



**SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GEC 12
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

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

ANÁLISE E CRÍTICA DOS LEILÕES PÚBLICOS DE CONCESSÃO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL, NA PERSPECTIVA DE MODELO EFICIENTE DE REGULAÇÃO TÉCNICA E ECONÔMICA

Josimar Oliveira Silva*

Carlos Márcio Vieira Tahan*

Francisco Anuatti Neto**

*** Escola Politécnica da Universidade de São Paulo**

**** Faculdade de Economia e Administração – FEA-RP da Universidade de São Paulo**

RESUMO

A outorga para nova concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica para construção, operação e manutenção de novas instalações de transmissão, no Brasil, é realizada por meio de licitação, na modalidade leilão, sob a condução do órgão regulador (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), que entre outras atividades, define os lotes e respectivos valores máximos da receita anual permitida (RAP-máxima) para o leilão público.

Exatamente na etapa de definição da RAP-máxima, a ANEEL se defronta com o problema da assimetria de informação típica dos regimes de monopólio natural, pois o modelo de fluxo de caixa descontado – FCD utilizado para o cálculo da RAP-máxima emprega parâmetros que dependem das estratégias e expectativas vinculadas às condições atuais e futuras dos mercados de bens e de serviços, bem como do mercado financeiro, de diversos agentes interessados na construção, operação e manutenção das novas instalações de transmissão de energia elétrica.

Assim, neste trabalho, apresenta-se a proposta metodológica desenvolvida para análise e crítica dos leilões de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica no Brasil, que busca explicar os deságios observados, dentro de um modelo eficiente de regulação técnica e econômica, considerando que o órgão regulador é capaz de antecipar os possíveis deságios em função do perfil dos proponentes (empresas e consórcios) e das variabilidades dos principais parâmetros do FCD de cálculo da RAP-máxima: investimento inicial (INV), taxa de desconto (WACC) e custos de administração, operação e manutenção (O&M).

A expectativa de deságio é definida pela aplicação do método de “value at risk” – VaR ao conjunto de RAP-máximas obtidas por simulação de Monte Carlo, considerando as estratégias e as percepções de risco (perfis) dos proponentes e respectivas distribuições de probabilidade (variabilidades) dos principais parâmetros do FCD de cálculo da RAP-máxima

Ao final, obtêm-se expectativas de deságios compatíveis com os observados nos leilões públicos de concessão de novas instalações de transmissão de energia elétrica já realizados.

PALAVRAS-CHAVE

Serviço público, Concessão, Licitação, Leilão, Transmissão de Energia Elétrica, Receita Máxima, Deságio, Análise de Risco, VaR (“value at risk”).

1.0 - INTRODUÇÃO

A reestruturação do setor elétrico foi realizada tendo por diretriz o modelo de regulação por incentivos, com o objetivo de atrair investimentos privados em projetos de infra-estrutura básica, de modo a garantir a expansão e a prestação dos serviços públicos com qualidade, além de buscar a modicidade tarifária para os consumidores finais.

No entanto, a participação do setor privado em ambiente econômico de monopólio natural regulado, caracterizado por incertezas e riscos diversos, passou a ser relevante para o sucesso do modelo regulatório do segmento de transmissão de energia elétrica, em função da necessidade de investimentos iniciais elevados em ativos físicos.

Entretanto, o significativo sucesso do modelo de regulação da transmissão de energia elétrica no Brasil, viabilizado pela participação de novos investidores privados, tornou-se foco de preocupações da sociedade, principalmente, dos agentes de consumo e de produção que acessam as redes de transmissão e que têm visto suas tarifas de uso dos sistemas de transmissão – TUST crescerem acima das taxas de crescimento da demanda e da oferta de energia.

Destaque-se que, desse incremento na TUST, o maior crescimento percentual é referente às parcelas da receita anual permitida – RAP das novas instalações de transmissão concedidas mediante licitação. Tal situação tem colocado em questão a eficiência econômica do método utilizado pelo poder concedente (Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética – EPE e Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL) para definição dos novos empreendimentos de transmissão: i) Estudos (planejamento e operação) das necessidades de ampliações e reforços do sistema interligado nacional – SIN; ii) Determinação dos empreendimentos de transmissão para licitação (nova concessão) ou para autorização (concessão existente), conforme disposições legais (1) e normativas (2).

A licitação, conforme estabelecido em edital de leilão (3), deverá selecionar, em leilão público, a contratação de nova concessão para prestação do serviço público de transmissão, incluindo a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão, pela menor receita anual permitida proposta (RAP-proposta) para cada lote, gerando, ao final, o respectivo contrato de concessão, com prazo de 30 anos, contado da data de sua assinatura.

