

Investimentos em Transmissão: Um Enfoque Econômico-Financeiro e Contábil na Visão da Empresa Integrada e do Projeto Específico

F. Anuatti Neto, C. Amorim, V. A. Martins, C. Peano, C. M. V. Tahan, J. Oliveira Silva, M. A. Pelegrini, J. A. Jardini, R. P. Casolari, T. Sousa, G. Guerra, L. C. Britto

Resumo – Este artigo apresenta os resultados do projeto de P&D “Metodologia para suporte à tomada de decisão de investimentos em transmissão, sob o enfoque econômico-financeiro e contábil: a visão da empresa integrada e a visão do projeto específico”. A determinação da remuneração adequada dos ativos do serviço de transmissão de energia elétrica (parcelas da receita anual permitida - RAP) emprega metodologias diferenciadas para os ativos existentes, os novos investimentos na ampliação, reforço e melhoria das instalações de transmissão integrantes da rede básica ou das demais instalações de transmissão, e para as novas licitações. Em função de tal particularidade regulatória as concessionárias de transmissão necessitam uma metodologia que considere de forma integrada os efeitos das ampliações, reforços e melhorias das instalações integrantes da rede básica ou das demais instalações da transmissão, sobre o equilíbrio econômico-financeiro de longo prazo. A metodologia desenvolvida emprega a análise do fluxo de caixa descontado e simulações de Monte Carlo para avaliar o impacto marginal de projetos ou conjuntos de projetos, sobre o equilíbrio econômico-financeiro de longo prazo.

Palavras chave: Transmissão de energia elétrica, investimentos, remuneração, receita anual permitida (RAP), ativos.

I. INTRODUÇÃO

Quando da reestruturação do setor elétrico, as concessionárias de transmissão foram constituídas incorporando também instalações que não integram a rede básica do sistema elétrico interligado, denominadas “demais instalações de transmissão” – DIT. Dessa forma, as concessionárias de transmissão são remuneradas diferentemente conforme a classificação das suas instalações de transmissão: as instalações integrantes da rede básica, remuneradas por receita anual permitida, e as demais instalações de transmissão - DIT, remuneradas por meio de encargos de conexão correspondentes. No caso especial da CTEEP as demais instalações de transmissão constituem uma rede complexa e compartilhada por diversos usuários.

Em função do modelo regulatório do serviço de

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

Este trabalho foi financiado pela Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista dentro do programa de P&D Aneel, ciclo 2006/2007. Autores para correspondência Francisco Anuatti Neto (fanuatti@usp.br) e Gersino Guerra (guerra@ctep.com.br).

transmissão de energia elétrica, os ativos existentes, bem como, os novos investimentos na ampliação, reforço e melhoria das instalações de transmissão integrantes da rede básica ou das demais instalações de transmissão têm metodologias diferenciadas para determinação da remuneração adequada.

Este trabalho apresenta os resultados do Projeto 0068-018/2006 - “Metodologia para suporte à tomada de decisão de investimentos em transmissão, sob o enfoque econômico-financeiro e contábil: a visão da empresa integrada e a visão do projeto específico”, aprovado pela ANEEL para o ciclo de desenvolvimento 2006/2007, tendo como executora a FIPE-Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas em associação com as equipes do ENERQ/USP e GTDA/USP e CTEEP.

O trabalho propõe uma metodologia para suporte à tomada de decisão de investimentos na prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, considerando a análise dos modelos de cálculo da receita anual permitida utilizado pelo regulador (Fluxo de Caixa Descontado e Receita Requerida).

II. CONTEXTO REGULATÓRIO

Em termos gerais, conforme dispõe os regulamentos das concessões do serviço público de energia elétrica, é responsabilidade da concessionária realizar investimentos em obras e instalações, de modo a assegurar a qualidade do serviço de energia elétrica, garantido o equilíbrio econômico-financeiro do contrato (Lei nº 9.427, de 26.12.1996).

Adicionalmente ao estabelecido pela Lei nº 9.427, quando da reestruturação do setor elétrico, as concessionárias de transmissão foram constituídas incorporando também instalações que não cumprem o papel de otimização eletroenergética, ou seja, que não devem integrar a rede básica do sistema elétrico interligado, denominadas “Demais Instalações de Transmissão” - DIT (instalações de transmissão de uso exclusivo de agentes de geração e de âmbito próprio dos concessionários ou permissionários de distribuição, em caráter individual ou compartilhado).

Identificam-se, a partir das Leis anteriormente citadas, três situações características diferentes no serviço público de transmissão de energia elétrica com relação à determinação da remuneração (receita anual permitida – RAP) pela prestação do serviço público de transmissão (serviço pelo preço):

- Outorga de concessão de serviço público de

transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de novas instalações de transmissão da rede básica do sistema elétrico interligado, por meio de licitação na modalidade de leilão, para a empresa ou consórcio que apresentar a menor RAP”.

b) Concessão das instalações de transmissão existentes, quando da prorrogação ou desestatização, conforme contratos de concessão para transmissão de energia elétrica, celebrados entre a União e as empresas transmissoras, e, principalmente, as Resoluções ANEEL nos 166 e 167, de 2000, que, respectivamente, “atualiza a composição da rede básica do sistema elétrico interligado, suas conexões e as respectivas empresas usuárias das instalações” e “estabelece as receitas anuais permitidas vinculadas às instalações de transmissão de energia elétrica, o valor da tarifa de uso da rede básica e os encargos de conexão”.

c) Autorização às concessionárias existentes, mediante resolução específica da ANEEL, para implantação de novas instalações de transmissão da rede básica, bem como para substituições ou alterações nas instalações existentes da rede básica, recomendados pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE ou pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, para aumento da capacidade de transmissão, ou da confiabilidade do sistema, ou ainda, que resulte em alteração da configuração do sistema interligado, com a correspondente parcela de receita anual permitida (RAP), a ser acrescida à receita anual da empresa transmissora.

A Resolução Normativa ANEEL no 067/2004 estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional definindo:

Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN: instalações de transmissão que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV; e

II – transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

Não integram a Rede Básica e são classificadas como Demais Instalações de Transmissão, as Instalações de Transmissão que atendam aos seguintes critérios:

I – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou de consumidores livres, em caráter exclusivo;

II – interligações internacionais e equipamentos associados, em qualquer tensão, quando de uso exclusivo para importação e/ou exportação de energia elétrica; e

III – linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, em tensão inferior a 230 kV, localizados ou não em subestações integrantes da Rede Básica.

