibilizado pela incerteza, no tempo, quanto ao capital necessário para instalar o projeto solar.

Dessa forma, este trabalho foca na incerteza/risco inerente ao Capex e em como isso pode afetar a decisão de fazer ou não o projeto. O Capex é, portanto, a variável de estado escolhida na análise de viabilidade do projeto solar pelo método de Opções Reais, considerando a opção de esperar para investir.

O Capex da microgeração distribuída é de R\$ 33.770,00, sendo que as placas solares representam aproximadamente R\$ 26.570,00 desse total, isto é, 79% do Capex. As placas solares são importadas, de modo que a volatilidade do dólar é uma incerteza relevante do

projeto. Por outro lado, a evolução tecnológica e os ganhos de escala na fabricação de placas solares podem torná-las mais baratas no futuro, a menos que a demanda cresça mais do que a produção, forçando preços para cima (algo já visto no setor eólico, por exemplo, entre 2002 e 2009).

Para determinar a volatilidade do dólar, preparamos uma série histórica de um período de 22 anos, que compreende desde o mês de julho de 1994 (pós-plano Real) até setembro de 2015. Conforme Hull (2005, p. 295-297), seguimos alguns passos:

- Determinamos o retorno diário k_i , utilizando a equação:

$$k_i = \ln \frac{S_i}{S_{i-1}} \quad (9)$$

- Depois de determinarmos o $\sum k$ e o $\sum k^2$, a volatilidade diária (σ_d) em cada ano do período é obtida pela equação:

$$\sigma_d^2 = \left[\left(\frac{\sum k^2}{n-1} \right) - \left(\frac{(\sum k)^2}{n(n-1)} \right) \right] \quad (10)$$

- Sendo n = o número de dias úteis de cada ano. A volatilidade anual (σ_a) se obtém de:

$$\sigma_a = \sqrt{\left[\left(\frac{\sum k^2}{n-1} \right) - \left(\frac{(\sum k)^2}{n(n-1)} \right) \right]} * \sqrt{n} \quad (11)$$

Após determinarmos a volatilidade anual, determinamos a volatilidade média do período, conforme tabela 3.

Para avaliar o projeto solar por meio de Opções Reais, a árvore binomial foi construída considerando inicialmente que o Capex apresenta uma volatilidade anual semelhante à da paridade R\$/USD - 14,5% - e que seu comportamento estocástico no tempo será descrito pelo Movimento Geométrico Browniano (MGB).

Para preparar a árvore binomial, temos que definir o S , que é o Capex do projeto no momento zero ($S=R\$ 33.770,00$), sendo o próximo passo definir o multiplicador ascendente (u) e o multiplicador descendente (d). Considerando tratar-se de tempo contínuo, e conforme as equações 2 e 3, constrói-se a árvore binomial, consoante figura 4.

Tabela 03: Volatilidade do dólar do período.

Ano	σ	σ^2
1994	0,13378	0,01790
1995	0,05739	0,00329
1996	0,00880	0,00008
1997	0,01155	0,00013
1998	0,01121	0,00013
1999	0,26079	0,06801
2000	0,08028	0,00644
2001	0,16165	0,02613
2002	0,24631	0,06067
2003	0,13589	0,01847
2004	0,09008	0,00811
2005	0,12643	0,01598
2006	0,12918	0,01669
2007	0,12843	0,01649
2008	0,27642	0,07641
2009	0,15447	0,02386
2010	0,11160	0,01246
2011	0,13925	0,01939
2012	0,09943	0,00989
2013	0,10984	0,01206
2014	0,12303	0,01514
2015	0,18918	0,03579
	$\Sigma\sigma^2$	0,46352
Média da Variância		0,02107
Raiz Quadrada da Média da Variância		0,145151296
Volatilidade Anual do Dólar		0,145151296

Fonte: Elaboração própria, com base na série não deflacionada da paridade R\$/USD.

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta\tau}} = e^{0,145\sqrt{1}} = 1,156 \quad (12)$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta\tau}} = \frac{1}{u} = \frac{1}{1,156} = 0,8649 \quad (13)$$

A figura 04 mostra a árvore binomial com as projeções do Capex (são valores negativos por se tratarem de saídas de caixa) pelos próximos cinco anos.