É facultada a participação nos leilões de transmissão de empresas nacionais e estrangeiras e fundos de investimentos (proponentes), isoladamente ou reunidas em consórcio, que atendam as condições de pré-qualificação jurídica, técnica, econômico-financeira e regularidade fiscal, conforme as regras estabelecidas no edital de leilão. Nesse caso, as empresas nacionais que não tenham sido constituídas com o propósito específico de explorar concessões de serviço público de transmissão, e as estrangeiras, interessadas em participar do leilão, deverão apresentar compromisso de constituir sociedade com o propósito específico (SPE), segundo as leis brasileiras e com sede e administração no País.

No procedimento definido para o leilão reverso, será declarada vencedora de cada lote o proponente (a empresa ou consórcio) que ofertar, em envelope lacrado, a menor proposta financeira para a RAP, desde que os demais valores ofertados pelas outras proponentes, não sejam inferiores a 5% (cinco por cento) deste menor valor de RAP. Nesse caso, o leilão de cada lote terá continuidade por lances sucessivos efetuados a viva-voz. Ademais, não serão aceitas propostas financeiras para a RAP superiores aos valores máximos da RAP definidos pela ANEEL.

Assim, as informações dos leilões de transmissão já ocorridos apresentam-se como uma fonte importante de análise e de investigação teórico-empírica, para o aperfeiçoamento do modelo utilizado para as licitações de novas concessões de transmissão de energia elétrica, constituindo-se em um importante processo de revelação das condições de informações privadas em regimes de regulação de monopólios naturais, diferentemente de outros processos de revelação (por exemplo: revisões periódicas).

Portanto, nos leilões públicos de transmissão, o ambiente competitivo permite a revelação antecipada dos ganhos de eficiência econômica e técnica, contribuindo inquestionavelmente para a modicidade tarifária, porém, requisitando do poder concedente, via órgão regulador, regras claras quanto às exigências técnicas e à qualidade da prestação do serviço público.

Para tanto, a metodologia aqui proposta busca identificar as variabilidades dos principais parâmetros utilizados no fluxo de caixa descontado (FCD) de cálculo da receita anual permitida dos leilões de transmissão e caracterizar os perfis dos proponentes (empresas e consórcios), pelas respectivas percepções de risco do negócio (conservador, moderado e agressivo), compatíveis com o montante dos investimentos e a remuneração ou custo de oportunidade do negócio (4) (5), de tal modo a melhor explicar os deságios ocorridos e sinalizar as expectativas de deságios futuros.

2.0 - COMPONENTES DA RECEITA ANUAL PERMITIDA MÁXIMA (RAP-MÁXIMA)

Para definição da receita anual permitida máxima (RAP-máxima) para cada lote dos leilões de transmissão, a ANEEL utiliza o método do fluxo de caixa descontado (FCD), para um período de 30 anos, contado da data de assinatura do contrato de concessão, com perfil degrau da RAP (50% do valor inicial a partir do 16o ano), que consiste de uma série anualizada do fluxo de caixa operacional líquido, definido a partir do lucro líquido resultante da RAP-máxima menos encargos, despesas operacionais e tributos, e somado à depreciação anual (definida pela taxa anual média de depreciação ponderada pelos custos individuais dos componentes das instalações - TMDC), para uma taxa de desconto igual ao custo médio ponderado de capital (WACC, do inglês *Weighted Average Capital Cost*).

$$WACC = \frac{P}{P+D} k_e + \frac{D}{P+D} k_d(1-T)$$

A **TABELA 1**, a seguir, apresenta os principais parâmetros e valores regulatórios utilizados para cálculo da RAP-máxima dos leilões de transmissão(6).

TABELA 1: Parâmetros do Fluxo de Caixa Descontado de cálculo da RAP-máxima

Item	Parâmetro	Valor
1	Investimento inicial (para cada lote)	Custos-padrão (R\$)
2	Proporção de Capital Próprio (P)	35,00 %
3	Proporção de Capital de Terceiros (D)	65,00 %
4	Custo de Capital Próprio (real) (ke)	12,40 %a.a.
5	Custo de Capital de Terceiros (real) (kd)	7,89 %a.a.
6	Despesas de Operação, Manutenção e Administração	3,00 %
7	Depreciação (%)	TMDC %
8	Encargos (TFSSE; P&D e RGR)	4 %
9	Impostos ou tributos (IRPJ e CSLL) (T)	34 %
10	Taxa de desconto (WACC real, depois dos tributos)	7,726 %

Dos parâmetros acima, destacam-se como os principais na utilização do FCD para cálculo da RAP-máxima e, conseqüentemente, para análise e identificação de suas variabilidades: o investimento inicial (INV), os custos de operação, manutenção e administração (O&M) e a taxa de desconto (WACC).