Ainda, segundo essa Resolução Normativa, as novas instalações a serem integradas à Rede Básica deverão estar recomendadas por estudos de planejamento, projetadas em observância aos Procedimentos de Rede e respaldadas pelos respectivos estudos técnicos e econômicos da Empresa de Pesquisa Energética - EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, visando subsidiar o correspondente processo de licitação de concessão ou de autorização de reforços.

Para tanto é estabelecida uma contraprestação pela execução do serviço, a ser paga pelo usuário com tarifas baseadas no serviço, que deverá assegurar a cobertura de custos compatíveis com os custos-padrão; estimular novos investimentos; induzir a utilização racional; e minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos (Decreto no 2.655, de 2.7.1998).

Essa contraprestação dada ao agente transmissor ocorre diferentemente conforme a classificação das suas instalações de transmissão: as instalações integrantes da Rede Básica, remuneradas por Receita Anual Permitida (RAP), e as DIT's, remuneradas por meio de encargos de conexão correspondentes.

Até a edição das Resoluções Anel no 158, de 23 de maio de 2005 e 242 de 07 de dezembro de 2006 havia divergências de interpretação quanto à classificação correta das obras entre reforços e melhorias, uma vez que as melhorias seriam de responsabilidade das próprias concessionárias e, conseqüentemente, não gerariam direito a acréscimos de RAP.

As resoluções definiram reforços como a implementação de novas instalações de transmissão; a substituição; ou a adequação em instalações existentes, recomendadas pelos planos de expansão do sistema de transmissão e autorizadas pela ANEEL, para aumento da capacidade de transmissão ou da confiabilidade do Sistema Interligado Nacional - SIN, ou, ainda, que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica ou de uma instalação.

As obras consideradas reforços foram subdivididas em nove classificações distintas, cabendo três tratamentos diferentes quanto ao acréscimo de RAP em função da classificação. Os Reforços que constam da “Proposta Anual de Ampliações e Reforços” (PAR), elaborada pelo ONS, tem autorização específica e receita associada a ser incorporada a RAP na data de entrada em operação da obra (incisos “I”, “II” e “III”). Os Reforços motivados por expansão da capacidade ou da confiabilidade do SIN, desde que haja solicitação do ONS, serão implementados mediante autorização, (incisos “IV”, “V”, “VI”, “VII” e “VIII”),

terão a receita incorporada à RAP na data do reajuste anual de receitas a partir da data de entrada em operação de cada obra. Os equipamentos associados a acesso (inciso “IX”) serão remunerados por meio de Contrato de Conexão à Transmissão - CCT ou Contrato de Compartilhamento de Infra-estrutura - CCI, conforme o caso, sendo o encargo correspondente, a ser praticado até a revisão subsequente, definido de acordo com a tensão e o arranjo indicado.

As Melhorias devem ser implementadas diretamente pelas concessionárias de transmissão, sem necessidade de

autorização prévia da ANEEL. As melhorias são registradas pelos custos incorridos, registrados de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCSPE), os quais serão considerados nas subseqüentes revisões periódicas contratuais das Receitas Anuais Permitidas.

Há uma categoria de investimentos que uma concessionária de transmissão deve considerar que é outorga de novas concessões para construção e operação de linhas e subestações. A contratação de obras por meio de licitações requer preparação para participação em leilões em que um valor teto de receita (RAP) é definido e a concorrência ajusta a RAP ao valor de mercado. Nessa forma de contratação não eram aplicadas revisões ordinárias e a reposição da inflação dá-se pela aplicação de índices econômicos, inicialmente o IGPM e posteriormente o IPCA. Mais recentemente foram introduzidas revisões periódicas abrangendo especificamente a redução dos custos de capital de terceiros.

III. METODOLOGIA

È consagrado que o aspecto mais importante de uma decisão de investimento centra-se no dimensionamento dos fluxos previstos de caixa a serem produzidos pelo investimento. A confiabilidade dos resultados de determinado investimento é, em grande parte, dependente do acerto com que seus fluxos de entradas e saídas de caixa são projetados. Em todo processo de decisão de investimento, é fundamental o conhecimento não só de seus benefícios futuros esperados, expressos em termos de fluxos de caixa, mas também de sua distribuição ao longo da vida prevista do projeto [1],[2]e[3].

As diferenças no tratamento regulatório dos contratos de concessão de transmissão entre instalações existentes (RBSE), instalações novas, DITs e novos ativos licitados não impede que se possam analisar os investimentos de uma empresa de transmissão de forma integrada. Para essa análise integrada adotou-se como ponto de partida conceito de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão EEF empregado na determinação do Fator X e nas revisões tarifárias periódicas da distribuição. Abordagem equivalente é empregada nos novos contratos de concessão de transmissão licitados em que a cada revisão periódica o regulador atualiza o custo de capital de terceiros. Por esse conceito o equilíbrio econômico-financeiro está presente nas condições de início do contrato e é atualizado a cada período revisório pela igualdade entre a taxa interna de retorno TIR de um fluxo de caixa da concessionária e o custo de capital regulatório WACC.

A utilização desse conceito pode ser considerada por ser compatível:

1. com a forma com que o mercado de capitais avalia a atratividade de um negócio (Valor Presente Líquido do Fluxo de Caixa Descontado);
2. com a incorporação dos investimentos esperados para o período revisório em questão, isto é, permite contemplar não apenas o equilíbrio no momento de realização de uma Revisão Tarifária Periódica – RTP, sendo

uma abordagem prospectiva,

3. com o conceito de custo de oportunidade do capital, sendo esse o adotado pelo regulador ou o percebido pelo investidor.

O problema na aplicação desse conceito consiste em conciliar num mesmo fluxo de caixa o tratamento dado aos investimentos existentes, isentos de revisão tarifária periódica por meio de cláusula contratual até o final do prazo de concessão (2015), com os investimentos em novas instalações e com a atribuição de receitas a cada um deles.¹

A. Construção do Fluxo de Caixa da Concessão

O modelo de avaliação propõe que os fluxos de caixa a serem considerados no processo de avaliação de investimentos contêm, em termos incrementais, exclusivamente valores operacionais. Com isso, devem ser ignorados todos aqueles fluxos financeiros oriundos principalmente das amortizações dos empréstimos e financiamentos contraídos, e respectivos encargos de juros.

