

Análise de Investimentos em Distribuição Utilizando Opções Reais no Novo Ambiente do Setor Elétrico Brasileiro

J. W. Marangon Lima, UNIFEI, J. C. Caminha Noronha, UNIFEI,

T. G. Leite Ferreira, UNIFEI, P. E. Steele dos Santos, UNIFEI e J. Miranda Filho, ESCELSA

Resumo—No novo ambiente do setor elétrico brasileiro, o grande desafio das empresas é conciliar a busca pela maximização do lucro com a realidade de uma atividade regulada, onde o órgão regulador monitora tanto a qualidade do serviço quanto a receita auferida pela empresa. Com o advento da Lei 10848/04 e do Decreto 5163/04, a atividade de comercialização fica completamente banida dos objetivos das distribuidoras, passando a focar exclusivamente no serviço regulado de transporte a varejo da energia elétrica. Sob esta nova ótica, a Análise de Investimento deve incorporar a ação do regulador que avalia: se o investimento é “prudente”; a parcela que vai pertencer à base de remuneração; e, o corte devido à economia de escala traduzido pelo fator X. Esta nova realidade agrega incertezas adicionais às tradicionais como, por exemplo, a incerteza no crescimento da carga, a incerteza do mercado financeiro para captação de recursos, etc. Este trabalho apresenta a técnica de opções reais que modela as incertezas na construção do fluxo de caixa dos investimentos em distribuição e incorpora as possíveis flexibilidades associadas à tomada de decisão ao longo do projeto de investimento.

Palavras-chave—Análise de Investimentos em Distribuição, Opções Reais, Planejamento da Distribuição

I. INTRODUÇÃO

No novo ambiente do setor elétrico brasileiro, o grande desafio das empresas é conciliar a busca pela maximização do lucro com a realidade de uma atividade regulada, onde o órgão regulador monitora tanto a qualidade do serviço quanto a receita auferida pela empresa[1].

Uma das culturas implantadas pela gestão privada, e que vem se tornando uma constante nas empresas, é a realização de análise de investimentos do tipo custo/benefício, através da qual é possível avaliar a viabilidade de novos projetos. Esse tipo de análise, apesar de muito difundida no setor privado, não vinha sendo utilizada com frequência quando o controle das distribuidoras ainda estava sob a administração pública. O objetivo, na análise de alternativas de investimento, se restringia apenas à minimização de custos visto que havia o repasse automático às tarifas através da filosofia da regulação pelo custo do serviço.

A análise de investimentos, tanto em um segmento regulado quanto em um não regulado, exige, a priori, a elaboração da estimativa de um fluxo de caixa que considere as despesas advindas de um novo investimento, como também as receitas incrementais geradas após a sua entrada efetiva em operação. Depois de estabelecido o fluxo de caixa passa-se à aplicação de métricas para a análise de investimentos já existentes e amplamente difundidas, como o *VPL*, *TIR*, “*Payback*”, etc.

A primeira etapa para a formação do fluxo de caixa consiste na identificação e quantificação dos benefícios trazidos pelo projeto. Grande parte das técnicas utilizadas para identificar e quantificar os

Este trabalho foi apoiado parcialmente pela Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. através de um projeto de P&D, supervisionado pela ANEEL.

J. W. Marangon Lima trabalha na Universidade Federal de Itajubá (e-mail: marangon@iee.efei.br).

J. C. Caminha Noronha conclui doutorado na Universidade Federal de Itajubá (e-mail: julia@iee.efei.br).

T. G. Leite Ferreira inicia mestrado na Universidade Federal de Itajubá (e-mail: tiago@iee.efei.br).

P. E. Steele dos Santos conclui doutorado na Universidade Federal de Itajubá (e-mail: steele@iee.efei.br).

J. Miranda Filho trabalha na Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. (e-mail: jacques@notes.escelsa.com.br).

benefícios já são conhecidas e aplicadas no setor, embora esse trabalho traga algumas inovações nesse aspecto. Numa segunda etapa, procede-se à determinação das fronteiras temporais de cada benefício. A análise de investimentos tradicional muitas vezes considera as receitas adicionais de certos benefícios em todo o horizonte de análise, o que não é fato quando se trata de um ambiente regulado. Sendo assim, é possível através da inserção dos efeitos da atuação regulatória na análise, determinar os períodos em que de fato determinados benefícios resultam em receitas adicionais à empresa.

Nas atividades reguladas, a formação da receita adicional advinda de um investimento está relacionada diretamente às tarifas aplicadas, que são repactuadas através de mecanismos chamados movimentos tarifários. Com isso, torna-se necessário para formação do fluxo de caixa identificar os movimentos tarifários existentes e seus impactos. No contexto atual do setor elétrico brasileiro, o movimento tarifário mais importante para a atividade de distribuição de energia elétrica é a Revisão Tarifária Periódica. Nesse momento o regulador procede ao cálculo da receita suficiente ao equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, além de homologar as tarifas justas que, aplicadas ao mercado, resultará na receita calculada.

No momento da revisão tarifária, grande parte dos ganhos adicionais provenientes de um investimento na rede de distribuição é absorvido, mas em contrapartida os novos ativos passam a compor a base de remuneração. A partir de então, os benefícios auferidos em virtude da realização do investimento passam a ser a remuneração do investidor autorizada pela ANEEL, a quota de reintegração também definida pela ANEEL e os benefícios de não pagamento de multas.

As variações de receita provenientes de aumento de carga, aumento ou redução de perdas, aumento ou redução de custos com operação e manutenção são absorvidos no momento da revisão. Ou seja, no caso de aumento de custos, esses custos serão repassados às tarifas, enquanto no caso de receitas adicionais, essas receitas resultam em abatimento nas tarifas.

Sendo assim, torna-se possível definir duas abordagens distintas para a formação do fluxo de

caixa de um investimento no sistema de distribuição. Uma para os anos entre a realização do investimento e o ano da primeira revisão tarifária após a data do investimento, onde são consideradas algumas receitas adicionais, mas como o ativo ainda não está inserido na base de remuneração, não está sendo remunerado nem reintegrado. Já a segunda abordagem, contempla os anos subsequentes à primeira revisão periódica após a realização do investimento, e leva em consideração a inserção do ativo na base de remuneração e a absorção de algumas das receitas adicionais, que ocorre no momento da revisão tarifária.