Para os leilões de transmissão, os orçamentos dos investimentos (INV) são elaborados com base em informações de um banco de dados de custos-padrão da ANEEL, atualmente, os reconhecidos "Custos Modulares da Eletrobrás" (7), atualizados para a data do edital do leilão, nos termos do mandamento legal estabelecido no art. 7o do Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998, em função da variação de preços dos componentes dos módulos das subestações, dos equipamentos e das linhas de transmissão vinculados ao mercado nacional (pela variação dos índices de inflação: IGP-M e/ou IPCA) e ao mercado internacional (pela variação do dólar americano, US\$).

Já, os custos de administração, operação e manutenção (O&M) foram inicialmente fixados, para as novas concessões de transmissão, no valor limite de 3% do ativo imobilizado em serviço, com resultante de análise estatística realizada para uma pequena amostra de percentuais de O&M incluídos em projetos de instalações de transmissão autorizadas às concessionárias de transmissão existentes (8). Considerou-se, naquele momento, que o valor máximo de 3% era razoável para incentivo à disputa e diferenciação dos concorrentes.

3.0 - VARIABILIDADE OBSERVADA DOS PARÂMETROS DO FLUXO DE CAIXA DESCONTADO (INV, WACC E O&M)

3.1 – Histórico dos leilões de transmissão

A ANEEL licitou (8), de 1999 a 2006, 62 lotes de empreendimentos de transmissão de energia elétrica totalizando, aproximadamente, 20.000 km de linhas de transmissão nas tensões de 230, 345, 440 e 500 kV, associadas a instalações de transformação, num total 17.500 MVA, e de compensação de reativo, em torno de 19.300 Mvar, para um montante de investimentos da ordem de 12,5 bilhões de reais. Os resultados das licitações estão mostradas no **GRÁFICO 1**, a seguir, em função dos valores dos **deságios da RAP-máxima ofertados pelos proponentes**, com um valor médio igual a **27,02%**, refletindo, principalmente, os últimos 3 anos (2003 a 2006), pós crise do setor energético e mudança de governo, bem como a participação efetiva de empresas estatais federais e de multinacionais, em consórcio ou não.

Para análise dos deságios, inicialmente, são identificadas faixas de variação (variabilidade) dos parâmetros INV; WACC e O&M, em função de possíveis diferenças entre os valores de referência (definidos pelo regulador) e aqueles praticados pelos agentes do mercado e pelos proponentes no momento das licitações de novas concessões de transmissão.

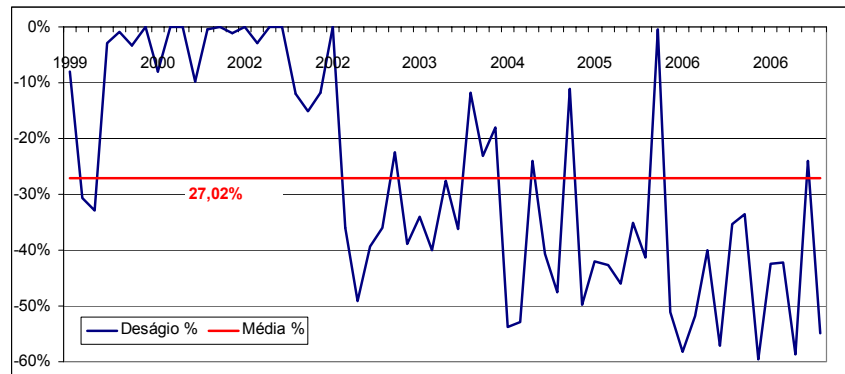


GRÁFICO 1 – Resultado dos leilões de transmissão – deságio (%) – 1999 a 2006

3.2 - Investimento (INV)

As possíveis fontes de diferenças entre o investimento inicial (INV), definido pelo regulador, e os orçados pelos proponentes, referem-se a: i) possível sobrepreço dos custos-padrão (“Custos Modulares” da Eletrobrás baseados em custos das empresas estatais, em passado recente de inflação alta, e atualizados monetariamente); ii) participação de fornecedores/fabricantes e construtores/empreiteiros nos consórcios ou em contratos de EPC (Engineering Procurement and Construction), os chamados “turn-key”; iii) variações das cotações de bens (“commodities”) e de custos de serviços não captadas na atualização dos preços dos “Custos Modulares”, por meio de índices de preços (IGP-M, IPCA, US\$).