Diversos argumentos podem justificar essa estrutura eminentemente operacional dos fluxos de caixa. Quando os juros e o principal são subtraídos dos fluxos operacionais, os fluxos restantes tornam-se mais incertos (variáveis) do que os próprios fluxos de caixa das operações, e é introduzido, ainda um sério complicador na determinação da taxa apropriada de retorno exigida da qual os fluxos líquidos de caixa devem ser descontados [4].

De maneira genérica, essa definição do fluxo de caixa pode ser ilustrada mediante a seguinte identidade:

$$\Delta FCO = \Delta LOP_b + \Delta DND \quad (1)$$

Onde:

ΔFCO = fluxo de caixa operacional

ΔLOP_b = lucro operacional bruto (antes do imposto de renda)²

ΔDND = despesas não desembolsáveis incrementais (depreciação, amortização e exaustão, basicamente).

Para montagem do fluxo de caixa considerou-se inicialmente o período a ser analisado. A rigor o período deveria compreender um fluxo de caixa iniciando em 1999 até o encerramento do prazo da concessão. Como simplificação considerou-se que os investimentos realizados após 1999 não afetaram a condição de EEF, sendo Ativo Imobilizado Líquido em Serviço AIS de 2005 considerado o investimento inicial. Assim o período de análise do fluxo de caixa é o compreendido entre 2005, equivalendo ao do início do contrato, até seu término em 2015.

O passo seguinte foi determinar a RAP que garantiria para esse período contratual a condição de EEF, isto é, dados os investimentos iniciais, taxas de depreciação e despesas operacionais, qual seria a receita necessária para alcançar a

¹ Sua utilização nas concessões de transmissão é ainda mais simples que no contexto da distribuição de energia elétrica, pois os investimentos necessários são resultantes de decisões de planejamento público, cabendo ao concessionário executá-los conforme requisitado. Dilui-se assim a assimetria de informação e permite-se maior precisão na avaliação do desempenho esperado da concessionária.

² Importante ressaltar que não está considerado nesta fórmula a redução do Imposto Renda, uma vez que este foi utilizado na taxa de projeção da Receita Bruta.

condição TIR=WACC.

A TIR é a taxa de juro que iguala, na data de início do investimento – momento zero, as entradas com as saídas previstas de caixa. O cálculo da TIR requer, basicamente, o conhecimento dos montantes de dispêndio de capital e dos fluxos de caixa líquidos, representa a rentabilidade do projeto expressa em termos de taxa de juros composta equivalente periódica. Supondo-se a atualização de todos os movimentos de caixa para o momento zero, da forma seguinte [1]:

$$I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+K)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+K)^t} \quad (2)$$

Onde:

I_0 = montante de investimento no momento zero (início do projeto);

I_t = montantes previstos de investimento em cada momento subsequente;

K = taxa de rentabilidade equivalente periódica;

FC = fluxos previstos de entradas de caixa em cada período de vida do contrato.

B. Projeção do Balanço e do Fluxo de Caixa da Concessão para um Ciclo Tarifário sem Investimentos adicionais

A primeira formulação assume apenas os investimentos iniciais, AIS de 2005, e gera a receita que permite atingir a condição de equilíbrio do contrato para um fluxo que se inicia em 2005 e termina em 2015. Dessa condição de equilíbrio inicial surgirão RAP de equilíbrio que satisfaz a condição TIR=WACC e as TIRs associadas a cada período revisório a que a concessão como um todo estará sujeita até o final do contrato TIR1, TIR2, TIR3. Note-se que por construção o AIS de 2005 menos as depreciações do primeiro ciclo revisório irão constituir o investimento do segundo ciclo e assim sucessivamente até o final da concessão. Mantida a RAP calculada para o período como um todo constante para os investimentos existentes, pode-se garantir que as TIRs de cada período regulatório são equivalentes a TIR para todo período, mantendo a condição inicial de EEF.

A partir dessa condição de equilíbrio inicial são considerados os impactos dos investimentos em reforços, melhorias e as novas licitações. A avaliação de cada investimento isolado ou de uma carteria de investimentos passa a ser comparada pelo seu impacto nas TIRs de cada período regulatório. O fato de os investimentos ultrapassarem o prazo da concessão original é mitigado pelo método aqui empregado, ao se considerar um horizonte de análise igual ao final do prazo da concessão. Assume-se que ao final do prazo da concessão os investimentos realizados e não amortizados retornam ao concessionário como uma entrada de caixa. Na seção de estudo de caso essa forma de análise será evidenciada.

C. Análise de Riscos

Essa seção discute inicialmente como o processo regulatório pode oferecer riscos aos investimentos realizados em cada uma das modalidades descritas na seção II. Após discutir esses riscos a seção expõe de forma sucinta a metodologia empregada para simulação.

Riscos dos Investimentos em Melhorias:

Os investimentos em melhorias poderão afetar o Fluxo de Caixa da concessionária de transmissão positivamente, melhorando o retorno esperado, quando evitarem custos operacionais e, após a revisão periódica, aumentarem o valor da base de remuneração regulatória (BRR), levando ao aumento da RAP no próximo ciclo revisório.

Enquanto o primeiro efeito está sob controle da concessionária, isto é, avaliar os impactos sobre a redução dos custos operacionais, o segundo efeito é sujeito a algum grau de incerteza regulatória.

Embora se possa estimar o impacto da melhoria sobre a base líquida ao final do ciclo tarifário, esses investimentos só serão contemplados com receitas adicionais caso não estejam associados aos investimentos existentes, cuja RAP é considerada blindada. Se esse investimento estiver sujeito a revisão de receita, existe alguma incerteza quanto ao reconhecimento dos valores investidos e quanto a taxa de remuneração a ser arbitrada para o próximo ciclo tarifário.

Riscos dos Investimentos em Reforços:

No caso dos investimentos em reforços motivados por expansão da capacidade ou da confiabilidade do SIN, a Resolução 158/2005 prevê que o pagamento da RAP será retroativa à data de entrada em operação comercial da instalação. Para fins do fluxo de caixa esse investimento só será remunerado a partir do próximo reajuste tarifário, podendo chegar a uma defasagem de 12 meses. Nesse caso, a RAP será acrescida dos investimentos realizados no período subsequente ao realizado.

No caso de investimento em reforços que tem autorização específica e receita associada a ser incorporada a RAP na data de entrada em operação da obra, a RAP é alterada no período em que entra em operação.

Para a categoria reforços existe incerteza quanto ao valor que o regulador poderá atribuir aos investimentos realizados nas próximas revisões tarifárias e qual a taxa de remuneração que será considerada adequada para remunerá-los.

