XX SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO VI
GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

A ENERGIA NUCLEAR E SUA ATRATIVIDADE PARA A INICATIVA PRIVADA

Rodolfo Molinari Filho* **Roberto Castro** **Rodrigo Sacchi** **Rafael Marques** **Flávio Kazuo**

CPFL ENERGIA

RESUMO

Dadas as perspectivas de expansão da oferta e da demanda por energia, evidencia-se a necessidade de expansão do lastro de energia assegurada para sustentar uma balança energética equilibrada. Para o horizonte de longo prazo, uma das alternativas que deve ser considerada é a geração termonuclear, que se insere como projeto estruturante na busca pelo macrobjetivo da segurança de suprimento. O presente trabalho tem como objetivo realizar uma avaliação econômico-financeira de um empreendimento termonuclear fictício, sendo que, concomitantemente, o trabalho visa apontar a sensibilidade de cada parâmetro de projeto no retorno financeiro ao acionista.

PALAVRAS-CHAVE
Segurança de Suprimento, Empreendimento Termonuclear, Análise Econômico-Financeira.

1.0 INTRODUÇÃO

A necessidade de vislumbrar alternativas para complementação do atual parque hidrotérmico brasileiro traz a tona a identificação de empreendimentos que, ao mesmo tempo, sejam atrativos do ponto de vista econômico bem como sejam enquadrados nas necessidades físicas de expansão do Sistema Interligado Nacional, atendendo assim aos requisitos operativos sem onerar em demasiado o consumidor.

As chamadas fontes alternativas - que erroneamente levam este nome, dado que na verdade deveriam ser nomeadas como fontes renováveis complementares, justificativa dada pelo regime em que operam, não em substituição ao potencial hidráulico, mas sim em regime de complementaridade – passaram por uma fase de relativa mobilização governamental, com a instauração do Programa de Fontes Alternativas (PROINFA), com a possibilidade de obtenção de descontos em tarifas de transmissão/distribuição, e mais recentemente com o incentivo específico de compra desta energia, através de leilão de energia reserva, que não é um incentivo direto, mas que de fato, evidencia o potencial da geração e atrai investidores para uma possibilidade de comercialização de energia por uma metodologia mais competitiva, como foi o caso da biomassa em 2008, e como será possivelmente o caso da energia eólica para 2009, que tem seu leilão específico previsto para o final do ano.

Com certeza, essas fontes renováveis complementares, como a biomassa, a energia eólica, as pequenas centrais hidrelétricas, a energia solar, têm seu papel no cenário brasileiro, mas, além disso, devemos incluir outros segmentos que por ventura possam contribuir com as necessidades do setor, e dentro do exposto, podemos enquadrar a energia termonuclear como um ponto relevante de estudo. É certo que não há uma solução única para o problema da segurança de suprimento e sustentação do desenvolvimento da oferta, mas há sim uma resposta confortante se buscarmos a composição de um portfólio de alternativas, englobando de maneira conjunta o desenvolvimento do potencial brasileiro advindo das possibilidades nacionais, mitigando não só a dependência de um único tipo de empreendimento, mas também possibilitando ganhos sinérgicos pela atuação em conjunto, de acordo com as especificidades climatológicas e técnicas do setor elétrico brasileiro, como é o exemplo da biomassa de cana-de-açúcar, e da energia eólica em algumas regiões brasileiras.

Dessa maneira, considerado o discorrido acima, e as disposições do setor elétrico em debater o tema, o presente trabalho tem o objetivo de explicitar uma metodologia de análise econômico-financeira de uma planta