A partir das informações prestadas pelos concessionários já em operação comercial ou com contratos assinados (de 1999 a 2006), é possível estabelecer uma referência central para a diferença em questão (ΔINV), ou seja, a média das diferenças dos investimentos é de -7,5%, com desvio de 17,76%, ou seja, os montantes dos investimentos orçados ou executados são inferiores aos de referência utilizados pelo regulador no cálculo da RAP-máxima, sugerindo a seguinte faixa de variabilidade do parâmetro investimento inicial (INV).

Faixa de variabilidade do parâmetro INV (percentual do valor de referência)									
ΔINV	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%

3.3 – Taxa de desconto (WACC)

3.3.1 – Estrutura de capital (P% e D%)

A estrutura de capital é definida como as proporções dos diversos tipos de capital próprio (por exemplo: ações ordinárias, ações preferenciais) e de capital de terceiros (diversos tipos de obrigações, dívidas) no ativo total da empresa, agregados, respectivamente, nas contas de capital próprio P% (em inglês: “equity”) e de capital de terceiros D% (em inglês: “debt”).

No caso de capitais de terceiros, o nível de participação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES de até 80% no financiamento de longo prazo de empreendimentos de transmissão, sinaliza o limite máximo de D% = 80%, diferentemente do percentual regulatória de D% = 65%. Enquanto, pode-se, originalmente, utilizar o percentual de D% = 30% como limite mínimo de participação de capital de terceiros. Definindo-se a seguinte faixa de variabilidade de D%, para o cálculo da variabilidade do WACC.

Faixa de variabilidade do percentual de capital de terceiros (D%)											
D%	30%	35%	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%

3.3.2 – Custo de capital próprio (ke)

O modelo mais usado pelas agências reguladoras para o cálculo do custo do capital próprio é o conhecido CAPM (Capital Asset Pricing Model), que assume que o prêmio de risco requerido pela ação é proporcional ao seu coeficiente beta, que mede a volatilidade e indica a variação do retorno da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário.

Para o mercado doméstico, deve-se adicionar ao modelo tradicional do CAPM ($R_i = R_f + \beta_i(R_m - R_f)$), os prêmios de risco país (R_p) e de risco cambial (R_x), em valores nominais, e depois deflacionar pela inflação do mercado internacional de referência (EUA), para obter-se o custo de capital próprio ($k_e = R_f + \beta_i(R_m - R_f) + R_p + R_x$), em valores reais, ao ano.

A **TABELA 2**, abaixo, apresenta os valores dos parâmetros de referência (ANEEL) e os possíveis valores mínimos (mercado atual) de formação do custo de capital próprio.

TABELA 2: Parâmetros de referência (ANEEL) e mínimos (mercado atual) do custo de capital próprio (**ke**)

Parâmetro	Referência	Considerações	Mínimo
Taxa livre de risco (Rf)	5,24 %	igual	5,24 %
Retorno esperado do mercado (Rm)	11,71 %	igual	11,71 %
Beta médio alavancado (β)	0,681	beta mínimo	0,300
Prêmio de risco país (Rp)	3,62 %	risco atual	3,62 %
Prêmio de risco cambial (Rx)	2 %	câmbio estável	0 %
Taxa de inflação americana (π)	2,55 %	igual	2,55 %
Custo capital próprio (ke) real	12,40 %a.a.	ke mínimo	6,42 %a.a.

Nesse caso, visualiza-se a seguinte faixa de variabilidade do custo de capital próprio para o cálculo da variabilidade do WACC.

Faixa de variabilidade do custo de capital próprio ke (percentual do valor de referência)											
Δkp	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%	+40%	+50%

3.3.3 – Custo de capital de terceiros (**kd**)

Em função do BNDES ser o principal financiador do setor de transmissão, a agência reguladora tem utilizado as taxas de juros dos empréstimos desse banco para as novas concessões de transmissão de energia elétrica como referência do custo de capital de terceiros (**kd**), calculado por: **kd = TJLP + spread** (ou remuneração) BNDES. Onde, por definição, a TJLP é uma taxa de juros nominal, que deve ser deflacionada por um índice de inflação (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA).

Conforme as últimas informações da ANEEL, quando da definição do processo de revisão tarifária das concessionárias de transmissão de energia elétrica, tem-se os seguintes valores para a TJLP, o IPCA e remuneração do BNDES utilizados no cálculo do custo de capital de terceiros (**kd**), mostrados na **TABELA 3**:

TABELA 3: Parâmetros de referência (ANEEL) e mínimos (mercado atual) do custo de capital de terceiros (**kd**)

Parâmetro	Referência	Considerações	Mínimo
TJLP (média 2 anos)	10,36 %	atual	6,5 %
IPCA (média 2 anos)	6,74 %	meta BACEN	4,5 %
Spread (remuneração) BNDES	4,5%	mínimo	1,5
Custo capital de terceiros (kd) real	7,891 %a.a.	kd mínimo	3,41 %a.a.