Riscos dos Investimentos em Novas Licitações:

A análise ignora os custos de transação típicos de participação de um leilão de licitação. Assume-se que os custos de identificar parceiros, negociar contratos e constituir a empresa de propósito específico, custos nada desprezíveis, constituem-se em riscos de negócio a serem cobertos por lucros extraordinários da concessão após a licitação, ou em caso de insucesso no leilão, arcados pelos patrocinadores.

A concessionária de transmissão busca nas novas licitações sinergias e compartilhamento de custos que permitam ampliar o ganho integrado dos negócios. Entre as sinergias pode-se destacar a licitação de linhas ou subestações adjacentes a ativos da empresa, permitindo a repartição de custos em unidade de receita adicional. Outra fonte importante são as economias advindas a ampliação da escala nas compras de equipamentos (transformadores, cabos, disjuntores, pára-raios etc.), contratação de equipes de manutenção, de projetos das instalações, de construção e supervisão de instalações físicas e de engenharia de projeto. A empresa estabelecida poderá otimizar sua equipe de operação realizando os serviços de manutenção e operação dos sistemas [5],[6],[7].

Embora as novas concessões licitadas estejam sujeitas da alterações nas taxas de retorno, decorrentes da variação dos custos de capital de terceiros, as receitas desses projetos são menos sujeitas a intervenções regulatórias, constituindo um fator de diluição de riscos.

D. Simulação dos Riscos

A aferição das receitas futuras é apenas uma das utilidades da análise prospectiva de fluxo de caixa. Empresas utilizam tal análise tanto para a seleção de investimentos quanto para a atividade de planejamento de longo prazo. Investidores a utilizam para verificar a viabilidade econômica para tomada de decisão em opções de investimentos.

A dificuldade na previsão dos fluxos, é pertinente a todos que fazem uso da análise de fluxo de caixa como subsídio para tomada de decisão.

Assim sendo, os modos de abordagem e as técnicas utilizadas para modelar a incerteza são os mesmos, independentemente do objetivo da análise do fluxo de caixa. As técnicas normalmente utilizadas nesse sentido são a análise de sensibilidade, a análise de cenários e as simulações de Monte Carlo [8], [9],[10].

Esse trabalho utiliza o método de Monte Carlo, fazendo uso de números fortuitos e estatística de probabilidade, para a construção de um modelo do fluxo de caixa. Segue-se uma seqüência lógica, conforme abaixo:

1. Construiu-se um modelo básico para se avaliar os fluxos de caixa para diferentes cenários de investimento, em que projetos, datas de entrada e remuneração específica e custos são adicionados.

2. Foram definidos os parâmetros de simulação para simulação estatística de valores. Estes parâmetros são identificados na Figura 6 abaixo. Para todas as variáveis a média e o desvio padrão podem ser selecionados, admitindo-se uma distribuição normal.

3. Foram especificadas as relação entre as variáveis de entrada para cálculo da TIR, sendo o fluxo de caixa descontado pelo custo de oportunidade do capital (WACC). O parâmetro adotado pode ser o próprio valor regulatório ou outro a ser definido na simulação.

4. Uma vez selecionados os parâmetros das variáveis, são geradas distribuições de valores, que interagem muitas

vezes, até que se obtenha uma distribuição de probabilidade da TIR.

E. Distribuição probabilística e as taxas de retorno esperadas

O retorno esperado é a soma dos produtos dos vários retornos por suas probabilidades de ocorrência:

$$E(r) = \sum_t^n p_t r_t \quad (3)$$

sendo r_t a t-ésima taxa de retorno da distribuição, p_t sua probabilidade de ocorrer e n o número possível de taxas de retorno. A “largura” da distribuição probabilística das taxas de retorno é a medida de incerteza ou risco. Ou seja, quanto mais a taxa de retorno varia, maior é o risco do investidor.

Uma medida de risco largamente aceita e utilizada pelas instituições financeiras no gerenciamento do risco de mercado é o Value-at-Risk (VaR). Ele é uma estimativa da máxima perda potencial, a um dado nível de confiança, que uma instituição financeira estaria exposta durante um período padronizado (dia, semana, ano etc.). O VAR sintetiza a maior (ou pior) perda esperada dentro de determinados período de tempo e intervalo de confiança.

De modo mais formal, o VAR descreve o percentil da distribuição de retornos projetada sobre um horizonte estipulado. Se c for o nível de confiança selecionado, o VAR corresponderá ao $(1-c)$ percentil da distribuição. Por exemplo, com o nível de confiança de 95%, o VAR deve ser tal que exceda o número total de observações da distribuição (vide ilustração abaixo).

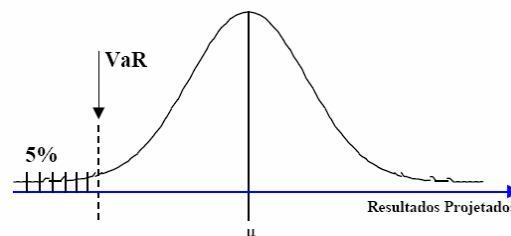


Figura 1. VAR para o nível de confiança de 95%

No estudo de caso optou-se por selecionar os valores da TIR com nível de confiança de 90%, assim os resultados das simulações apresentam os fluxos de caixa cuja TIR encontrada possui grau de confiança de 90%.

IV. FERRAMENTA COMPUTACIONAL

A ferramenta de análise foi desenvolvida com base em planilhas de cálculo EXCELL, sendo suas funções definidas em VISUAL BASIC. Foram implantadas quatro funções gerais: Painel de Controle, Cadastro de Projetos, Cenários de Investimento e Simulação Estatística. Essas funções são apresentadas no menu inicial, constante da Figura 2..