(*) Rodovia Campinas Mogi Mirim, Km 2,5 – CEP 13088-900 – Campinas – SP – BRASIL
Tel.: (019) 3756-8484 – Fax: (019) 3756 8233 – e-mail: rodolfomolinari@cpfl.com.br

termonuclear, abordando os aspectos técnicos específicos, associados às premissas econômico-financeiras condizentes com o cenário brasileiro atual. Em paralelo, para abordar a robustez dessa metodologia, desenvolveu-se um estudo de caso quantitativo, embasando a estrutura de custos e receitas em referências bibliográficas nacionais e internacionais, com o intuito de desenvolver um caso base, onde os valores assumidos encontram-se dentro de parâmetros médios, e dois outros casos, um otimista e um pessimista, considerando variações em parâmetros de ingerência do modelo, em busca de um intervalo de viabilidade de contratação, sendo que, por fim, o objetivo maior deste estudo é alcançado através da identificação da sensibilidade das principais variáveis de entrada do modelo em relação ao retorno financeiro do mesmo, quantificado através da elasticidade destas variáveis em relação à taxa interna de retorno (TIR) do acionista.

2.0 ESTADO DA ARTE

O Brasil começou a desenvolver seu parque nuclear brasileiro efetivamente em 1965 quando assinou uma parceria com a Westinghouse para a aquisição do primeiro reator nuclear a ser instalado no Brasil, mas a utilização do mesmo para fins de geração de energia elétrica, e operação comercial, só veio a se concretizar em janeiro de 1985, com a entrada em operação da usina Angra 1, com 657 MW de capacidade instalada. Por conseguinte, no ano de 2000, quinze anos após o início da operação comercial da primeira usina nuclear brasileira, Angra 2 tem sua operação iniciada, adicionando 1350 MW ao sistema (1). Nota-se claramente uma morosidade no tocante à concretização de empreendimentos nucleares nesse regime de gerenciamento, sendo este um dos principais aspectos que inviabilizam a amortização do capital, e uma remuneração satisfatória no caso da participação da iniciativa privada.

A demora excessiva para entrada em operação comercial e a tramitação dos processos conjugados necessários encarecem o projeto e podem até inviabilizá-lo, por diferentes motivos oriundos, tais quais, pelas despesas financeiras significativas acumuladas ao longo do projeto, pelo fato de a ociosidade dos materiais incorrer em custos de estocagem, custos de manutenção, de depreciação, pelo fato de que todo o projeto executivo pode tornar-se desatualizado em acordo com as tecnologias em desenvolvimento, e pelos riscos regulatórios, de crédito, e macroeconômicos que podem eclodir.

Atualmente, considerando um caso onde haja eficiência na implantação e adotando as condições tecnológicas atuais, desde a aquisição dos componentes, até operação a comercial da planta, estima-se que é possível realizar a implantação de um projeto de porte semelhante aos existentes hoje em um prazo aproximado de três a quatro anos, o que se caracteriza como um avanço significativo ao observado no contexto nacional. Somado a isso, com as perspectivas de aprofundamento e desenvolvimento de reatores geração III, como os modelos AP 1000 MW da Westinghouse, ABWR 1350 MW da General Eletric Nuclear, EPR 1500 MW da parceria entre Siemens, EDF e Framatome, haveria um considerável desenvolvimento em torno de questões como a redução de rejeitos, o aprofundamento de mecanismos de seguranças passivos, as condições mais eficientes de uso do insumo, e a redução do prazo de implantação da usina (2). Dessa maneira, considerando esses fatores, a aceitação pela opção nuclear seria significativamente mais favorecida, dado que minimiza os principais malefícios apontados atualmente.

Ao longo do recente passado, pode-se observar uma atenção diferenciada ao pragmático tratamento dado ao estudo de empreendimentos termonucleares, dado que uma gama diversificada de eventos no setor elétrico abordou o tema, identificando uma convergência de interesses entre a universidade, os órgãos competentes do setor, e até mesmo a iniciativa privada, que talvez, caso haja atratividade, possa participar em um mecanismo de Parceira Pública Privada (PPP) na operação da parte equivalente do sistema de geração termoelétrica a partir do conjunto turbina-gerador. Esse regime seria forçoso, dado que, segundo a Constituição Federal Brasileira, em seu artigo 21, inciso XXIII, a produção de combustível nuclear é monopólio da União, mas em mesmo artigo, mesmo inciso, em sua alínea “b”, a Constituição Federal Brasileira indica que, sob regime de permissão, a comercialização de radioisótopos para usos industriais é permitida, o que caracteriza que a comercialização da energia nuclear é legalmente amparada, podendo a mesma ser realizada nos moldes da comercialização de outras fontes, em ambiente regulado, ou livre, desde que o combustível seja origem da União (3).