Em suma, a adequação do fluxo de caixa de um novo projeto ao atual regime de regulação econômica aplicado pela ANEEL, exige uma tradução de todo o arcabouço regulatório definindo as metodologias de cálculo de receitas e tarifas, como também seus componentes. Dessa forma torna-se possível avaliar investimentos de forma eficaz, consolidando a maximização do lucro à realidade regulatória, e trazendo assim maior segurança aos investidores.

II. LEI 10848 E DECRETO 5163

A atividade de Distribuição está muito susceptível às regras impostas pelo Governo e pelo Órgão Regulador inclusive agora com o advento da Lei 10848/2004 e do Decreto 5163/2004. A atividade de distribuição passa a ser orientada para o serviço de rede e de venda de energia somente a consumidores regulados (cativos). Esta venda será coordenada pelo CCEE e as distribuidoras serão obrigadas a estabelecer contratos multilaterais com todos os geradores vencedores dos leilões realizados pela ANEEL para compra de energia tanto no curto como no longo prazo. Os distribuidores não poderão comercializar energia para consumidores livres. Para esses, terão apenas a função de provedores de rede e por esse serviço receberão valores definidos nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (*TUSD*).

A partir do início da implantação das diretrizes impostas pelo Decreto 5163/2004, mesmo na vigência dos atuais contratos de concessão que contemplam o “*self-dealing*”, as atividades de geração e distribuição deverão ser segregadas, devendo as empresas de distribuição constituir empresas próprias para abrigar essas unidades, estabelecen-

do contratos bilaterais que cubram o período hoje abrangido pelo contrato de “*self-dealing*” vigente. Findos esses contratos, não será mais admitido aqueles que detenham geração para atendimento próprio, permitindo-se apenas os contratos de compra e venda entre partes relacionadas, quando decorrentes de processo de contratação via CCEE, ou seja, através de leilões promovidos pela ANEEL.

A atual metodologia de cálculo tarifário dos distribuidores utilizada pela ANEEL continua a vigorar onde o nível é estabelecido através das revisões e reajustes tarifários e a estrutura é baseada nos custos marginais de fornecimento. A ANEEL continua a disponibilizar e publicar as tarifas e dados utilizados na sua definição considerando as tarifas com e sem eventuais subsídios cruzados.

Consumidores regulados com demanda maior que 1 MW deverão assinar com os distribuidores contratos de consumo de energia pelo prazo mínimo de 1 ano, com recontração anual. Esse contrato deverá prever multa por ultrapassagem em termos de consumo e demanda. As faturas de energia para os consumidores cativos deverão, necessariamente, discriminar as parcelas relativas à compra de energia, uso de transmissão e distribuição, encargos e impostos. Neste caso, mesmo para os consumidores cativos, fica explícito que a comercialização está excluída da atividade de distribuição. Há um repasse direto do efeito da comercialização nas tarifas através da Parcela A enquanto que o transporte é visto como custos gerenciáveis, ou seja, Parcela B.

A tarifa de suprimento do pool ou tarifa do ACR será o valor unitário que o conjunto de distribuidores pagará pela compra de energia adquirida no pool através da CCEE (tarifa de referência - *TR*). As tarifas que serão aplicadas a cada concessionária individualmente poderão refletir políticas públicas, explicitamente definidas, alterando o custo da parcela de geração entre os diversos distribuidores.

Pode-se dizer, então, que existirá:

- uma tarifa de referência que representa a média de todas as compras de energia efetuadas no âmbito do pool; e,
- uma tarifa de aplicação, que representa o custo unitário que cada distribuidor irá pagar pela energia comprada no âmbito do po-

ol. A relatividade entre as tarifas de aplicação será definida pelo MME.

Será garantido o repasse integral ao consumidor final da tarifa de aplicação associada ao suprimento. Além disto, considerando que as datas de reajuste tarifário são diferentes para cada concessionário, prevê-se a instituição de mecanismo que assegure efeito econômico equivalente a todos os distribuidores, independentemente da data de reajuste tarifário. Continuará a existir, portanto, a conta gráfica *CVA* dos distribuidores.

A tarifa de aplicação será ajustada anualmente levando-se em conta:

- O reajuste previsto para a receita anual relativa aos contratos da CCEE;
- A incorporação de novos geradores e mercados;
- Os excedentes ou déficits financeiros eventualmente gerados no processo de contabilização e liquidação das diferenças contratuais do ano anterior;
- Variação dos custos operativos previstos no planejamento da operação no ano anterior;
- Variação no custo estimado para as perdas de transmissão imputado aos geradores do pool (contratados de energia nominal); e,
- Outros excedentes financeiros eventualmente gerados pela operação otimizada do sistema.

Cumpra observar que com estes comandos, a Lei e o Decreto são bastante claros e, por conseguinte a forma tradicional de construção do fluxo de caixa deve ser revista pelas empresas de distribuição. A componente de energia, normalmente considerada na receita adicional devido a um novo investimento, deve ser retirada, pois a distribuidora não auferirá nenhum benefício adicional. A seguir serão explicitados os cuidados necessários para a construção do fluxo de caixa associado a um investimento em distribuição.

III. FLUXO DE CAIXA INCREMENTAL

A análise de qualquer investimento requer como passo inicial a construção do fluxo de caixa esperado associado ao projeto. Normalmente, os fluxos de caixa livres são determinados a partir da receita bruta abatendo os custos, impostos, etc., da empresa como um todo. Para destacar o efeito do

investimento, deve-se avaliar os fluxos de caixa global da empresa inserindo e não inserindo o investimento. A diferença entre estes dois fluxos irá representar o fluxo de caixa associado ao investimento, denominado de fluxo de caixa incremental (FCI). É sobre este fluxo que se deve avaliar a pertinência ou não de um determinado investimento.

Alguns cuidados devem ser observados na construção do FCI quando se trata de uma empresa de distribuição regulada. Um dos pontos principais que norteiam a análise do fluxo é o momento da revisão tarifária. Pode-se, então, definir dois momentos para a construção do fluxo: um momento pré-revisão e outro momento pós-revisão. Um outro aspecto importante se refere à definição das variáveis relevantes e o seu grau de imprevisibilidade, ou seja, é necessário quantificar a volatilidade destas variáveis para melhorar o grau de informação imprescindível à escolha de um determinado projeto.