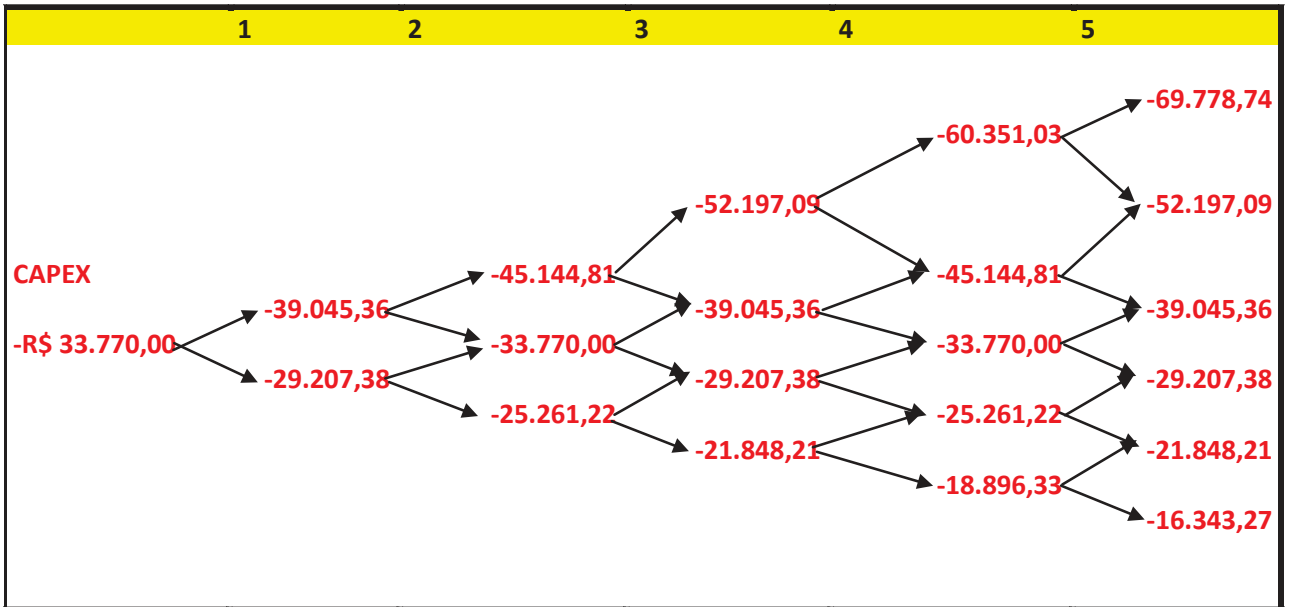


Figura 04 - Árvore binomial do Capex, considerando volatilidade anual de 14,5%. Fonte: Elaboração própria.

Após projetarmos cenários para o Capex nos próximos cinco anos, vamos determinar as decisões ótimas (esperar ou investir?) em cada nó da árvore de decisão, e o valor que o investidor obtém de cada decisão ótima, começando no ano 5 e voltando no tempo (análise backwards). A decisão ótima é sempre a que gera maior valor, de modo que, no ano 5, o valor da decisão ótima é: Valor da decisão ótima em cada nó do ano 5 = MÁX [valor que se obtém ao não investir no projeto; valor que se obtém ao investir no projeto]

$$\text{Valor da decisão ótima em cada nó do ano 5} = \max[0; VP - CAPEX] \quad (14)$$