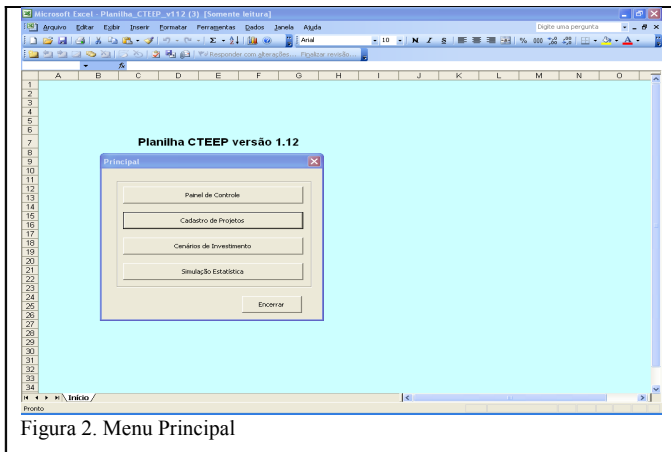


Figura 2. Menu Principal

F. Painel de Controle

O Painel de Controle (Figura 3) é destinado a representar os principais parâmetros da concessão no seu estágio inicial, identificando-se o valor do Ativo Imobilizado em Serviço, a Taxa Média de Depreciação e a Depreciação Acumulada, de modo que se possa obter o Ativo Imobilizado em Serviço Líquido do primeiro ano da simulação, antes de considerar os investimentos adicionais.

Também são parâmetros de simulação as taxas de remuneração definidas pelo regulador para os investimentos autorizados e licitados. Pode-se admitir que as taxas de retorno da concessão sejam diferentes daquelas utilizadas para os investimentos autorizados.

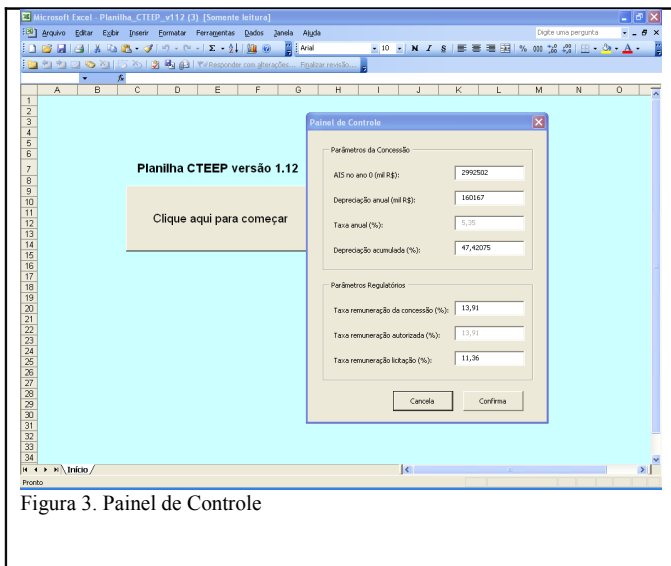


Figura 3. Painel de Controle

G. Cadastro de projetos

A função Cadastro de Projetos (Figura 3) permite inserir e excluir projetos segundo as categorias Licitação, Reforço com RAP definida, Reforço sem RAP definida e Melhorias.

É possível escolher o ano de início da obra e de entrada em funcionamento de cada projeto. Para cada categoria são definidos os parâmetros de custo do investimento, O&M e taxa de depreciação associados ao projeto. É possível selecionar a data de início da obra e a data início em operação. Para os investimentos nas categorias melhorias e

reforços, os parâmetros Taxa Média de Depreciação e O&M permitem associar a receita a partir do Custo Anual dos Ativos Elétricos. A inclusão de um projeto como reforço sem RAP autorizada apenas defasa de um ano o início da receita.

Com essas funções é possível avaliar o impacto de um projeto individual, ou de uma carteira de projetos, no retorno da empresa como um todo, assumindo um dado cenário de remuneração dos investimentos.

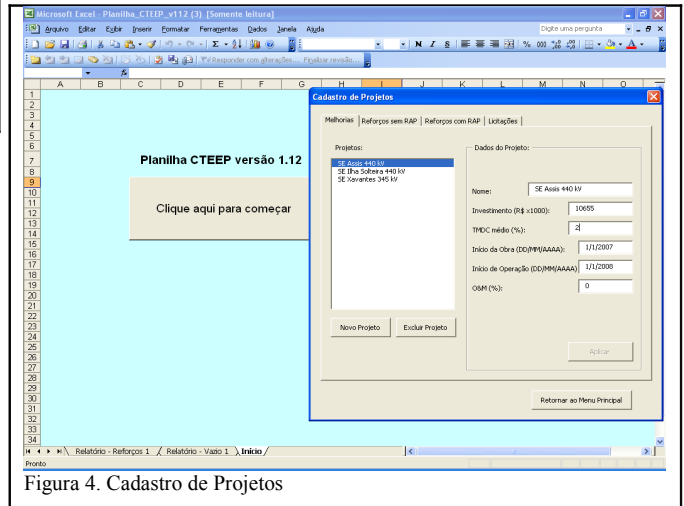


Figura 4. Cadastro de Projetos

H. Cenários de Investimento

A função Cenários de Investimento (Figura 4) permite selecionar a carteira de projetos a ser implantada. Essa função permite criar carterias alternativas de projetos que poderão ser comparadas após a aplicação do módulo de simulação.

Uma primeira aplicação dos Cenários de Investimento é a simulação do impacto sobre a rentabilidade do cumprimento das determinações regulatórias de melhorias e reforços. Para isso basta uma vez cadastrados os projetos definidos no PAR e outros, identificar as datas de entrada em operação requeridas. Com esse cenário de referência pode-se analisar os efeitos sobre a Taxa Interna de Retorno da Empresa –TIR

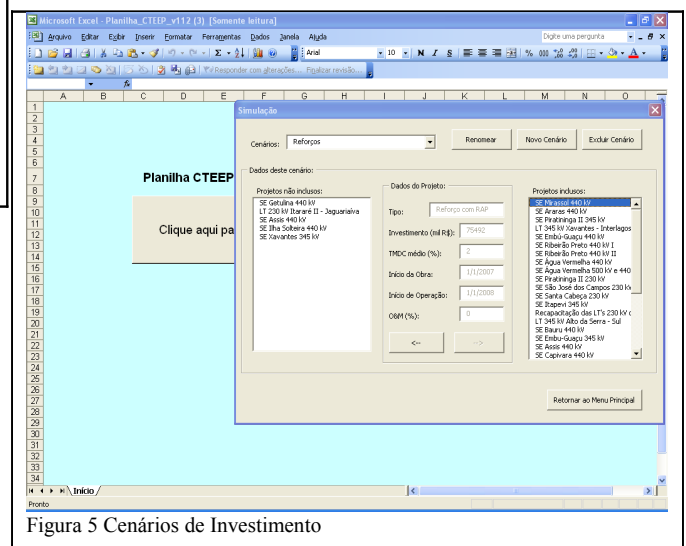


Figura 5 Cenários de Investimento

I. Simulação Estatística

Uma vez definido o cenário de investimento ele poderá ser selecionado conforme indicado na janela superior direita da Figura 6. A lista constante da carteira de projetos selecionada é apresentada a seguir. Colocando-se o cursor sobre o projeto individual se obtém as informações constantes do cadastro do projeto.