Dessa forma, esse item visa determinar e descrever quais variáveis são relevantes na avaliação do fluxo de caixa incremental. Além disto, são apontados os níveis de incerteza associados a elas, os quais merecem tratamento mais elaborado. Para esse tratamento é necessário dispor dos dados históricos dessas variáveis para, através de técnicas estatísticas ou outras mais adequadas, inferir sobre o comportamento futuro das mesmas. Essas técnicas não serão abordadas neste trabalho.

A. Mercado

O crescimento de mercado, entendido aqui como a demanda ou carga de energia elétrica, é de grande importância, tanto no período antes da revisão quanto após a revisão. No período pré-revisão, o crescimento de carga a ser considerado está restrito aquele afetado pelo investimento, ou seja, deve-se considerar o efeito local do investimento. No período pós-revisão, a carga local é englobada no mercado total da distribuidora perdendo-se a idéia do incremento local de carga.

- *Mercado Local*

A determinação do crescimento do mercado associado a um investimento requer inicialmente uma abordagem individual e normalmente associada a uma região. Em função do investimento, o

incremento de carga pode ser devido a uma carga nova ou a um aumento de uma carga existente. Quando o investimento possibilita um aumento de carga e é realizado em um nível de tensão mais elevado, pode-se obter diretamente dos clientes (que deverão ser em número reduzido nesse caso) a pretensão da ampliação da planta e a forma com que esse crescimento se dará ao longo dos anos (curva de crescimento de carga).

Já em níveis de tensão mais baixos, devido ao grande número de consumidores, deve-se levantar o histórico de crescimento de mercado, unicamente para a área afetada pela realização do investimento.

No caso de um investimento que não proporciona crescimento de carga direto, mas de forma indireta em virtude, por exemplo, de uma melhoria nos perfis de tensão, o mesmo deve ser levado em consideração na análise do benefício local.

Normalmente, a previsão de carga com detalhamento envolvendo a localização espacial é mais difícil de obter, principalmente para períodos mais longos, ou seja, acima de 5 anos. Entretanto, nestes períodos, a empresa já fica exposta às revisões tarifárias tornando desnecessária a informação do benefício local do investimento conforme é visto a seguir.

Esta abordagem de avaliação do benefício local é a tradicionalmente utilizada pelo planejamento de rede de distribuição. No entanto, é importante observar que este enfoque é válido apenas no período pré-revisão enquanto o órgão regulador não incorpora este incremento de carga para definir a tarifa da distribuidora.

- *Mercado Global*

No período pós-revisão tarifária não existe mais a necessidade do conhecimento do mercado local adicionado em função do investimento para apuração do benefício associado. Isto se deve ao fato de que, na legislação, se prevê a compensação desse investimento através de uma remuneração estabelecida no momento da revisão tarifária. Os componentes do investimento são incorporados na base de remuneração através de um conjunto de critérios descritos na Resolução 493/02. A base de remuneração é um item importante na definição do nível tarifário da concessão de distribuição e é refletido em todos os postos tarifários em função

da estrutura adotada. Esta estrutura que representa o rateio da receita permitida entre os usuários da rede de distribuição define a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição. Desta forma, a distribuição dos montantes relativos à Quota de Reintegração e à Remuneração do Investidor está sujeita não só ao nível de tensão onde o investimento foi realizado, mas também nos níveis à jusante.

Para que se possa determinar a evolução da receita obtida por um investimento no período pós-revisão, torna-se necessário o conhecimento tanto do crescimento global do mercado da distribuidora, como também da evolução da estrutura tarifária por nível de tensão. Pode-se concluir que antes da revisão o investimento atende as cargas realmente afetadas pela obra e deve ser remunerado em função do benefício deste atendimento. Após a revisão, existe uma “socialização” dos custos desse investimento fazendo com que todos os usuários da rede daquela distribuidora passem a pagar parte desses custos.

B. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

A receita da distribuição é estimada em função do mercado e da tarifa de uso do sistema de distribuição (*TUSD*). A *TUSD* é definida pelo regulador nos processos de revisão tarifária ordinária e extraordinária e no reajuste tarifário. O processo de revisão tarifária representa um marco para a empresa e, como já foi mencionado anteriormente, afeta o fluxo de caixa não só em termos quantitativos mas principalmente na forma como as variáveis são utilizadas. Este processo representa uma fonte de incerteza quanto ao índice de reposicionamento tarifário (*IRT*) que será obtido pela empresa.

No que se refere ao reajuste tarifário, a incerteza é somente devido ao índice acordado. No caso brasileiro, este índice tem sido o IGP-M, mas está prevista a troca por um índice setorial. Um problema ocorrido recentemente foi a incorporação do IGPDI no cálculo do fator *X*, o que demonstra a tendência do governo atual em alterar o IGP-M.

C. Tarifa Média de Compra de Energia

Apesar da atividade de comercialização não fazer parte da atividade de distribuição de acordo com os ditames da Lei 10848/04 e do forte propósito em separar completamente, inclusive explicitado na conta de energia elétrica, a tarifa de uso

com a tarifa de compra da energia, existe uma contaminação da estrutura da tarifa de uso na parcela de energia. Isto se deve à distorção atual das tarifas entre os diversos níveis, ou seja, existe um subsídio cruzado no valor da energia de uma mesma distribuidora, o que faz com que consumidores de classes de tensão mais elevadas paguem uma tarifa de energia inferior ao custo da energia, e os de classes de tensão inferiores paguem uma tarifa de energia superior ao custo da energia. Isto significa dizer que, para o consumidor em mais alta tensão, o preço da energia é contaminado pelo preço mais baixo do transporte ou do “fio”. No caso do consumidor de BT, este deve pagar naturalmente mais pelo transporte da energia, mas não pela energia comprada.

Portanto, ao determinar o fluxo de caixa associado à atividade “fio” é necessário observar o reflexo da parcela de energia na tarifa que muitas vezes pode gerar surpresa indesejável.