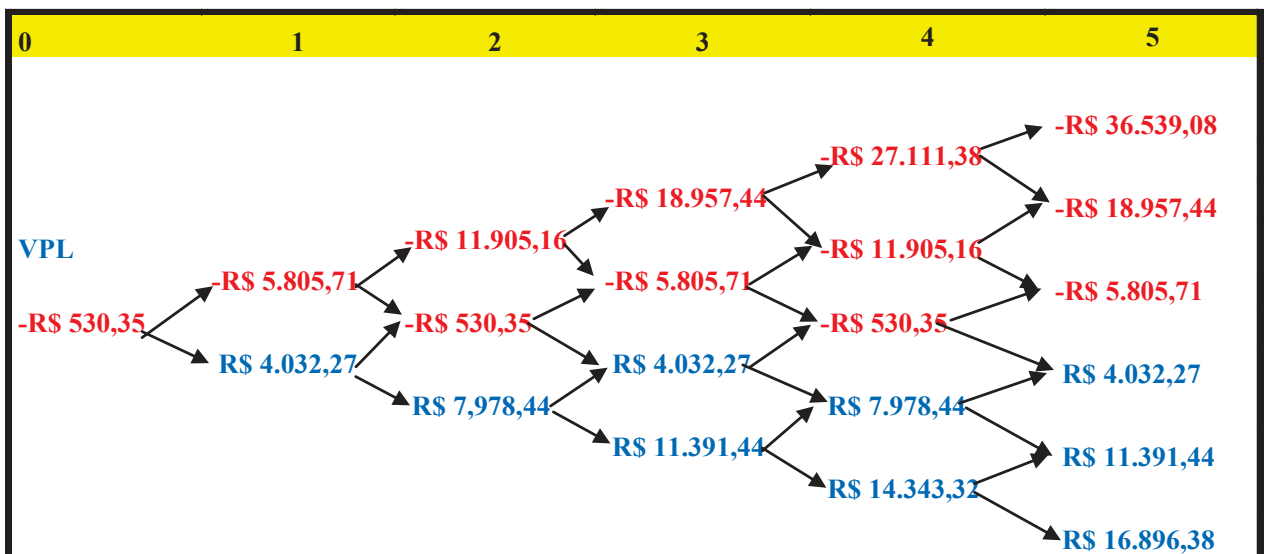


Figura 05 - Árvore de decisão mostrando, em cada um dos nós, o valor que se obtém ao investir naquele momento. Fonte: Elaboração própria.

A figura 05 apresenta os valores obtidos sempre que há a decisão de investir. Valores em cor vermelha representam VPLs negativos, situações estas em que já se sabe que é melhor exercer a opção de espera.

No ano 5, o investidor investe apenas nos três cenários em azul, em que o Capex é baixo a ponto de tornar o VPL positivo. Nos três cenários em vermelho, a decisão é não investir, sendo o resultado final zero, conforme a equação 14 de maximização.

Os valores ótimos obtidos em cada nó do ano 5 são, então, trazidos a valor presente para o nó anterior, usando-se a taxa livre de risco e ponderando-os pela probabilidade (p ou q) de ocorrência.

As ponderações p e q são cálculos de probabilidades conforme equações (04 e 05), sendo que $R = e^{0,06}$, o $u = 1,156$ conforme a equação 12 e o $d = 0,8649$ conforme a equação 13.

$$p = \frac{(R-d)}{(u-d)} = \frac{(e^{0,06}-d)}{(u-d)} = \frac{(1,061836547-0,8649)}{(1,156-0,8649)} = 0,6760 \quad (15)$$

$$q = (1 - p) = 0,3240 \quad (16)$$

De modo a definir o “valor que se obtém ao não investir no projeto” em cada nó do ano 4 ou, em outras palavras, o valor da espera em cada nó do ano 4.

$$\text{Valor no ano 4} = [(Valor Ascendente \times p) + (Valor Descendente \times q)]/e^{r\Delta\tau} \quad (17)$$

Para exemplificar, vamos utilizar, no ano 5, o valor da quarta posição de cima para baixo como “valor ascendente”. Como “valor descendente”, vamos seguir as mesmas regras utilizando o valor da quinta posição. Sendo assim:

$$\text{Valor Ano 4} = [(4.032,27 \times 0,6760) + (11.391,34 \times 0,3240)]/1,06 = 6.042,71 \quad (18)$$

A partir desse ponto, a equação de maximização ainda vale, claro, mas o valor que se obtém da espera nos nós do ano 4 (e também nos nós dos anos anteriores) não é mais necessariamente zero e, sim, o valor presente dos resultados nos dois nós imediatamente seguintes, ponderados pelas probabilidades de ocorrência. Em resumo, esperar também pode gerar valor. Sempre valerá a pena esperar, se o valor da espera for superior ao valor obtido do investimento imediato. Esse processo de maximização é feito ano a ano, até chegarmos ao valor do nó do ano zero. Esse processo de maximização está detalhado, passo-a-passo, nas figuras 05, 06 e 07.