A janela lateral esquerda da Figura 6 apresenta os parâmetros de simulação. Nesse caso, o que se pretende simular são os efeitos de possíveis intervenções regulatórias sobre a rentabilidade esperada dos investimentos. São cinco possibilidades de intervenções regulatórias a serem simuladas para parâmetros de média esperada e desvio-padrão:

1. No caso de Licitações: Valores de custo de capital de terceiros afetando o WACC autorizado em revisões tarifárias futuras;
2. No caso de Reforços: Valores de WACC, que irá compor o Custo Anual dos Ativos Elétricos e o Valor Novo de Reposição dos Investimentos em revisões tarifárias futuras;
3. No caso de Melhorias: Valores de WACC, que irá compor o Custo Anual dos Ativos Elétricos e o Valor Novo de Reposição dos Investimentos em revisões da RAP adicional em revisão tarifária subsequente.

Os resultados dos investimentos são visualizados na tela da ferramenta e em relatório gerado. Podem ser avaliados, inicialmente, para cada período revisório como apresentado na Figura 6.

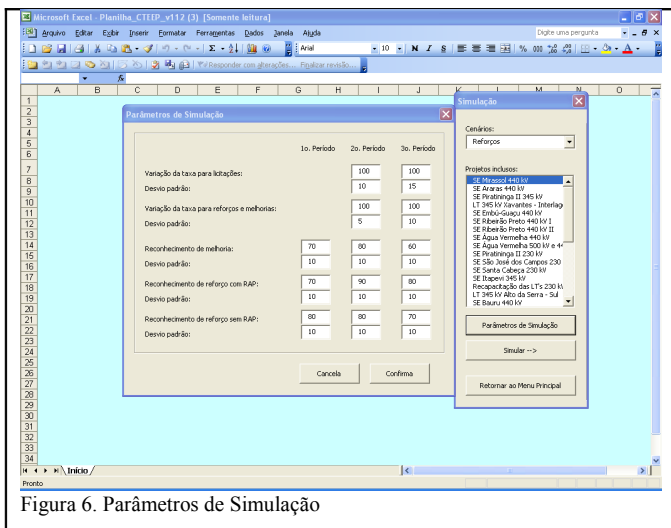


Figura 6. Parâmetros de Simulação

A Figura 7 apresenta os resultados: fluxos de caixa e as taxas internas da concessão e o fluxo consolidado, incluindo as receitas e despesas dos investimentos. Mais detalhes sobre as saídas serão apresentadas na próxima seção.

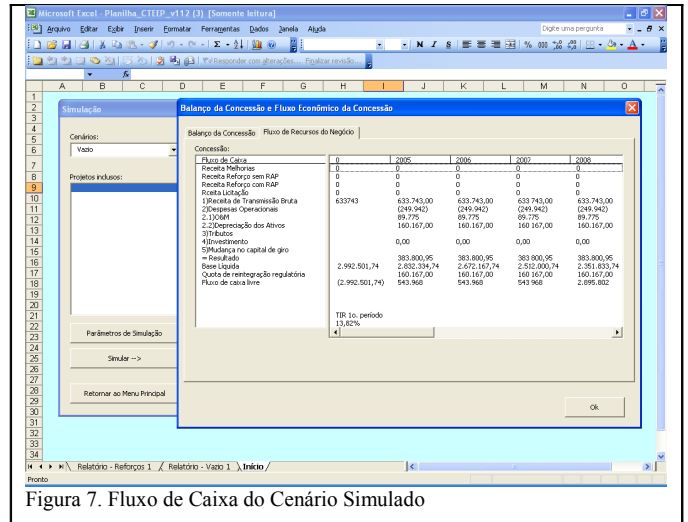


Figura 7. Fluxo de Caixa do Cenário Simulado

V. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso aqui apresentado tem como propósito explicitar o uso da metodologia desenvolvida. Os valores empregados para os investimentos iniciais e para os projetos específicos foram obtidos de relatórios parciais do projeto de pesquisa e não foram sujeitos a escrutínio, quer por parte da própria equipe do projeto, quer por parte da CTEEP. Assim sendo, devem ser tomados como ilustrativos.

O exercício de aplicação toma como partida o valor do Ativo Líquido Imobilizado em Serviço para o ano de 2005 e encontra uma receita de equilíbrio de longo prazo a ele correspondente. Considera uma depreciação histórica para os ativos brutos para compor o fluxo de caixa original. Tendo esse fluxo original, correspondente a uma TIR para o período 2005-2015 de 13,91% a.a., os dados são introduzidos na Função Painel de Controle.

A transformação do fluxo de caixa do período 2005-2015 em três fluxos de caixa equivalentes aos períodos regulatórios, isto é, 2005-2008, 2009-12 e 2013-15 possibilita o cálculos das TIR equivalentes para os três períodos regulatórios a serem comparadas na análise dos impactos de investimentos. Assim, para a TIR do período completo tem-se $TIR_1 = 13,82\%$, $TIR_2 = 17,90\%$ e $TIR_3 = 24,38\%$ a.a..

Em relação a essa trajetória de taxas pode-se ter uma avaliação dos efeitos dos novos investimentos.

A. Análise dos empreendimentos potenciais

Como parte do projeto, foram analisados 36 empreendimentos na área de concessão da CTEEP constantes no PET 2006-2010. Essas análises foram feitas com o intuito de classificar esses empreendimentos dentro das categorias (formas de contratação) definidas pela regulamentação vigente.

Para a classificação dos empreendimentos citados, os seguintes documentos foram fornecidos pela área técnica da CTEEP:

Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica (2006-2015);

Fichas de Obras do Plano de Expansão da Transmissão

(PET 2006-2010).

A Tabela 1 apresenta a consolidação dessa análise com base nas estimativas de investimentos a serem realizados.

Tabela 1. Empreendimentos Identificados.