Junto a isso, como sinalização expressa de uma eventual aceleração no processo de construção de novas usinas, no último dia 23 de dezembro de 2008, Brasil e França realizaram a assinatura de acordos para desenvolver assuntos voltados à área de defesa, onde um deles era específico para a área nuclear, com tópicos que contemplavam desde a nacionalização do ciclo de combustível em escala industrial (dado que o Brasil possui o conhecimento técnico, mas não realiza atualmente todas as etapas do ciclo do combustível em território brasileiro em larga escala) até a construção de reatores (4).

2.1 Motivações

Do ponto de vista técnico, como justificativa da relevância do assunto tratado neste trabalho, podemos apontar que, concomitantemente ao contexto abordado a priori, algumas motivações para o estudo mais aprofundado e para a efetivação da tramitação de projetos termonucleares são:

a. A busca pela segurança de suprimento - A planta termonuclear opera em regime de base, pelo seu baixo custo operativo e por motivos de segurança, com considerável estabilidade. Ressalva-se apenas que há dependência da oferta de urânio bruto nacional (no caso brasileiro, no presente momento, há superávit dado que o Brasil possui aproximadamente 278,7 mil toneladas de urânio em reservas conhecidas, com apenas 25% do território prospectado, o que lhe concede a sétima posição em reservas mundiais (1)) e da capacidade nacional, somada à importação, de produzir o elemento combustível processado para fins de geração de energia elétrica.
b. Desenvolvimento sustentável da oferta - A maioria das térmicas que hoje atuam em regime complementar operam com combustíveis fósseis não renováveis, com impactos ambientais significativos, e com preços de insumo relativamente elevados e voláteis. Lembra-se, todavia, que à luz da tecnologia hoje disponível, para a opção nuclear, seria necessário estudo específico para contornar as conseqüências advindas dos rejeitos liberados, vislumbrando alternativas como o uso do ciclo fechado de combustível, ou a utilização de mecanismos de disposição eficientes.
c. Renovação do parque gerador - Sabendo-se que a planta termonuclear possui vida útil estendida, podendo alcançar prazos próximos a 60 anos, seria necessário apenas investimento de manutenção reduzido para viabilizar sua operação segura durante um prazo comparativamente mais longo.
d. Alternativa para térmicas de alto custo - Considerando os recentes leilões ocorridos em 2008, com a contratação de energia para entrega nos anos de 2011 e 2013, notou-se a contratação predominante de fontes como óleo combustível e gás natural liquefeito, atreladas a preços de contratação comparativamente baixos, mas que podem resultar em custos globais deveras altos ao consumidor, que acabam sendo repassados através de encargos específicos do setor, como o Encargo de Serviços do Sistema (ESS).
e. Análise de todas as alternativas existentes - Com a atual estruturação do setor, tendo em seu organograma entidades específicas para lidar com a operação, comercialização, fiscalização, e o planejamento, é de se considerar essencial o estudo mais aprofundado de todas as alternativas existentes no cenário brasileiro, dessa maneira, a energia nuclear não foge desse critério. No planejamento da expansão brasileira, algumas fontes podem ser subjugadas pelo cenário momentâneo em que se encontram, quando na verdade deveriam ser consideradas em termos de potencial de crescimento e atendimento ao planejamento de curto, médio e longo prazo, evitando solução de problemas emergenciais em substituição à solução de questões importantes.
f. Baixo custo operativo - mesmo possuindo investimento inicial elevado, em termos operativos, o custo da energia nuclear é reduzido, atingindo patamares mais baixos que o de usinas hidrelétricas. Seria necessário, portanto, identificar uma metodologia de contratação específica para a energia termonuclear, contemplando as características de amortização do capital intensivo no início do projeto.