Na figura 06 apresentamos a árvore binomial do VPL esperado da alternativa “esperar para investir”. Em vermelho, os nós em que a decisão ótima é não investir e em que a espera sequer tem algum valor; em preto, os nós em que a decisão é esperar (e em que há alguma esperança de investir até o ano 5). No ano 5, não há mais a opção de espera, ou se faz o investimento ou se desiste definitivamente dele, de modo que os valores em azul aparecem em nós em que já se sabe que a decisão é investir.

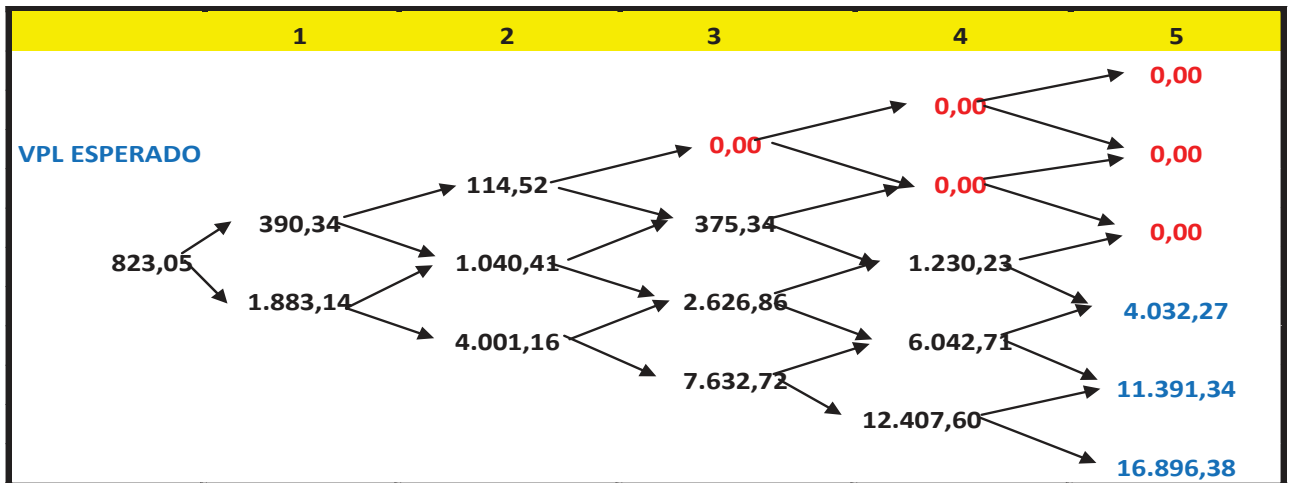


Figura 06 - Árvore de decisão mostrando, em preto, o valor que se obtém em cada um dos nós ao decidir não investir naquele momento (valor da opção de espera). Fonte: Elaboração própria.

Para preparar a última árvore de decisão, utilizamos a árvore da decisão de investir e a árvore com o valor da espera (figuras 05 e 06), começando do ano 5 em direção ao ano 0 (trazendo sempre a valor presente os valores otimizados encontrados nos nós subsequentes, ponderados pelas probabilidades p e q de ocorrência) e fazemos nova análise de maximização considerando os valores presentes encontrados, os valores da figura 05 e os da figura 06, conforme a figura 07.