Formas de Contratação de Empreendimentos	Investimento (R\$ * 1.000)	Participação (%)
Autorização com RAP Associada	Reforço "I"	266.715,76
	Reforço "II"	29.957,00
	Reforço "III"	354.416,32
	Sub-Total	651.089,08
Autorização sem RAP Associada	Reforço "IV"	195.256,68
	Reforço "VIII"	3.500,00
	Sub-Total	198.756,68
Sem Necessidade de Autorização	Melhoria "II"	22.655,00
	Sub-Total	22.655,00
TOTAL	872.500,76	100,0

Analisando a tabela 1 verifica-se:

A maior parcela dos investimentos, da ordem de 75%, está concentrada nos empreendimentos com necessidade de autorização pela ANEEL e com receita incorporada à RAP na data de entrada em operação. Entre os projetos de reforço, dois foram destacados como passíveis de serem licitados.

Cerca de 23% do montante dos investimentos está associado a empreendimentos com necessidade de autorização pela ANEEL, porém com a receita sendo incorporada à RAP na data do reajuste anual das receitas. A quase totalidade desses empreendimentos (reforço "IV") corresponde à substituição de equipamentos com capacidade nominal superada. Segundo a CTEEP, um ponto de conflito desse tipo de empreendimento está relacionado à forma como a ANEEL calcula a remuneração do equipamento novo. Ainda segundo a CTEEP, a ANEEL remunera o equipamento novo pela diferença entre os valores dos 2 equipamentos (novo e velho).

Apenas da ordem de 3% do montante dos investimentos está associado a empreendimentos sem necessidade de autorização pela ANEEL e cujos custos incorridos serão levados em consideração quando da revisão tarifária periódica.

A seguir consideram-se os efeitos isolados da adoção de cada conjunto de empreendimentos sobre a TIR, sem que haja qualquer interferência por parte do regulador até o final do contrato.

B. Efeitos da Adoção de Melhorias

Os três empreendimentos enquadrados na condição de melhoria foram orçados em R\$ 22,655 milhões. Para simulação adotou-se como tendo início da construção em 2007 e início da operação em 2008. Dessa forma, as obras de melhoria só teriam impacto sobre a receita no primeiro ano do segundo ciclo tarifário, isto é, 2009.

Não havendo nenhuma interferência regulatória os efeitos líquidos dos investimentos seriam captados pelas $TIR_1=$

13,79%, $TIR_2 = 17,85%$ e $TIR_3= 24,25%$, respectivamente 0,03%, 0,05% e 0,13% menores que as taxas auferidas sem os investimentos, mantendo-se a hipótese de que não ocorram reduções de custos operacionais.

C. Efeitos dos Investimentos em Reforços

Os empreendimentos enquadrados como reforços foram orçados em R\$ 657,3 milhões, dos quais 15 foram classificados como reforços sem RAP autorizada, totalizando R\$ 154,9 milhões e mais nove projetos, totalizando R\$ 502,3 milhões. Para simulação apenas os projetos da SE Araras 440 kV e SE Assis 440 kV foram considerados como tendo obras em 2011 e início da operação em 2012. Os demais teriam a construção em 2008 e início da operação em 2009. Dessa forma, a grande maioria das obras teria custos no primeiro ciclo tarifário e impactos sobre a receita no segundo ciclo tarifário, 2009 para reforços com RAP e 2010 para reforços sem RAP.

Não havendo nenhuma interferência regulatória os efeitos líquidos dos investimentos seriam captados pelas $TIR_1= 13,69%$, $TIR_2 = 16,34%$ e $TIR_3= 21,07%$, respectivamente 0,13%, 1,56% e 3,31% menores que as taxas auferidas sem os investimentos.

D. Efeitos dos Investimentos em Licitações

Os dois empreendimentos enquadrados na condição de licitações foram orçados em R\$ 106,7 milhões. Para simulação adotou-se o início da construção em 2008 e início da operação em 2009. Dessa forma, os recursos para investimento oneram o caixa da concessionária no ano da construção e passam a reforçar a receita a partir do início da operação em 2009.

Não havendo nenhuma interferência regulatória os efeitos líquidos dos investimentos seriam captados pelas $TIR_1= 13,80%$, $TIR_2 = 17,54%$, $TIR_3= 17,90%$ e $TIR_3= 23,62%$, respectivamente 0,02%, 0,36% e 0,76% menores que as taxas auferidas sem esses investimentos. Lembre-se que o diferencial de taxas de remuneração entre os empreendimentos e as vantagens de compartilhamento de custos de operação e manutenção e eventuais economias de escala não estão computadas nessa estimativa.

E. Efeitos da Adoção de Todos os Investimentos

Considera-se agora os efeitos da adoção todo conjunto de empreendimentos representando investimentos totais de R\$786,6 milhões. O efeito da realização desses investimentos seriam captados pelas $TIR_1= 13,64%$, $TIR_2 = 16,10%$ e $TIR_3= 20,60%$, respectivamente 0,18%, 1,8% e 3,13% menores que as taxas auferidas sem os investimentos.

Mesmo que em todos os casos encontremos as reduções das TIRs a cada período não se pode concluir pela não atratividade dos investimentos, pois a condição de atratividade passa pela comparação entre o custo de oportunidade do capital e a taxa interna de retorno incremental desses empreendimentos.

F. Simulação das Intervenções regulatórias sobre o Retorno esperado de Todos os Investimentos

As hipóteses de intervenções regulatórias aqui adotadas são apenas de caráter ilustrativo, não representando opiniões dos autores a respeito de cenários futuros. Os valores empregados nas simulações descritos na Tabela 2 não são resultantes de avaliação objetiva de cenários de potenciais intervenções regulatórias. A escolha dos parâmetros serve ao propósito de ilustrar os efeitos que essas intervenções sobre as expectativas de realização de valor medidas pelo valor esperado da TIR, apresentado na Tabela 3.

Os dois parâmetros empregados na simulação são VNR e WACC. VNR corresponde a reavaliação do valor do investimento realizada numa revisão periódica e pode alcançar os investimentos em melhorias e reforços realizados no período regulatório anterior. Assim, os investimentos que entram em operação até 2008 podem ser reavaliados para o segundo período. Os que entram em operação entre 2009 e 2012 só são reavaliados na terceira revisão tarifária. Para os dois cenários de intervenção regulatória propostos – Moderado e Radical - considerou-se uma expectativa de redução do valor médio dos investimentos (VNR) e do custo de capital (WACC), com distribuição normal e desvio padrão de igual a diferença entre o valor de referência (100%) e a média.

No caso dos investimentos em licitações o fator de risco regulatório simulado é apenas a variação no custo de capital WACC definido a cada revisão periódica, lembrando que o valor do WACC é 11,96%, inferior ao atribuído aos demais investimentos.