3.0 METODOLOGIA

Como expresso a priori, visado definir um intervalo de viabilidade, será realizado um estudo de caso, considerando em princípio um caso base, considerando valores medianos das variáveis, um caso pessimista e um otimista, e por fim, com o objetivo de dar uma indicação para eventuais projetos futuros, tentou-se estimar a sensibilidade de cada *input* no resultado para o acionista, visualizando qual a ponderação de cada variável no resultado financeiro.

O estudo de uma planta nuclear fictícia deve ser realizado através de mecanismos de análise financeira que consigam, de certa maneira, determinar a estrutura de custos e receitas do empreendimento para que, adotando certas premissas, possa ser feita a análise do fluxo de caixa ou de índices contábeis. A metodologia adotada neste trabalho para quantificar a viabilidade do projeto é o Fluxo de Caixa Descontado (*FCD*), onde neste caso, considerou-se a perspectiva do capital privado como investidor, e desta maneira, estudou-se a TIR do investidor (acionista) como métrica de retorno. O FCD em valor presente segue a seguinte equação (5):

$$FCD = \sum_{t=1}^{T} \left[E(FC_t) * (1+r)^{-t} \right]$$

Sendo $E(FC_t)$ Fluxo de Caixa Esperado em um dado instante t, T o período total de análise, e r a taxa de desconto utilizada para descontar o fluxo de caixa.

A TIR reflete a taxa de desconto necessária para que o fluxo de caixa em valor presente seja nulo, desta maneira, uma vez projetados os parâmetros, otimiza-se a estrutura de fluxo de caixa para determinar de maneira iterativa a referida taxa (5).

A possibilidade de abordar o problema através de múltiplos, considerando a comparação entre indicadores contábeis de projetos semelhantes fica inviabilizada dado o fato da escassez de projetos semelhantes no cenário nacional, atendendo as normativas contábeis da legislação brasileira, sob a ótica da participação da iniciativa privada.

O cenário considerado para realizar as análises é baseado em valores nominais, tendo cada parâmetro o seu índice de reajuste, sendo esta a motivação para não se realizar as análises em valores reais. Uma vez que há atualização de valores atrelados a índices diferenciados, há possibilidade de descolamento nas projeções, o que pode ocasionar em resultados que não expressam a realidade, caso fossem utilizadas projeções em valores reais.

Para descontarmos o fluxo de caixa do acionista utilizou-se o custo do capital próprio (Ke), e para descontarmos o fluxo de caixa do projeto, que será base para o cálculo do retorno ao acionista, utilizou-se do Custo de Capital Médio Ponderado (da sigla de língua inglesa, *WACC - weighted average cost of capital*), que considera a estrutura de alavancagem do projeto ponderando o custo da dívida (Kd) e o custo do capital próprio, calculado seguindo a equação (5):

$$WACC = \left[Ke * \left(\frac{CP}{(CP+D)} \right) \right] + \left[Kd * (1-A) * \left(\frac{D}{(CP+D)} \right) \right]$$

Sendo *CP* o Capital Próprio, *D* o Capital de Terceiros, e *(1-A)* o efeito fiscal, que é o desconto da tributação aplicável do custo da dívida.

Almejando alcançar o objetivo de determinar as sensibilidades dos parâmetros de entrada, foram calculadas as elasticidades das variáveis em relação a TIR do acionista, lembrando que o equacionamento do fluxo de caixa é exponencial, dado o regime de juros compostos, e desta maneira a metodologia de cálculo mais detalhista deve ser embasada na determinação da derivada parcial do FCD em relação a variável de estudo. O presente trabalho considerou que dentro do intervalo de variação, a FCD se comporta como uma função linear, sendo a elasticidade variável da TIR do acionista ($E_{Var\text{-}Tir}$) calculada da seguinte maneira (6):

$$E_{Var-Tir} = \frac{\Delta \% Tir}{\Delta \% Var} = \frac{\dfrac{Tir_f - Tir_i}{Tir_i}}{\dfrac{Var_f - Var_i}{Var_i}} = \frac{\dfrac{\Delta Tir}{Tir_i}}{\dfrac{\Delta Var}{Var_i}} = \frac{Var_i}{Tir_i} * \frac{\Delta Tir}{\Delta Var}$$

Onde Var_i e Var_f é o valor inicial e final da variável, respectivamente, e Tir_i e Tif_f é o valor inicial e final da TIR do acionista respectivamente.