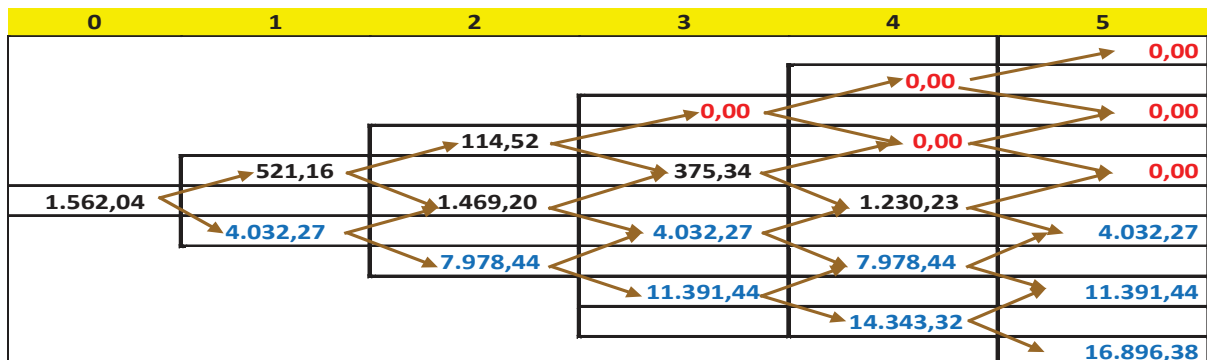


Figura 07: Nesta árvore estamos demonstrando em preto o valor da opção de espera, em azul o valor de investir e em vermelho o valor de não investir. Fonte: Elaboração própria

Nos nós referentes à “opção de esperar” o melhor momento de investir, a árvore segue a sua expansão; nos nós referentes a “opção de investir” é o momento de realizar o investimento; nos nós não investir não há esperança de investimento e sendo assim, há interrupções na árvore, alterando seu fluxo e apresentação, conforme a figura 08.

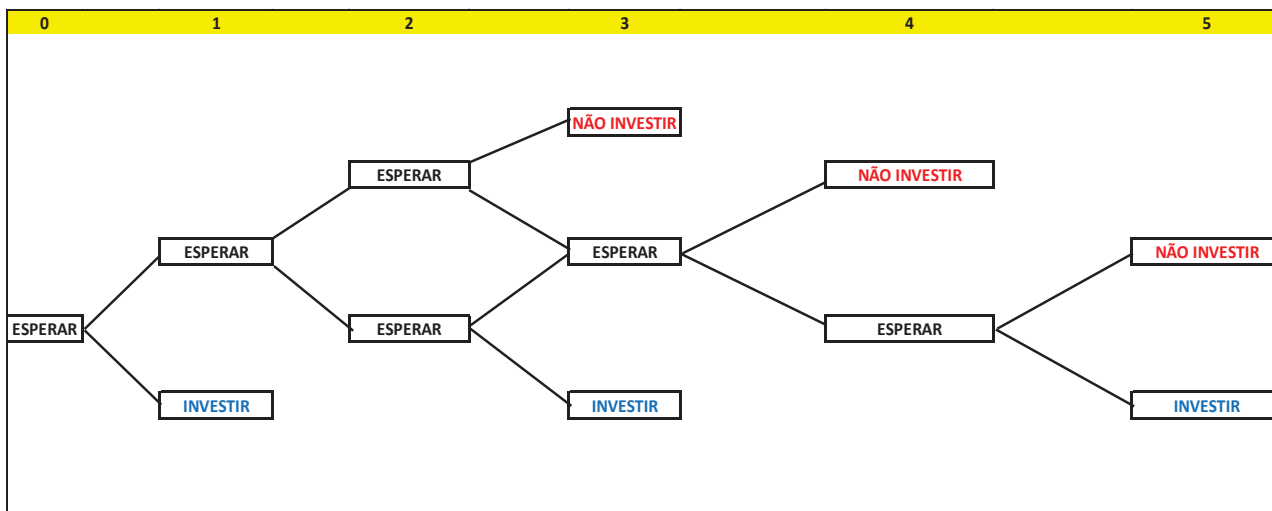


Figura 08: As melhores opções para tomada de decisão descontinuando a expansão da árvore na opção de investir e não investir. Fonte: Elaboração própria.

Se o Capex, no momento zero, fosse igual ou menor ao VP (R\$ 33.239,65), já tornaria o projeto viável no momento zero, mas mesmo nessa situação esperar poderia gerar maior valor que o investimento imediato. Seria necessário um subsídio que tornasse o Capex 18% menor para que a alternativa “investir imediatamente” no ano zero gerasse um valor maior que o valor da espera. Esta trabalho envolve energia solar fotovoltaica distribuída e o método de opções reais como uma alternativa na análise de viabilidade financeira de projetos realizados por pessoas físicas.