O valor mínimo calculado para o custo de capital de terceiros (**kd**) é um pouco menos (43%) da metade (50%) do valor original, sugerindo a seguinte faixa de variabilidade para **kd**, mantida a restrição econômica de que o valor de **kd** não seja superior ao valor de **kp** (restrição econômica):

Faixa de variabilidade do custo de capital de terceiros kd (percentual do valor original)											
Δkd	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%	+40%	+50%

3.3.4 – Variabilidade da taxa de desconto (**WACC**)

De posse dos valores das faixas de variação dos parâmetros (**D%**, **ke**, **kd**), pode-se então calcular os diversos valores de **WACC** para as diferentes combinações dos 3 parâmetros, resultando a seguinte faixa de variabilidade para o **WACC**, a partir da avaliação dos 1089 valores calculados (sem os valores com $kd > ke$, isto é, 1331-242=1089):

Faixa de variabilidade do WACC (percentual do valor original)												
$\Delta WACC$	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%	+40%	+50%	+60%

3.4 – Custos de administração, operação e manutenção (O&M)

O limite máximo definido pelo regulador para os custos de operação, manutenção e administração (O&M) das novas concessões de transmissão licitadas é de 3% do ativo imobilizado em serviço (investimento) para as despesas operacionais (O&M). Sendo, no entanto, razoável supor uma faixa de variabilidade para o parâmetro O&M do valor mínimo de 0,5% ao valor máximo de 3,0%, representando o esforço das novas concessionárias de transmissão na busca de eficiências econômicas, técnicas e de gestão administrativa.

Faixa de variabilidade O&M (percentual do Investimento Inicial)						
O&M(%)	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%	2,5%	3,0%

4.0 - METODOLOGIA DE ANÁLISE DE RISCO E EXPECTATIVA DE DESÁGIO

Basicamente, a análise de risco visa a compreensão e avaliação das incertezas associadas a certas variáveis de interesse, como por exemplo, o valor presente líquido (VPL) de um fluxo de caixa descontado (FCD) afetado por um ou mais fatores de risco, por meio da obtenção de um relatório de risco que inclui, por exemplo, o valor esperado do fluxo de caixa cumulativo resultante, representado por sua média e sua variância, e finalmente, o **valor em risco ou VaR** (acrônimo para “*value at risk*”), que representa o valor de VPL tal que apenas um percentual definido daqueles VPLs possíveis são menores que esse valor (VaR) (9).

Portanto, o **VaR** nada mais é que um método de avaliação de risco que utiliza técnicas estatísticas básicas, fornecendo como resposta a maior (ou pior) perda esperada dentro de determinado período de tempo e de intervalo de confiança, considerado o mercado em condições normais. De modo mais formal, o VaR descreve o percentil da distribuição de retornos projetada sobre um horizonte estipulado. Se \underline{c} for o nível de confiança selecionado (por exemplo, 90% ou 95%), o VaR deve ser tal que ele exceda $1-\underline{c}$ (10% ou 5%) do número total de observações da distribuição (ou percentil de \underline{c}). (10)

4.1 – Identificação do perfil do proponente

Os diferentes proponentes (empresas e consórcios) participantes dos leilões de transmissão apresentam características típicas diferenciadas em função da composição de seus sócios ou consorciados (sociedade de propósito específico – SPE), tais como: construtores, fornecedores, operadores, seguradoras, financiadores, investidores públicos e privados, fundos de pensão, etc. No entanto, para o desenvolvimento da metodologia de análise de risco e de expectativa de deságio, utiliza-se a variável de percepção de risco do negócio dos proponentes, em função da variabilidade dos 3 principais parâmetros (INV, WACC e O&M) do FCD de cálculo da RAP-proposta, para caracterização e identificação de diferentes perfis, conforme o **QUADRO 1**, abaixo, onde a variabilidade dos parâmetros é definida pela distribuição de probabilidade normal de média M e desvio padrão σ , ou seja, $N(M,\sigma)$:

QUADRO 1: Perfil do proponente e variabilidade dos parâmetros (INV, WACC e O&M)

Perfil Proponente	Δ INV(%)	Δ WACC(%)	O&M(%)
Conservador	N(0%;5%)	N(25%; 7,5%)	N(3%; 0,2%)
Moderado	N(-15%; 5%)	N(0%; 7,5%)	N(2%; 0,2%)
Agressivo	N(-30%; 5%)	N(-25%; 7,5%)	N(1%; 0,2%)

A classificação acima para o perfil dos proponentes possibilita a formação de **27 distribuições de RAP-propostas** resultantes da combinação dos 3 diferentes perfis dos proponentes (conservador, moderado e agressivo) e dos 3 principais parâmetros do FCD (INV, WACC e O&M).