4.0 ESTUDO DE CASO

4.1 Premissas financeiras

Para considerar o valor do capital ao longo tempo, utilizou-se uma projeção de vinte anos de estudo, e um prazo para a construção da usina de seis anos (considerando a fase de sondagem de sítio, estudos, projeto, e execução da obra). Dessa maneira, foi estimada a estrutura de caixa durante o período de vinte e seis anos. Também, não foi considerada a perpetuidade da planta, ou seja, a consideração da vida útil do empreendimento tender ao limite do tempo no infinito, essa abordagem será discutida mais adiante, onde serão apontados os efeitos dessa consideração como premissa.

Em termos da estimativa de receita do empreendimento, optou-se por adotar um contrato predominante de venda em leilão de energia público (95% do lastro), na modalidade por disponibilidade, durante um prazo de vinte anos. Junto a isso, optou-se por determinar uma composição de um portfólio de venda, considerando também uma pequena parcela em contrato bilateral de longo prazo, bem como a liquidação de parcela de energia no mercado de curto prazo, sendo nesse caso, a energia atrelada a um preço embasado em estudo de sensibilidade sobre o Plano Decenal de Energia 2007-2016, realizado no âmbito da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia (APINE) (7).

No estudo citado, foram considerados cenários mais específicos, englobando entre outros fatores, possíveis atrasos em projetos estruturantes, cenários diferenciados para o preço de insumos de geração termoelétrica e para os *inputs* de simulação de despacho e preço com os modelos utilizados no setor, e projeções de vazões atualizadas. A Figura 1 aponta a projeção de preços utilizada para o horizonte de 2009 – 2016 no submercado Sudeste, confrontado com a projeção do referido Plano Decenal de Energia. Para o restante do período de estudo utilizou-se a média obtida no espaço temporal contido nos dados de análise.

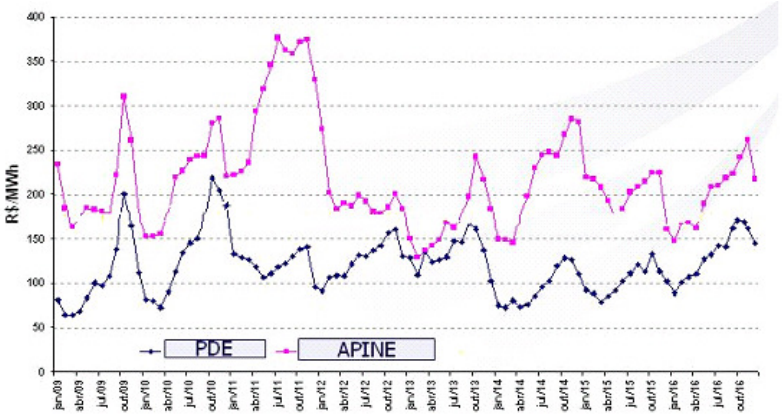

FIGURA 1 – Projeção do Preço de Liquidação das Diferenças – Submercado Sudeste

A opção de compor um portfólio contratual de venda foi realizada em razão da necessidade de vislumbrar a influência de cada modalidade no modelo, principalmente atentando ao impacto no resultado caso seja preferível a venda em contrato bilateral à comercialização em leilão. Também, as considerações aqui adotadas estão condicionadas à metodologia usual de contratação em leilões, quando na verdade, como motivo de estudo futuro, deveriam apontar uma metodologia específica para a venda da energia destes empreendimentos, dada a característica de capital intensivo por um prazo inicial longo, tornando necessária a inclusão de prazos maiores para realizar a amortização do capital, e caracterização do retorno desejado, entre outros fatores.