5. CONCLUSÃO

O tema é relevante, pois o Brasil, um país com grande potencial de geração de energia solar, tem enfrentando crises no fornecimento de energia. A cidade escolhida para o estudo é o Rio de Janeiro, na região Sudeste, onde a incidência de radiação global média é de 5,6 KWh/m² dia. A região Sudeste está em segundo lugar, juntamente com a região Centro-Oeste, em níveis de radiação global média, ficando atrás apenas da região Nordeste que possui uma radiação global média de 5,9 KWh/m² dia (INPE, 2006).

A despeito desse potencial, ainda há pouca microgeração solar distribuída no Brasil (EPE, 2014), levando a crer que tal projeto, para investidores pessoas-físicas ou ainda não é viável na cidade e no estado do Rio de Janeiro, ou que os investidores estão exercendo a opção de esperar por momento mais propício. Como a tarifa de energia para domicílios do Rio de Janeiro já está entre as mais altas do mundo, fator este incentivador do investimento em energia solar, presume-se, então, que a incerteza quanto ao investimento de capital pode ser uma das causas desse atraso.

Este nosso trabalho analisa o problema por meio de um estudo de caso no Rio de Janeiro e usa o método de Opções Reais, considerando como variável de estado o custo de implantação do projeto (Capex). Na primeira etapa, análise de viabilidade pelo método tradicional do Fluxo de Caixa Descontado, já se observa que tal investimento fica apenas próximo do ponto de equilíbrio (VPL negativo, mas próximo de zero) para a unidade consumidora escolhida, representativa da classe média do Rio de Janeiro. De qualquer forma, procedeu-se à análise por Opções Reais para identificar qual redução no Capex

seria hoje necessária para já estimular o investimento. Observou-se que, à luz das premissas adotadas (taxa de atratividade=6%, tarifas em bandeira vermelha, volatilidade do Capex=14,5%), o Capex deveria ser hoje 18% menor para fomentar o investimento.

Uma análise de sensibilidade do modelo à volatilidade do Capex (10% a 25%) mostra que a redução necessária deveria ser de aproximadamente 11% a 30% sobre os valores hoje praticados, o que poderia ser conseguido via incentivos fiscais, dado que os equipamentos solares sofrem hoje tributação relevante de 0,78% de PIS, 3,6% de COFINS e, na cidade do Rio de Janeiro, o ICMS é de 29%. O estímulo ao investimento pode se dar também via produção local dos equipamentos, a custos mais baixos, sendo importante notar que a produção local desses equipamentos também reduz a percepção do investidor quanto ao risco, tornando-o menos exigente quanto à redução do Capex e mais propenso a investir cedo em energia solar.

Recomenda-se, como tema de futuras pesquisas, a aplicação do modelo utilizado nesta investigação para o caso de consumidores em outras regiões do país e/ou com maior consumo de energia. Uma outra alternativa é analisar um investimento em projeto menor, que reduza a compra de energia da rede, mas que mantenha tais compras em média dentro do nível mínimo de pagamento, isto é, 100 KWh/mês. Além disso, o modelo pode ser aprimorado a fim de incorporar outras incertezas, como a do preço de energia.

6. REFERÊNCIAS

ALVES, José Eustáquio Diniz. A Terra no Limite. Planeta Sustentável. São Paulo: 20 mar. 2015. Disponível em: <http://planetasustentavel.abril.com.br/noticia/ambiente/terra-limite-humanidade-recursos-naturais-planeta-situacao-sustentavel-637804.shtml>. Acessado em: 20/03/2015.

ANEEL. Cadernos Temáticos: Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica. – Brasília : ANEEL, 2014. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>. Acessado em: 20/05/2015.

BLACK, Fischer e SCHOLLES, Myron. The pricing of options and corporate liabilities. *Journal of Political Economy*, n 81, p.p. 637 – 654, May – Jun, 1973.