A **FIGURA 1**, abaixo mostra 3 distribuições de probabilidade normal $N(m,\sigma)$ para os parâmetros INV(-15%; 5%); WACC(-25%; 7,5%) e O&M, determinadas a partir do sorteio aleatório com 15 amostras, para INV e WACC, e 10 amostras para O&M(1%; 0,2%), referente ao proponente de perfil INV-Moderado, WACC-Agressivo e O&M-Agressivo.

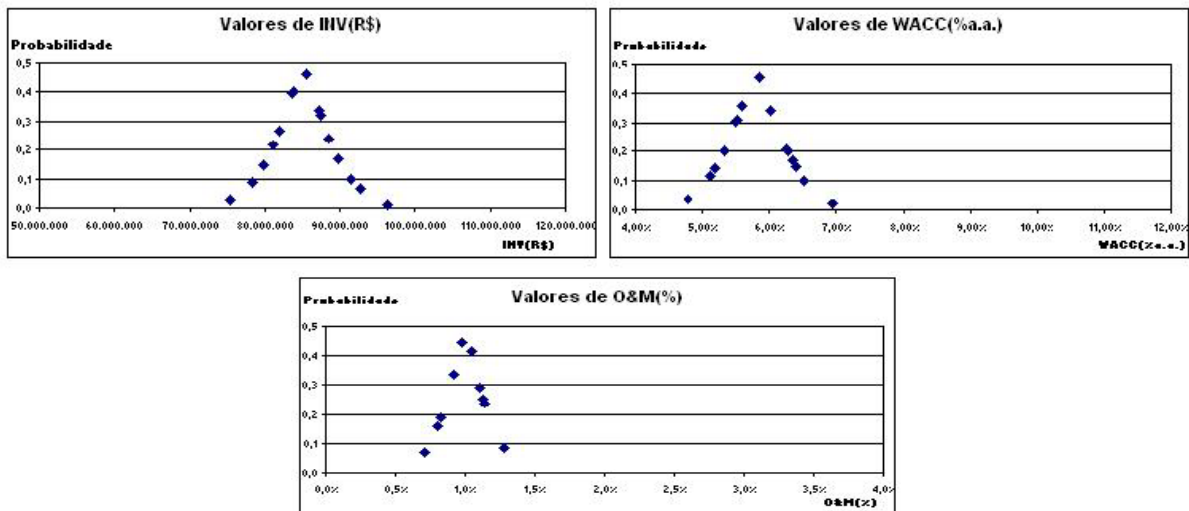


FIGURA 1 – Distribuição de probabilidade normal para INV-Moderado, WACC-Agressivo e O&M-Agressivo

4.2 – Análise estatística dos conjuntos de rap-propostas

A análise estatística dos conjuntos de RAPs, inicia-se com a escolha do perfil do proponente (INV, WACC e O&M), segue com o sorteio aleatório de 15 amostras (distribuição normal) para os parâmetros INV, WACC e O&M, passa pela simulação de Monte Carlo para o FCD de cálculo RAP-proposta com todas combinações das amostras dos 3 parâmetros, e finaliza com a elaboração de histograma e respectiva análise estatística descritiva. Por exemplo, para um proponente INV-moderado (N(-15%;5%)), WACC-agressivo (N(-25%;7,5%)) e O&M-agressivo (N(1%;0,2%)), tem-se o seguinte histograma e tabela de análise estatística descritiva, na **FIGURA 2**:

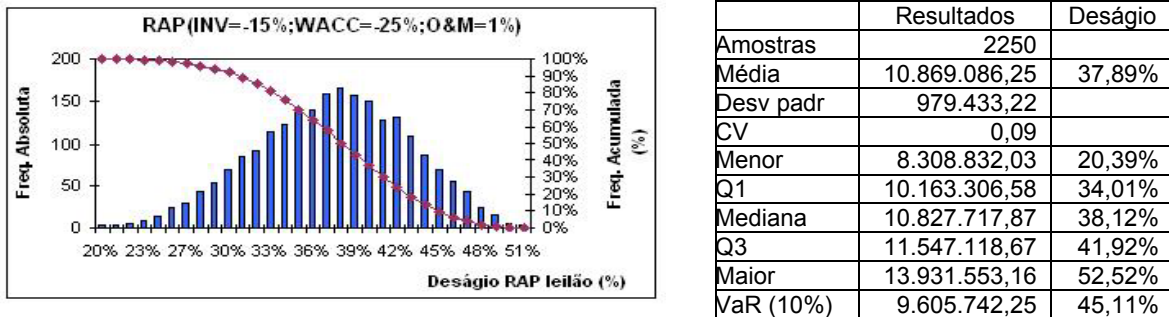


FIGURA 2 – Histograma e tabela de análise estatística descritiva para o perfil do proponente em estudo.