A estrutura de alavancagem de capital adotada foi embasada nos moldes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), assim sendo, a parcela de capital própria ficou restrita a vinte por cento (20%) do investimento total do projeto, sendo os outros oitenta por cento (80%) obtidos junto ao órgão de fomento citado. Consideraram-se liberações trimestrais, e inexistência de carência após a liberação integral do capital para sua amortização. Não foi incluída a possibilidade de liberação fora deste cronograma por comprovação de desembolso físico do montante recebido em investimento no projeto.

A amortização foi realizada durante o período de quatorze anos, pelo Sistema de Amortização Constante, incluindo a capitalização da parcela da Taxa de Juros de Longo Prazo acima da taxa de corte de 6% ao ano.

O valor do investimento, para o caso base, foi de 3.400 dólares americanos por kilowatt instalado (US$/KW instalado) (8), e como apenas alguns dados de entrada foram caracterizados em moeda estrangeira, dada a utilização de referências internacionais, optou-se por adotar uma taxa de câmbio de dois 2,00 reais por dólar americano (R$/US$) para converter esses parâmetros, ao invés de realizar a avaliação, em sua integralidade, em moeda estrangeira.

A depreciação adotada foi linear, e, quando necessário, forçada para ser realizada no prazo máximo de projeção do caixa, visando eliminar possível valor residual dos componentes, demonstrando assim a viabilidade de retorno do investimento exclusivamente no período de análise. Dessa maneira, considerou-se o montante total do investimento e subdividiu-se o mesmo na seguinte proporção para fins de análise da depreciação (9):

TABELA 1 – Distribuição percentual do custo de investimento

Descrição do Item	Porcentagem do Custo de Investimento [%]
Estrutura	13,90
Reator	20,40
Turbina	14,70
Itens Elétricos	4,40
Equipamentos Diversos	3,10
Sistemas de Vapor	3,30
Custos Diretos Totais	**59,80**
Serviços de Construção	13,00
Engenharia	6,40
Supervisão de Campo	5,50
Custos Indiretos Totais	**24,90**
Custos de Capital	5,10
Contingência	10,20
Total	**100,00**

As despesas operacionais consideradas incluem todos os encargos setoriais brasileiros, gastos com estudos, seguros, outros (marketing e gastos de contingência), operação e manutenção. Além dessas despesas, considerou-se uma contribuição mensal para constituir um fundo de reserva a título de sustentar os gastos futuros com o descomissionamento da planta, que inclui todo o processo de tratamento do sítio após a vida útil do projeto, o desmantelamento da plana, a reurbanização do terreno, e os tratamentos necessários para conter os impactos ambientais (10), esse fundo teve sua remuneração atrelada à projeção dos Certificados de Depósitos Interbancários (CDI) durante a operação comercial.

A título de estudo, foi adotado um custo de capital de 16%, e um custo de dívida indexado a TJLP, com um *spread*, para o caso base, de 5%, sendo considerado nesse spread a taxa do órgão de fomento, a remuneração pela intermediação financeira, e um prêmio pelo risco.

4.2 Premissas Técnico-Operacionais

Considerando o porte das usinas brasileiras e internacionais, optou-se por uma usina com 1000 MW de capacidade instalada, sendo que, considerando as restrições da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada e Indisponibilidade Programada (TEIF/IP), restrições de segurança do reator adotado (*Pressurized Water Reactor - PWR*), e os parâmetros de Angra 1 e 2, adotou-se como premissa, um lastro para comercialização de 900 MW médios de energia.

O Custo Operativo da usina utilizado foi de 17 reais por megawatt hora (R$/MWh), embasado também em estudo de sensibilidade sobre o Plano Decenal de Energia, desenvolvido para a APINE, supra-citado (7).