D. Taxa de Retorno (*WACC*)

Um dos dados importantes na avaliação de investimento é a taxa de retorno que influencia o cálculo das principais métricas utilizadas para valoração dos projetos. Entre essas métricas podemos citar o Valor Presente Líquido (*VPL*), o tempo de retorno do capital (“*pay-back*”), a taxa interna de retorno (*TIR*), etc. Para o cálculo destas métricas deve ser usado o valor da taxa que a empresa de distribuição consegue captar no mercado financeiro incluindo o recurso de terceiros e o recurso dos acionistas. Neste caso, o melhor parâmetro é o *WACC* (“*Weighted Average Cost of Capital*”) da empresa, pois ele exprime o custo real do capital a ser empregado no projeto de investimento.

O problema que aparece, no entanto, é quando o órgão regulador estabelece uma taxa de remuneração básica para incidir sobre a base de remuneração no momento da revisão tarifária. Esta taxa segundo a NT SRE-ANEEL 025/00 é calculada através de uma média das taxas de empréstimos conseguidos pelo setor e de uma remuneração média estimada para os acionistas as quais se compõem através de uma média internacional para o setor elétrico. Por exemplo, a ANEEL adotou nas últimas revisões uma composição de 50% para o capital de terceiros e 50 % para o capital pró-

prio.

Conclui-se que, a partir da revisão tarifária, os fluxos de caixa associados aos projetos de investimentos deverão ser construídos a partir da taxa de retorno definida pela ANEEL. Isto implica que as receitas originadas pelo projeto, já mencionadas anteriormente, são, na realidade, um produto desta taxa de retorno. Definidos os fluxos de caixa associados aos projetos, passa-se a utilizar o *WACC* real da companhia.

A taxa de retorno da ANEEL apresenta uma variabilidade pequena e normalmente é estabelecida em cada ciclo das revisões tarifárias. Há uma tendência de manter o maior tempo possível inalterada para evitar questionamentos das distribuidoras que concluem o processo de revisão em momentos diferentes. Desta forma, o *WACC* da ANEEL possui pouca volatilidade e está mais relacionado não a um risco de mercado, mas a um risco regulatório. Portanto, a incerteza relacionada a esta taxa pode ser desprezada. Entretanto, a incerteza associada ao *WACC* real da distribuidora deve ser considerada em função das questões macroeconômicas e do mercado financeiro. Dentro do mercado financeiro podemos distinguir dois mercados que afetam diretamente as empresas distribuidoras: o mercado de crédito e o mercado de capitais. O primeiro está associado ao empréstimo normalmente de curto e médio prazo que a empresa utiliza para fazer frente aos seus custos correntes e investimentos, enquanto que o segundo se relaciona à capacidade das empresas de captar recursos através dos seus acionistas ou futuros acionistas. Este tipo de captação normalmente está associado a recursos de longo-prazo e com parceria no empreendimento.

E. Índices de Aproveitamento

Segundo a Resolução ANEEL 493/02, que trata dos critérios de inclusão dos ativos na base de remuneração, os terrenos, edificações e subestações sofrem a aplicação de um percentual que retrata o aproveitamento do ativo na atividade sob concessão, denominado de Índice de Aproveitamento (IA_{493}). Com isso, torna-se primordial para o cálculo dos montantes de remuneração e reintegração dos investimentos que serão considerados na base de remuneração, realizados entre a última revisão e a nova revisão tarifária, a determinação desse

índice.

Este índice é, portanto, importante para a definição dos fluxos de caixa incrementais de um investimento após a revisão tarifária. A sua lei de formação deve ser estudada para fazer uma avaliação do seu comportamento no futuro. Como este índice depende também do mercado futuro da concessionária existe uma correlação com esta variável.

F. Ganhos de Qualidade

Uma outra fonte de custos imputados às distribuidoras é a penalidade relativa aos níveis de confiabilidade da rede de distribuição definida pela Resolução ANEEL 024/01. A medida de confiabilidade é feita através dos índices *DEC*, *FEC*, *DIC* e *FIC*. Além destes existe o Tempo Médio de Atendimento (*TMA*) que está associado à presteza de atendimento da concessionária frente a uma reclamação do consumidor. Os quatro índices de continuidade (*DEC*, *FEC*, *DIC* e *FIC*) estão relacionados diretamente à rede de distribuição desde a forma como ela foi planejada como a forma como ela é operada. Além dos índices de continuidade podemos acrescentar os índices de conformidade definidos pela Resolução ANEEL 505/01. Estes índices estabelecem a forma do perfil de tensão desejado como a quantidade de harmônico permitida, o desnível permanente e transitório permitido, etc.

Os investimentos na rede de distribuição afetam tanto os índices de continuidade como os índices de conformidade podendo representar uma diminuição de custo para a empresa se ela vem pagando multa devido à ultrapassagem dos padrões estabelecidos pela ANEEL à empresa ou uma “simples” melhoria da qualidade ao consumidor quando a empresa já vem atendendo aos padrões. Portanto, quando os padrões das empresas estão abaixo dos exigidos existe um ganho financeiro associado ao investimento em termos de diminuição do custo operacional, mas o mesmo não ocorre quando os índices já estão satisfazendo os critérios da ANEEL. Neste último caso, deverá existir um trabalho junto ao órgão regulador no sentido de sensibilizá-lo à necessidade de melhoria da qualidade de transporte da energia para que incorpore este investimento na base de remuneração,

ou seja, que a ANEEL qualifique o investimento como “prudente”. Ainda, neste caso, os ganhos só serão percebidos após a revisão tarifária.

Os índices de continuidade e de conformidade já são intrinsecamente de natureza aleatória, ou seja, eles representam uma média no número de ocorrência de falhas (*FEC*), uma média na duração de falhas (*DEC*), uma média de nível de terceiro harmônico, etc. A quantificação destas médias de forma preditiva requer a execução de um programa computacional de simulação de falhas no sistema de distribuição ao nível NH3[2]. Uma outra forma, porém menos precisa, é levantar o histórico de quantidade de obras e seus respectivos níveis de confiabilidade expressos, por exemplo, pelos índices de *DEC* e *FEC*. A partir de um processo de regressão onde o volume de investimento representa a variável explicativa e o índice a variável explicada pode-se prever o efeito do investimento na variação do índice. Este procedimento é adotado pelos programas de planejamento agregado em usos pelas empresas de distribuição brasileiras[3].