Dos resultados acima, observa-se que o **maior deságio** esperado é de **52,52%**, o deságio médio é de 38,12%, enquanto o menor deságio fica em 20,39% do valor da RAP-máxima calculada pela ANEEL. Além disso, pela uso dos percentis (quantis) da distribuição das amostras, pode-se calcular o percentil referente ao valor do deságio que limita em 10% o número de RAP-propostas maiores que este deságio de referência, ou seja, o VaR (10%) dos deságios, que no caso exemplo, o perfil de proponente em estudo apresenta um **expectativa de deságio de 45,11%**, para um **VaR de 10%** (intervalo de confiança igual a 90%).

O **GRÁFICO 2**, seguinte, mostra a distribuição das RAPs para o perfil do proponente em estudo, destacando o valor de referência para os 10% maiores deságios, onde **não mais que 10% dos valores obtidos para os deságios** será maior que o deságio definido pelo **VaR (10%)** calculado, escolhido para representar a expectativa de deságio do proponente.

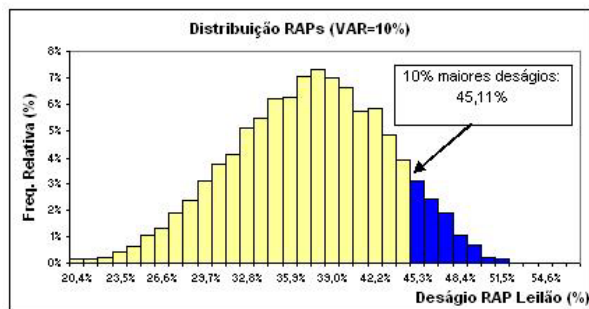


GRÁFICO 2 – Histograma e VaR (10%)

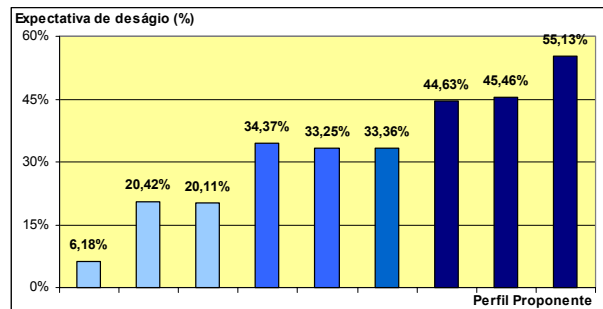


GRÁFICO 3 – Expectativa de deságio x perfil proponente

Por sua vez, o **GRÁFICO 3**, mostra os valores das expectativas de deságios para os perfis de proponentes com O&M-Agressivo (N(1%;0,2%)) e a combinação dos demais parâmetros, com base na metodologia acima desenvolvida para **análise dos leilões de transmissão**, por meio do cálculo da **expectativa de deságio** para os perfis dos proponentes e suas respectivas distribuições de probabilidade normal dos parâmetros INV, WACC e O&M do FCD de cálculo da RAP, aplicada ao total de perfis de proponentes (27 ao todo). Enquanto, a **QUADRO 2**, abaixo, sugere uma reordenação dos perfis dos proponentes em 3 grupos (Conservador, Moderado e Agressivo), para os perfis estudados.

QUADRO 2: Agrupamento dos perfis dos proponentes e respectivas expectativas de deságios

Perfil	INV	WACC	O&M	Agrupamento	Deságio
3	Conservador	Conservador	Agressivo	1 (Conservador)	20%
6	Conservador	Moderado	Agressivo		
12	Moderado	Conservador	Agressivo		
9	Conservador	Agressivo	Agressivo	2 (Moderado)	33%
15	Moderado	Moderado	Agressivo		
21	Agressivo	Conservador	Agressivo		
18	Moderado	Agressivo	Agressivo	3 (Agressivo)	45%
24	Agressivo	Moderado	Agressivo		
27	Agressivo	Agressivo	Agressivo		

5.0 - CONCLUSÃO

A metodologia aqui proposta para análise dos leilões de transmissão, mediante o cálculo da expectativa de deságios baseados nos perfis dos proponentes e respectivas distribuições de probabilidade para os principais parâmetros do FCD de cálculo da RAP (INV, WACC e O&M), mostrou-se promissora quanto ao objetivo de explicar os deságios dos leilões já realizados, na busca de revelar o comportamento dos proponentes, dentro do princípio regulatório de assimetria de informações dos mercados regulados. Mesmo que, não tenha sido alcançada a separação dos efeitos dos 2 principais parâmetros do cálculo da RAP: Investimento (INV) e taxa de desconto (WACC), mas tão somente o resultado da combinação de ambos, juntamente com o parâmetro de custos de administração, operação e manutenção (O&M).