4.3 Descrição do procedimento de cálculo

Primeiramente buscou-se determinar o intervalo de viabilidade econômico-financeira, considerando o caso base, associado a valores medianos, e, por conseguinte, aplicando-se uma variação, para cima e para baixo, de 30%, em parâmetros mais preponderantes como o valor do investimento, as despesas operacionais, e o valor do spread do financiamento. Foram desta forma obtidos os resultados pessimista e otimista, resultando no intervalo de valores de venda em leilão necessários para dar o retorno desejado ao investidor.

Em segundo momento, para vislumbrar um estudo de sensibilidade sobre as variáveis do modelo, foi imposta uma variação percentual em cada variável de entrada, em busca da identificação do impacto na taxa interna de retorno para o acionista, determinando as elasticidades-variável da TIR do acionista, no contexto *Ceteris Paribus*, isto é, escolhida a variável de estudo, aplica-se uma variação na mesma, mantendo-se constante todas as outras variáveis.

Os dados utilizados para realizar a análise encontram-se resumidos na Tabela 2 explicitada abaixo.

TABELA 2 - Resumo dos Principais dados de entrada

Parâmetro	Valor	Unidade
Capacidade Instalada	1.000,00	MW
Lastro para Venda	900,00	MW médios
Custo Operativo	17,00	R$/MWh
Custo de Implantação	3.400,00	US$/KW inst.
Duração da Obra	6,00	Anos
TUSDg	1,69	R$/KW inst.
Taxa CCEE e ONS	250,00	R$ mil/mês
TFSEE	303,78	R$/KW inst.
P&D	1,00	% da Receita Líquida
Estudos	4.000,00	R$ mil/ano
Seguros	1,00	% sobre Investimento
Descomissionamento	500.000,00	US$ mil
O&M	125.000,00	US$ mil/ano
Outros	250,00	R$ mil/ano

5.0 RESULTADOS

De acordo com o procedimento de cálculo descrito no item 3.3, atentando para o resumo de dados utilizados para o caso base, apontados na Tabela 2, dadas as premissas de variação destes dados, e considerando a necessidade de se obter uma TIR ao acionista de 16% ao ano, os resultados obtidos neste estudo encontram-se na Figura 2.

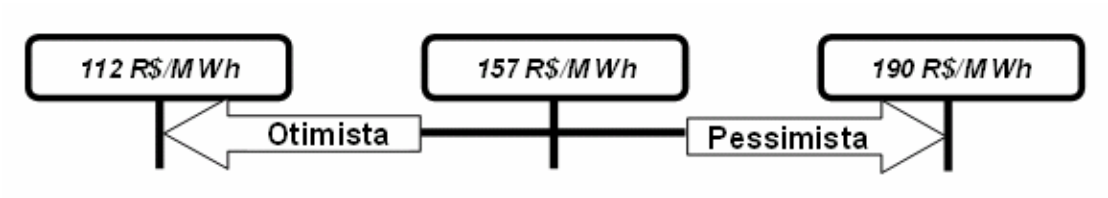

FIGURA 2 - Intervalo de Viabilidade

Seguindo a proposta do presente trabalho, as sensibilidades dos principais dados de entrada, identificadas pela elasticidade desses parâmetros em relação a TIR do acionista, encontram-se na Tabela 3. O resultado da elasticidade expressa a proporção que varia o retorno ao acionista caso aplicada uma variação na variável de estudo.

TABELA 3 - Elasticidades

Variável	Elasticidade
Investimento	-2,2858
MW médio vendido em Leilão	1,0195
MW médio em Contrato Bilateral	0,0333
ICB de Contratação no Leilão	3,2585
Preço do Contrato Bilateral	0,1394
TUSD	-0,0055
Contribuição CCEE	-0,0002
Contribuição ONS	-0,0003
TFSEE	-0,0082
P&D	-0,0390
Estudos	-0,0131
Seguros	-0,6529
Descomissionamento	-1,8651
O&M	-1,0641
Outros	-1,7389
Custo do Capital Próprio	0,0034
Spread de Financiamento	1,5392

6.0 CONCLUSÃO

A abordagem deste documento, com a utilização da metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, é um indicativo de retorno baseado em premissas, sendo que, a análise se completa quando analisadas separadamente as influências das variáveis no resultado. Esta observação é relevante quando atenta-se para o fato de que em um modelo de avaliação deste porte, fatores como o prazo de contratação, custo da dívida, ou até mesmo a tributação considerada, entre outros, podem ser divergentes em momentos distintos de estudo.