Em função da forma como a qualidade é tratada na regulação brasileira, observa-se que em muitos casos não é vantajoso investir na rede de distribuição com o propósito de melhorar os índices de qualidade visto que não há ganho direto na tarifa e nem na diminuição de multas quando o índice já satisfaz as metas estabelecidas pela ANEEL.

G. Ganhos na Diminuição de Perdas

Outra variável importante na definição dos investimentos é o nível de perdas na rede de distribuição. Neste trabalho, serão consideradas apenas as perdas técnicas, ou seja, aquelas dissipadas na própria rede, onde o investimento pode ocasionar uma diminuição no nível. Normalmente, os investimentos em novos alimentadores, subestações ou em compensação reativa, tendem a melhorar o carregamento do sistema e conseqüentemente o perfil de tensão diminuindo as perdas na rede de distribuição.

Definido o montante de perdas que se consegue minimizar através da implantação de uma obra, necessita-se obter os ganhos financeiros. Para tal, é necessário valorar estas perdas através do preço da energia que deixou de ser contratada ou da energia comprada no mercado de curto prazo. Este

preço é uma fonte de incerteza, pois é necessário prever o seu valor no futuro.

Outro ponto importante se refere à posição do regulador quanto ao montante de perda permitido de ser repassado ao consumidor. Este limite de repasse varia de distribuidora a distribuidora e é normalmente definido nos contratos de concessão e atualizados nos processos de revisão tarifária. Diferente do caso dos índices de *DEC* e *FEC*, os investimentos que proporcionam uma diminuição no nível de perdas, geram sempre um benefício se a concessionária está acima ou abaixo do nível permitido pela ANEEL.

IV. OPÇÕES REAIS

As métricas do VPL, TIR, “Payback” e outras similares adotadas para análise de investimento não podem capturar a flexibilidade administrativa de adaptar e rever decisões mais tarde em resposta às mudanças inesperadas e ao desenvolvimento do mercado. Essas métricas são de caráter estático, que deixa de levar em conta muitas opções que se apresentam à gerência no tocante a um projeto de investimento. Entre tais opções, estão a de expandir ou prolongar o projeto, se os resultados forem melhores que o esperado, ou reduzi-lo ou abandoná-lo, se os resultados forem piores do que o esperado. Quando exercidas de forma otimizada, todas essas opções proporcionam flexibilidade que aumenta o valor do projeto[4].

Portanto, a inclusão das incertezas nas variáveis que compõem o fluxo de caixa aliado à incorporação das flexibilidades na tomada de decisão ao longo da vida útil do projeto, incorpora uma gama de informações que podem representar o diferencial na comparação de alternativas de investimento. No atual momento do setor elétrico, caracterizado pela mudança, incerteza e interações competitivas, freqüentemente a realização dos fluxos de caixa previstos irá provavelmente diferir do que é esperado inicialmente pela administração. À medida que novas informações chegam e a incerteza sobre as condições do mercado e o futuro do fluxo de caixa é gradualmente melhor compreendido, a administração pode ter uma flexibilidade valiosa para alterar sua estratégia operacional para capitalizar oportunidades futuras favoráveis ou diminuir perdas.

Numa empresa, em geral, podem-se observar as

seguintes opções relativas a um projeto de investimento[5]:

- expandir suas atividades no futuro (“growth option”);
- abandonar o investimento a qualquer momento (“exit option”) em função da possível entrada de novos competidores ou de alterações relativas à expectativas;
- investir para aprender e entrar em determinado setor (“learn option”);
- adiar determinado desembolso de capital (“defer option” ou “option to wait”). Dentro de uma análise de investimento deve-se contemplar as possibilidades de investir imediatamente, caso as condições sejam favoráveis, ou de adiar a data de início da aplicação de capital para um momento futuro mais propício. Essa possibilidade de espera deve ser precificada;
- trocar ou flexibilizar o processo de produção (“option to switch”);
- combinar diversas flexibilidades diferenciadas (“multiple interacting options”);

Projetos que apresentam valor presente negativo podem ser eventualmente viáveis, caso não tenham sido contempladas as flexibilidades embutidas no processo de avaliação.

Enquanto opções financeiras são baseadas em ativos de referência negociáveis no mercado de capitais (ações, índices, moedas, etc.), as opções reais são baseadas nas oportunidades estratégicas embutidas nos projetos de investimento. As negociações das flexibilidades são decorrentes da implementação dos projetos e da negociação desses projetos entre agentes.

A utilização do modelo de opções reais torna-se interessante:

- quando o investimento admite revisões durante sua vida útil;
- quando as oportunidades estratégicas são mais importantes do que o fluxo de caixa em si;
- quando existem decisões contingenciais;
- quando for interessante esperar por mais informações;
- quando a flexibilidade gerencial é evidente, numa condição altamente incerta.

Dentre as opções acima descritas, algumas se

aplicam para o caso da distribuição, como: a possibilidade de expandir a capacidade inicialmente prevista para um projeto e a possibilidade de adiar o início de um projeto. A possibilidade de abandono do projeto que a princípio seria interessante tende a apresentar um valor residual baixo visto que os equipamentos já empenhados normalmente são de uso exclusivo para a atividade de distribuição. O investimento para aprendizado ou associado à troca do processo de produção, em geral, não se aplica, pois o setor de distribuição é tradicional não incorporando vantagens imediatas em função de inovações. No item seguinte é apresentado um exemplo real onde se incorpora na análise a flexibilidade quanto ao adiamento da construção de uma nova Subestação.

V. EXEMPLO: ADIAMENTO DE NOVA SUBESTAÇÃO

Para exemplificar o uso da teoria de opções reais, aplicada ao setor de distribuição, utilizar-se-á o caso da Subestação Paulista, na área de concessão da Escelsa, cuja construção estava prevista para 2004, face à entrada de novos clientes.