Permanecem, ainda, alguns tópicos da proposta de análise e crítica dos leilões de transmissão, na perspectiva de modelo eficiente de regulação técnica e econômica, para serem concluídos e/ou desenvolvidos, especificamente quanto: i) à identificação ou ajuste dos perfis dos proponentes dos leilões já realizados; ii) à consideração dos impactos das opções reais do negócio transmissão num modelo de fluxo de caixa descontado ajustado; iii) à análise dos desempenhos técnicos das novas concessões frente aos requisitos regulatórios de qualidade da prestação do serviço de transmissão, com base na análise estatística da disponibilidade das novas instalações de transmissão (desconto por indisponibilidade) e as inovações técnicas/tecnológicas de construção e manutenção.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Legislação Básica do Setor Elétrico Brasileiro: Leis nºs 8.666, de 21 de junho de 1993; 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; 9.074, de 7 de julho de 1995; 9.427, de 26 de dezembro de 1996; 9.491, de 9 de setembro de 1997; 9.648, de 27 de maio de 1998, 10.438, de 26 de abril de 2002 e 10.848, de 15 de março de 2004.
- (2) Resoluções Normativas da ANEEL nos 67 e 68, de 8 de junho de 2004, e 230, de 12 de setembro de 2006. (www.aneel.gov.br)
- (3) Edital do Leilão no 005/2006-ANEEL: “Licitação para a contratação das Concessões para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, a operação e a manutenção das instalações de transmissão da rede básica do sistema interligado nacional.” Setembro/2006. (www.aneel.gov.br)
- (4) Nota Técnica no 020/2001-SRT-ANEEL, 17.09.2001, que dispõe sobre “critérios e procedimentos para determinação da taxa de desconto para remuneração das concessões de instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes à rede básica.”
- (5) Coutinho, Paulo C; Rossi, André L; Puente, Antônio P. & Oliveira Silva, Josimar. “Uma Proposta para Cálculo da Remuneração das Concessões de Instalações de Transmissão de Energia Elétrica pertencentes à Rede Básica: Critérios e Procedimentos para Determinação da Taxa de Retorno”, Trabalho 80, III ABAR.
- (6) Nota Técnica no 067/2006, de 18.04.2006, que “regulamentação do processo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica com concessionárias obtidas mediante licitação, na modalidade de leilão público. (www.aneel.gov.br)
- (7) “Custos Modulares” da Eletrobrás: Referência de custos – linhas de transmissão e subestações de alta tensão e extra-alta tensão; Eletrobrás, junho/2004.
- (8) NT no 021/2001-SRT-ANEEL, 05.10.2001, que complementa a Nota Técnica nº 020/2001-SRT/ANEEL, “referente aos critérios e procedimentos para determinação da taxa de desconto para remuneração das concessões de instalações de transmissão de energia elétrica pertencentes à rede básica.”
- (8) Resultado_Licitação_Transmissão_INTERNET_Jan_2007.xls. (www.aneel.gov.br)
- (9) VEIGA, Rafael P. “VaR – Value at Risk: Cálculo do VaR de uma carteira de renda fixa”. São Paulo: Saint Paul Editora, 2005.
- (10) JORION, Philippe. “Value at Risk – a nova fonte de referência para a Gestão do risco financeiro”, tradução Thierry Barbe. 2. ed. São Paulo: BMF, 2003

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Josimar Oliveira Silva:

Nascido em Brasília, DF, em 24 de abril de 1963.

Mestre em Sistemas Elétricos de Potência (1992) Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC; Doutorando em Sistemas de Potência na Escola Politécnica da USP.

Pesquisador do Enerq - Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia, da Escola Politécnica da USP.

Carlos Márcio Vieira Tahan:

Nascido em Uberaba, MG, em 1º de novembro de 1947.

Professor Doutor e pesquisador da Escola Politécnica da USP (desde 1989).

Coordenador do Enerq - Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia, da Escola Politécnica da USP.

Francisco Anuatti Neto:

Nascido em São Paulo, SP, em 8 de novembro de 1960

Economista (1983) pela FEA/USP, Doutor em Teoria Econômica (1994) FEA/USP.

Professor da FEARP/USP e Pesquisador da FIPE.

Professor de Regulação Econômica no Programa de Energia da USP (e-mail: fanuatti@usp.br)