Notou-se que, dentro do arcabouço de parâmetros adotados, sob a consideração apenas da comercialização da energia, os valores em R$/MWh que resultariam em viabilidade do empreendimento são factíveis dentro do observado atualmente em leilões de energia. Considerado o exposto, salvo externalidades, financeiramente pode-se concluir que a energia nuclear é atrativa para a iniciativa privada em um intervalo entre 160 R$/MWh e 190 R$/MWh, adotando uma postura conservadora quanto ao investimento. Também, é importante dar especial atenção, em momento de projeto, para fatores como o valor do investimento, a energia negociada em leilão dentro do portfólio de venda, o spread do financiamento obtido, as despesas operacionais excluídos os encargos, e o preço de contratação no leilão, dado que estes fatores são os mais preponderantes em termos de influência no retorno ao investidor.

Faz-se necessário ressaltar que neste estudo, não foram considerados riscos regulatórios, bem como não foram quantificados possíveis benefícios intangíveis que poderiam advir do uso desta energia.

Por fim, é essencial lembrar que não foi considerada a perpetuidade da planta, concluindo desta maneira que estes valores encontrados seriam suficientes para viabilizar o empreendimento dentro do período de projeção. Levando em conta a vida útil de reatores e das instalações, é sabido que o projeto possui vida mais prolongada que o utilizado neste estudo, com isso, passado o prazo de análise, ter-se-ia uma fonte de receita sem a necessidade de amortização de investimento de capital intensivo, apenas seria necessário desembolso de caixa para amortização das despesas operacionais e os demais investimentos de manutenção. O impacto que isto traria para o resultado ao investidor é significativo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 3ª Edição, Editora Brasília, 2008.

(2) Gaivão, A., Geraets, L., Crommelynck, Y., Situação da geração termonuclear no mundo - Workshop APINE energia nuclear como alternativa viável para expansão da oferta de energia, Rio de Janeiro, novembro 2008.

(3) Coelho, J., A iniciativa privada e a produção de energia elétrica a partir da energia nuclear, - Workshop APINE energia nuclear como alternativa viável para expansão da oferta de energia, Rio de Janeiro, novembro 2008,.

(4) Guernigou, Y., Grudgings, S., Brasil e França assinam acordo de defesa de US 12 bi. Reuters Brasil Online, 23 de dezembro de 2008.

(5) Damodaran, A., Damodaran on Valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance, 2nd Edition, John Wiley & Sons, Inc., 2006.

(6) Varian, H. Microeconomia, Editora Campus, 7ª Edição, 2003.

(7) Morozowski Filho, M., et al., Análise das Condições de Atendimento ao Mercado de Energia Elétrica no Período 2008-2016 – Relatório Final preparado para Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia, Curitiba, Junho de 2008.

(8) MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY, The Future of Nuclear Power – An interdisciplinary MIT Study, (Estado/USA), 2003.

(9) UNIVERSITY OF CHICAGO, The economic future of nuclear power, Chicago, IL USA 2004.

(10) NUCELAR ENERGY AGENCY., Decommissioning Funding: Ethics, Implementation, Uncertainties – A Status Report, 2006.

DADOS BIOGRÁFICOS

Rodolfo Molinari Filho
Nascido em Santos, SP em 22 de novembro de 1984.
Mestrando (previsto 2010) em Engenharia Civil na UNICAMP e Graduado (2008) em Engenharia Civil na UNICAMP.
Empresa: CPFL Energia, desde 2008.
Atua na Assessoria da Vice Presidência de Gestão de Energia.