Será avaliada a opção de adiamento (diferimento) de investimentos para construção da SE Paulista, englobando:

- Instalação de um transformador 69/13,8 kV - 6,67 MVA;
- Construção de um novo bay de 15 kV;
- Construção e recondutoramento de 11,95 km de rede área em cabo 4/0 AWG.

O desenvolvimento da análise de investimento associado a essa SE será feito em quatro etapas que normalmente são seguidas quando se incorporam opções reais:

- Calcular o valor presente sem flexibilidade, aplicando o método do fluxo de caixa descontado;
- Modelar a incerteza aplicando árvore de eventos;
- Incorporar as flexibilidades criando as árvores de decisões;
- Calcular o valor da opção real.

Apesar da abrangência deste trabalho indicar que se deve combinar a metodologia de opções reais com a nova formação do fluxo de caixa, neste exemplo é considerada apenas a incerteza no

crescimento da demanda para efeito de melhor compreensão. A análise real requer a consideração de outras incertezas mencionadas no Item 3 que variam em função do período de revisão tarifária. Dado que o mercado é indiferente à revisão tarifária, o seu efeito não foi avaliado neste exemplo. Em função destas simplificações, o resultado aqui obtido não deve ser levado em consideração, pois tem o objetivo meramente didático.

Para efeito do exemplo deste trabalho, será considerado um investimento de R\$ 3529,80 mil, ou seja, cerca de R\$ 3,5 milhões para construir a Subestação.

A. Valor Presente sem Flexibilidade

Supondo um crescimento de carga de 3,7% e dado que a capacidade do sistema atual para atendimento da região é de 12,5 MVA, o investimento só se torna efetivo quando a carga da região ultrapassa essa capacidade. Será considerado como receita incremental o produto da diferença entre a carga e a capacidade anterior à entrada da nova subestação e a tarifa vigente. Note que este procedimento é pertinente somente antes da revisão tarifária, mas neste exemplo será considerado válido durante o período de avaliação do projeto que, neste caso, é de dez anos.

Com as receitas e descontando os custos de impostos e encargos associados, é calculado o VPL do projeto para uma taxa de 12 % ao ano. O valor calculado é de R\$ 270 mil. Pelos métodos tradicionais de análise de investimento, para um VPL positivo o projeto é aceito.

B. Análise de Monte Carlo para Determinação da Volatilidade do Projeto

A planilha original do estudo foi modificada e processada no programa Crystal Ball® para realização da análise Monte Carlo necessária para determinar a volatilidade do projeto, conforme a abordagem consolidada da incerteza.

Esta é a etapa mais complexa do processo de análise, pois requer a criação de séries associadas às variáveis sob incerteza. No caso exemplo, foi criada a série de projeção de mercado de demanda máxima utilizando a taxa crescimento de 3,7%, conforme a seguinte equação:

$$D_t = D_{t-1} e^{3,7\%} \quad (1)$$

A Figura 1 mostra que a demanda em 2004 é

11,5 e sobe, em média 3,7% nos próximos anos até atingir 16 MVA em 2013. Para processar a simulação Monte Carlo do projeto, é necessário calcular a sua volatilidade. Dependendo da volatilidade, a demanda no último ano deverá situar-se no seguinte intervalo de confiança de 95%:

$$D_{2013} = \left[D_{2004} e^{9 \times 3,7\% - 2\sigma\sqrt{9}}, D_{2004} e^{9 \times 3,7\% + 2\sigma\sqrt{9}} \right] \quad (2)$$

A estimativa gerencial do intervalo de confiança de 95% é obtida indiretamente, indagando:

Dado que a demanda média esperada para o último ano é 16 MVA, qual é o valor mínimo de demanda que poderá ser atingido em um intervalo de confiança de 95%?

Supondo que a gerência forneceu uma estimativa de 12 MVA, a volatilidade das demandas foi calculada pela equação:

$$\sigma = \frac{\sum_{i=1}^n r_i - \ln\left(\frac{D_T^{\text{inferior}}}{D_0}\right)}{2\sqrt{T}} = \frac{9 \times 3,7\% - \ln\left(\frac{12}{11,5}\right)}{2\sqrt{9}} = 4,84\% \quad (3)$$

O intervalo de confiança em torno do nível de demanda esperado para cada ano considerado no modelo é construído por:

$$Lim_d [D_t] = D_0 e^{\sum_{i=1}^t r_i - 2\sigma\sqrt{t-1}} = 11,5 e^{(t-1) \times 3,7\% - 2 \times 4,84\% \sqrt{t-1}} \quad (4)$$

$$Lim_u [D_t] = D_0 e^{\sum_{i=1}^t r_i + 2\sigma\sqrt{t-1}} = 11,5 e^{(t-1) \times 3,7\% + 2 \times 4,84\% \sqrt{t-1}} \quad (5)$$

Desta forma, o nível mais baixo de carga na região para o ano de 2013 (10 anos após) é de 12 MVA e para o nível mais alto é de 21,5 MVA. A Figura 1 apresenta o gráfico das projeções de demanda.

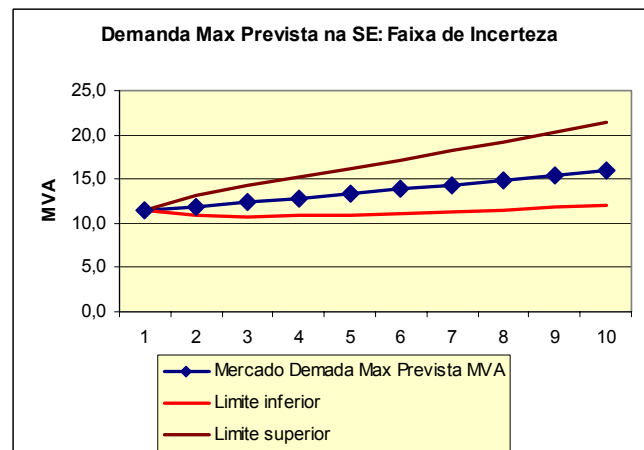


Figura 1. Demanda Máxima Prevista na Subestação

No programa Crystal Ball®, utilizando a planilha de cálculo do fluxo de caixa, a variável de incerteza correspondente à taxa de crescimento da demanda foi definida como Hipótese, com uma distribuição normal, média 3,7% e o desvio padrão 4,84%.