Tabela 2. Parâmetros das Simulações de Intervenção Regulatória.

Parâmetros		Cenário Moderado		Cenário Radical	
Período Regulatório		Média	Desvio-Padrão	Média	Desvio-Padrão
VNR	2°	90%	10%	80%	20%
	3°	80%	20%	70%	30%
WAC C	2°	90%	10%	80%	20%
	3°	80%	20%	70%	30%

Os efeitos das interferências regulatórias são apresentados na Tabela 3, em que se comparam os resultados obtidos nos fluxos de caixa sem interferências, ou sem riscos, com aqueles em que os efeitos das interferências foram simuladas para os Cenários Moderado e Radical. Como o primeiro período não sofre nenhuma intervenção os valores esperados da TIR são os mesmos. Para o Cenário Moderado o valor esperado da TIR₂, com grau de confiança de 90%, é inferior em 0,66% e a TIR₃ menor em 1,61%. Para o Cenário Radical as diferenças são de 1,46% e 1,65% para o segundo e terceiro período respectivamente.

Tabela 3. Resultados das Simulações de Retorno Esperado.

Retorno Esperado Grau de Confiança 90%	Sem Interferência	Cenário Moderado	Cenário Radical
TIR ₁	13,64%	13,64%	13,64%
TIR ₂	16,10%	15,44%	14,64%
TIR ₃	20,60%	18,99%	18,95%

As figuras 8 e 9 ilustram resultados de simulações para os Cenários Moderado e Radical no terceiro período regulatório. As barras indicam a probabilidade de ocorrência dos valores de TIR simulados, enquanto a linha azul mostra a probabilidade acumulada da distribuição de valores. Nota-se na comparação o aumento da frequência de resultados inferiores no Cenário Radical, mesmo que as distribuições de valores sejam próximas.

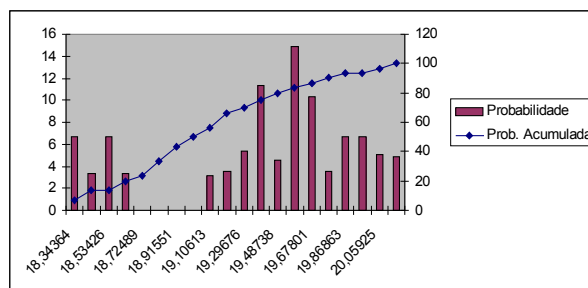


Figura 8. Distribuição das TIR₃- Cenário Moderado.

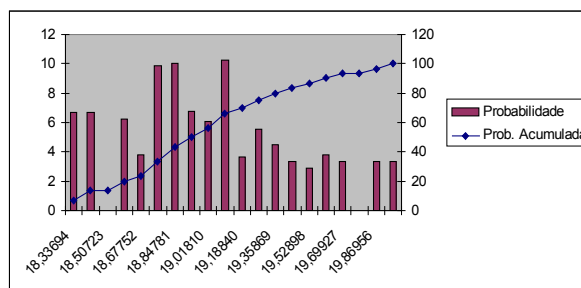


Figura 9. Distribuição das TIR₃- Cenário Radical.

VI. CONCLUSÕES

Esse artigo apresentou uma metodologia de análise e sua ferramenta desenvolvida para avaliar os investimentos em empreendimentos de transmissão e sua sensibilidade às intervenções regulatórias.

Embora o estudo de caso apresentado tenha se concentrado na análise dos efeitos das interferências regulatórias, comparando os resultados obtidos nos fluxos de caixa sem interferências com interferências hipotéticas, a metodologia e sua ferramenta possuem aplicação mais ampla, principalmente para avaliação de cenários alternativos de investimentos.

As simplificações até aqui adotadas demonstram a necessidade de desenvolvimentos futuros. Entre as simplificações que carecem de desenvolvimento destaca-se a referente aos investimentos em licitações de longo prazo

que, implicitamente, assume seriam abandonados ao final do prazo da concessão de 2015. A agregação da duração das concessões, associada à lógica dos investimentos pelo *project finance* constituem desenvolvimentos futuros para essa ferramenta da análise.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Assaf Neto, *Finanças Corporativas e Valor*, São Paulo, Atlas, 2003.
- [2] Copeland, T.; Koller, T.; Murrin, J. *Avaliação de Empresas – Valuation: Calculando E Gerenciando O Valor Das Empresas*. Tradução de *Valuation: Measuring And Managing The Value Of Companies* por Allan Vidigal Hastings. 3a Ed. São Paulo: Makron Books, 2002.
- [3] Copeland, T.; Antikarov, V. *Opções Reais*. Tradução de *Real Options* Por Maria José Cyhlar Monteiro. Rio De Janeiro: Campus, 2001.
- [4] Solomon, Ezra; Pringle, Jonh J. *Introdução A Administração Financeira*. São Paulo, Atlas, 1981.
- [5] Hirota, H. H. “O Mercado de Concessão de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil”. Dissertação de Mestrado em Economia Aplicada. Faculdade de Economia, Administração E Contabilidade De Ribeirão Preto (Fearp) da Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2006.
- [6] P. M. Kort,, P .Murto, G. Pawlina, “The Value Of Flexibility In Sequencing Growth Investment,” *The Journal of Energy Literature*. May 2004.
- [7] R. K .Deb,, “Transmission Investment Valuations: Weighing Project Benefits”, *The Electricity Journal*. Elsevier Inc, Mar. 2004.
- [8] J. Oliveira,; C.VM;Tahan, F.Anuatti,, “Análise e Crítica dos Leilões Públicos de Concessão do Serviço de Transmissão de Energia Elétrica do Brasil, na Perspectiva de Modelo Eficiente de Regulação Técnica e Econômica.” SNPTEE, Rio De Janeiro, 14 A 17 de Outubro de 2007.(A)
- [9] J. Oliveira,; C.VM;Tahan, F.Anuatti, “Análise Técnica e Econômica dos Leilões Públicos de Concessão do Serviço De Transmissão de Energia Elétrica Do Brasil. Iii Congreso Cier De La Energia – Concier 2007 Abastecimiento Energético Regional – Retos Y Perspectivas – Medellín, 27-30 De Noviembre De 2007.(B)
- [10] J. T.Bernard,, E. Gravel,J.D. Saphores, “Regulation And Investment Under Uncertainty: An Application To Power Grid Interconnection.” *Journal of Regulatory Economics*, 25:2 169-186. Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2004.