BRASIL. Ministério da Fazenda. Conselho Nacional de Política Fazendária - CONFAZ. Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013. Estabelece disciplina para fins de emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/convenio-icms/2013/cv006_13. Acessado em: 20/03/2015.

COPELAND, Tom, e ANTIKAROV, Vladimir. Opções Reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos. Rio de Janeiro: Campus, 2001.

CORTAZAR, Gonzalo; SCHWARTZ, Eduardo S. Monte Carlo: evaluation model of an undeveloped oil field. *Journal of Energy Finance & Development*, v. 3, p.p. 73-84, 1998.

COX, John E.; ROSS, Stephen A.; RUBENSTEIN, Mark. Option price: a simplified approach. *Journal of Financial Economics*, n 7, p.p. 229-263, September, 1979.

DALBEM, Marta Corrêa. **Análise de investimentos em energia eólica no Brasil**. 198 f. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2010.

EPE. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015 ano base 2014. Coord. Maurício T. Tolmasquim e Amílcar Guerreiro. Rio de Janeiro: 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>. Acessado em 01/06/2015a.

EPE. Plano Decenal de Expansão de energia 2024. Coord. Maurício T. Tolmasquim. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE%202024.pdf> Acessado em: 13/10.2015b.

EPE. Nota Técnica: Análise da Inserção da Energia Solar na Matriz Elétrica Brasileira Coord. Maurício T. Tolmasquim. Rio de Janeiro: maio, 2012. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Paginas/NotatécnicaAnálisedaInserçãodaGeraçãoSolarnaMatrizElétricaBrasileira.aspx>. Acessado em: 13/09/2014.

ESPOSITO, Alexandre Siciliano; FUCHS, Paulo Gustavo. Desenvolvimento tecnológico e inserção da energia solar no Brasil. **Revista BNDES** n 40, 2013.

FONSECA, Marcelo Nunes. **Análise do impacto das incertezas na tomada de decisão: uma abordagem por Opções Reais na avaliação do desenvolvimento de um campo de petróleo em Diferentes Regimes Contratuais**. Itajubá, UNIFEI - MG, 2015.

HOPPMANN, Joern; HUENTELER, Joern; GIROD, Bastien. Compulsive policy-making. The evolution of the German feed-in tariff system for solar photovoltaic power. **Research Policy**, v 43, p.p. 1422-1441, October, 2014.

HOLDERMANN, Claudius; KISSEL, Johannes; BEIGEL, Jürgen. Distributed photovoltaic generation in Brazil: an economic viability analysis of small-scale photovoltaic systems in the residential. **Energy Policy**, v 67, p.p. 612-617, April, 2014.

HULL, John C. **Fundamentos dos Mercados Futuros e de Opções**. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuro, 2005.

KONZEN, Gabriel. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados a rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass**. São Paulo: USP, 2014.

MERTON, R. Nobel Lecture, Applications of Option-Pricing Theory: Twenty-Five Years Later, p. 107, 115; (reprinted). **American Economic Review**, v. 88, 1994.

MYERS, STEWART C. Determinants of corporate borrowing. **Journal of Financial Economics**, v. 5, n. 2, pp. 147-175, 1977.

REN 21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2015: Global Status Report – Key findings. REN21. Paris, 2015. ISBN 978-3-9815934-7-1 Disponível em: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/GSR2015_KeyFindings_lowres.pdf. Acessado em: 20/03/2015.

PEREIRA, Enio Bueno; MARTINS, Fernando Ramos; ABREU, Samuel Luna de; RÜTHER, Ricardo. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE. São José dos Campos: INPE, 2006. Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf. Acessado em: 20/03/2015.

SINDONI, Arthur Schunck. **Aplicação de opções reais para avaliar uma aquisição de empresa do setor imobiliário brasileiro: Estudo de caso**. FGV - EAESP, 2012.

TITMAN, Sheridan; MARTIN, John D. **Avaliação de Projetos e Investimentos: Valuation**. Porto Alegre: Bookman, 2010.

TOURINHO, Octavio. **The valuation of reserves of natural resources: an option pricing approach**. PHD Dissertation, University of California, Berkeley, 1979.