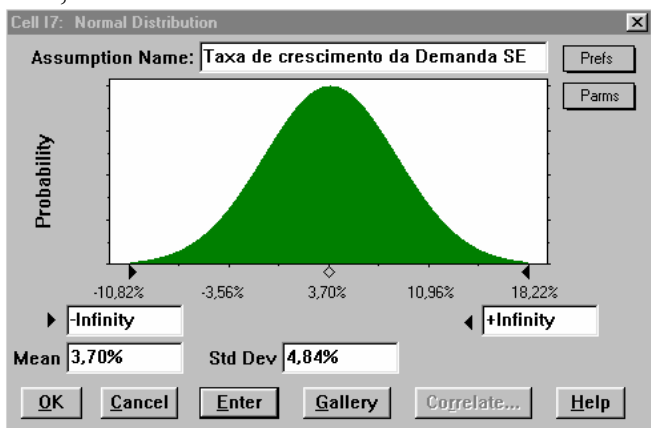


Figura 2. Variável de Hipótese na simulação de Monte Carlo

A volatilidade do projeto é o desvio padrão das variações percentuais do valor presente do projeto ao longo dos anos, ou seja, a taxa de retorno do projeto, calculada por:

$$Z = \ln\left(\frac{VP_1 + FC_1}{VP_0}\right)$$

(6)

onde:

$$VP_0 = \sum_{t=0}^T \frac{FC_t}{(1+WACC)^t}$$

(7)

$$VP_1 = \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+WACC)^{t-1}}$$

(8)

A célula contendo o valor de z também é definida como previsão da simulação. Durante a simulação Monte Carlo, a distribuição do valor de Z é obtida mantendo-se constante o valor de VP_0 e deixando VP_1 e FC_1 variarem com as incertezas introduzidas como hipóteses. Logo:

$$Z = \ln\left(\frac{VP_1 + FC_1}{3751,8}\right) \quad (9)$$

Foi executada uma simulação com mil iterações (trials), cujo resultado é mostrado na Figura 3.

Desse modo, variando-se mil vezes o valor da taxa de crescimento da demanda, a distribuição das taxas de retorno resultantes é aproximadamente normal, com valor médio de 11,56%.

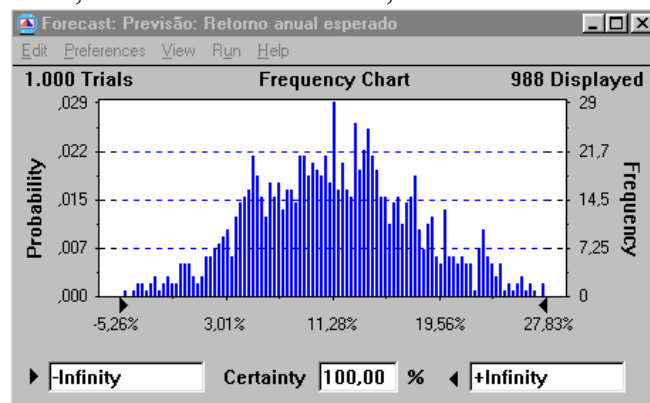


Figura 3. Taxa de Retorno resultante da simulação de Monte Carlo

A volatilidade do projeto (desvio padrão da taxa de retorno) é 6,49%.

C. Árvore de Eventos

A volatilidade calculada é aplicada na elaboração de uma árvore de eventos com base no valor. Para isso, foi desenvolvido um aplicativo em Excel®, para avaliar opções simples.

Parâmetros de Entrada	
Estágios da Árvore	10
Expiração (anos)	1,00
Volatilidade	6,49%
VP do ativo-objeto	\$3.529,80
Taxa Livre de Risco	9,53%
Taxa de Dividendos	0,00%
Preço de exercício	\$3.529,80

Figura 4. Parâmetros de entrada para o cálculo da árvore de eventos

A opção a ser analisada é uma opção de adiamento dos investimentos por um ano. A árvore de eventos construída tem dez estágios. Na avaliação intrínseca da opção, o valor presente do ativo-objeto deve ser igual ao preço de exercício. A taxa de juros anual livre de risco considerada foi 10%. A taxa de juros, convertida para o regime de capitalização contínua equivale a $\ln(1+r)=\ln(1,10)=9,53\%$ ao ano.

As árvores de eventos modelam o conjunto de valores que o ativo-objeto sujeito a risco pode assumir ao longo do tempo. A árvore de eventos construída é ilustrada a seguir nas Figuras 5 e 6.

As equações do modelo binomial empregado na árvore de eventos são:

$$\Delta t = \frac{y}{N} \tag{10}$$

$$u = e^{\sigma\sqrt{\Delta t}} \tag{11}$$

$$d = e^{-\sigma\sqrt{\Delta t}} = 1/u \tag{12}$$

$$p = \frac{(e^{(r-b)\Delta t} - d)}{(u - d)} \tag{13}$$

onde:
 y=prazo de expiração da opção em anos
 N=quantidade de estágios da árvore
 r=taxa de juros anual (capitalização contínua)
 σ=volatilidade anual do preço do ativo-objeto
 b=taxa de dividendos
 p = probabilidade do movimento ascendente
 q = probabilidade do movimento descendente
 u = taxa de crescimento do movimento ascendente
 d = taxa de crescimento do movimento descendente

Cálculos Intermediários	
Tamanho do Intervalo de tempo (dt)	0,1000
Taxa de crescimento ativo-objeto (u)	1,0207
Taxa de redução ativo-objeto (d)	0,9797
Probabilidade de risco-neutro (p)	72,82%

Figura 5. Arvore de Eventos: Cálculos intermediários

Essa árvore pode ser construída com um procedimento muito simples e prático. Inicialmente, o valor presente do ativo-objeto foi introduzido no step 0. Os demais elementos da diagonal da árvore são calculados multiplicando o elemento anterior na diagonal por *d*. Cada elemento restante é obtido multiplicando o elemento da coluna anterior na mesma linha por *u*.

Step 0	Step 1	Step 2	...	Step 9	Step 10
3529,80	3602,99	3677,70		4245,88	4333,92
	3458,10	3529,80		4075,13	4159,60
		3387,85		3911,25	3992,30
				3753,96	3831,80
				3602,99	3677,70

		0
3458,10	3529,80	0
		0
3319,03	3387,85	5
		5
3185,55	3251,60	0
		0
3057,44	3120,80	4
		4
2934,49	2995,30	3
		3
		2874,80
		8

Figura 6. Árvore de eventos

D. Árvore de Decisões

Nosso objetivo é calcular o valor da opção de adiamento de modo a avaliar o investimento com maior precisão.

A opção de adiamento pode ser encarada como uma opção de compra americana em que o preço de exercício é equivalente ao valor do investimento a ser feito[5], ou seja, o valor presente do ativo-objeto. Isso quer dizer que a decisão de investir na SE pode ser feita a qualquer momento dentro do período de análise. Como neste exemplo a única incerteza modelada é o crescimento de carga, às vezes, é interessante não exercer a opção, ou melhor, não investir naquele ano. Resta determinar, então, o valor da opção de compra em cada ano e para cada cenário de carga. Isto é feito através da montagem da árvore de decisão.

Para o exemplo citado, a partir de uma análise “backward” sobre a árvore de decisões, é possível determinar o valor da opção de adiamento do projeto no ano inicial do período. Neste caso, o valor encontrado foi R\$325,54 mil.

Step 0	Step 1	Step 2	...	Step 9	Step 10
325,54	365,67	408,00		749,57	804,12
	229,53	265,16		578,82	629,83
		142,19		414,93	462,55
				257,64	302,00
				106,67	147,90
				0	0
				0	0
				0	0
				0	0
				0	0

0

Figura 7. Árvore Binomial de Avaliação da Opção

A avaliação inicia pela última coluna da árvore. Assim, no último período, calcula-se o valor da opção:

$$VOR = \text{Max}[S - X; 0]$$

(14)

onde:

S = VP da árvore de eventos

X = preço de exercício da opção

Ou seja, quando o valor presente calculado na árvore de eventos (S) for maior que o valor investido (X), isto é, o preço de exercício, a opção deve ser exercida e seu valor será S-X. Caso contrário, a opção não deve ser exercida, e o seu valor é zero.

A seguir, cada step anterior é avaliado, adotando o maior valor entre $VOR = S - X$ ou a ponderação entre os valores inferior e superior dos ramos subseqüentes da árvore de avaliação. Os fatores de ponderação são p e (1-p):

$$VOR = \frac{(VOR_{\text{sup}} \times p) + (VOR_{\text{inf}} \times (1-p))}{e^r} \quad (15)$$

E. Cálculo da Opção Real

O valor da opção de adiamento dos investimentos por um ano foi calculado na etapa anterior e vale R\$325,54 mil. Na análise econômica tradicional do projeto, pelo processo de fluxo descontado, o valor presente líquido obtido foi R\$270 mil. Portanto, o valor presente líquido do projeto considerando a opção de adiamento é de:

$$VPL_F = VPL_T + VOR = 270 + 325,54 = 595,54 \quad (16)$$

onde:

VPL_F = Valor presente líquido final

VPL_T = Valor presente líquido tradicional

VOR = Valor das opções reais

O valor presente do fluxo de caixa de ingresso do projeto é igual ao investimento de R\$3.529,80 mil mais o VPL de R\$270 mil, totalizando R\$3.799,80.

Investir agora implica exercer a opção, cujo valor é R\$325,54 mil. Portanto, o custo de investir hoje é igual ao desembolso do capital de investimento de R\$3.529,80 mil, mais a perda do valor

da opção de R\$325,54 mil, que totaliza R\$3.855,54 mil. Este valor é superior ao valor presente dos fluxos de caixa de ingresso do projeto, que é igual a R\$3.799,80.

Como o custo total de investir hoje é maior que o valor presente dos fluxos de caixa supondo o ingresso, é melhor esperar e manter a opção funcionando, ou seja, é melhor adiar o investimento.

VI. CONCLUSÃO

A atividade de distribuição de energia elétrica tem características bastante particulares que impedem a utilização direta de conceitos consagrados em análise de investimentos, inclusive aqueles associados à nova formulação via opções reais. A não observância dessas características tem levado muitas empresas a tomar decisão de forma equivocada, principalmente devido à reestruturação do setor elétrico brasileiro e devido à recente Lei 10848/2004 que separa por completo a atividade de comercialização da atividade de distribuição.

É ainda comum em muitas empresas, a descon sideração do efeito do regulador sobre o fluxo de caixa futuro da empresa, o que leva, mesmo numa abordagem tradicional sem incertezas, a um cálculo equivocado do VPL de um determinado projeto. A construção de um fluxo de caixa sem considerar o momento da revisão tarifária e seus efeitos sobre a avaliação, pelo regulador, do projeto em particular, significa abandonar a realidade da atividade regulada de distribuição.

A incorporação, em um segundo momento, das incertezas e flexibilidades permitidas de um projeto proporciona uma maior dimensão à análise de investimentos em distribuição conforme foi demonstrado no exemplo simplificado deste trabalho.

VII. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a contribuição da empresa ESCELSA, na figura do Eng. João Bosco Anicio, recebida durante a elaboração deste documento e pela disponibilização do Exemplo do Item .

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J. W. Marangon Lima; J. C. Caminha Noronha, T. Leite Ferreira, P. E. Steele dos Santos, J. Miranda Filho, "Investimentos em Distribuição: Uso de Opções Reais no Novo Paradigma Criado pela Lei 10848/04", Brasília, Proc. of XVI SENDI, 2004.
- [2] R. Billington, and R. N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", London: Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [3] N. Kagan, C. C. B. Oliveira, M. R. Ggouveia, C. M. V. Tahan, H. Arango., "A Quality Driven Software for Expansion Planning in an Open Regulated Electricity Market", Nice, France, Proc. of 14th CIRED, 1999
- [4] T. Copeland, and V. Antikarov, "Opções Reais", Rio de Janeiro: Ed. Campos, 2002.
- [5] H. G. Brasil, "Avaliação Moderna de Investimentos", Rio de Janeiro: Ed. Qualitymark, 2002, p. 172.
- [6] J. C. Hull, "Options, Futures and Other Derivatives", London: Prentice Hall International, 1997.