



GPL/015

21 a 26 de Outubro de 2001

Campinas - São Paulo - Brasil

GRUPO VII

GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

ESTRATÉGIAS DE HEDGE CONTRA O RISCO DE FALHAS EM TERMELÉTRICAS

A. C.G. Melo^{*,1,2}

A. C. C. Pinhel¹

L. L. Gomes¹

R. Torres¹

A.M. Oliveira^{1,2}

R.P.Caldas¹

D.Jardim¹

M.E.P. Maceira^{1,2}

(1) CEPEL, Rio de Janeiro, RJ; (2) UERJ, Rio de Janeiro, RJ

Resumo: Neste trabalho é apresentada uma metodologia para a análise do risco financeiro de projetos termelétricos considerando o impacto da incerteza hidrológica em conjunto com saídas forçadas das unidades geradoras. As análises de risco são realizadas a partir da simulação da operação do sistema para diversos cenários hidrológicos, em conjunto com a simulação do processo falha/reparo das unidades geradoras. Para a simulação da operação são utilizadas séries de despachos e preços spot obtidas a partir do modelo NEWAVE. A simulação do processo falha / reparo é realizada através de um esquema de simulação Monte Carlo onde os tempos de operação e de reparo são modelados por distribuições exponenciais.

A partir das análises de risco é determinado o preço limite de *Back-Up* (custo de hedge contra saídas forçadas em termelétricas) para o investidor. Este é o preço até o qual se mantém interessante a contratação desse tipo de proteção.

O problema de Back-up é também analisado sob a ótica da seguradora, incluindo aspectos relacionados ao risco diversificável devido a possibilidade de estabelecimento de contratos com várias usinas.

Resultados para um estudo de caso com uma usina termelétrica hipotética são apresentados e discutidos.

Palavras-Chave: Termelétricas, Saídas Forçadas, Estratégias de *Hedge*, Seguro, Preço de *Back-Up*, Diversificação.

1. INTRODUÇÃO

O sistema elétrico brasileiro é predominantemente hidroelétrico (cerca de 90% de sua capacidade instalada) e tem a característica de possuir grandes reservatórios com capacidade de regularização pluri-anual distribuídos em diversas bacias hidrográficas.

Com o processo de reestruturação do setor elétrico, espera-se que as fontes hidráulicas continuem dominantes no aumento da capacidade instalada no país, contudo, é aguardado um forte crescimento da participação de usinas termelétricas no sistema.

Dada a situação atual de escassez de geração, destaca-se o esforço do governo para implantação do Programa Prioritário de Termelétricas-PPT, onde espera-se um aumento da participação termelétrica dos atuais 5% para 20% até o final da década.

Um princípio do processo de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro foi a introdução da competição nos segmentos de produção e comercialização de energia. Com a competição, os agentes de geração passaram a estar expostos a novos riscos. Dentre os riscos identificados neste segmento está o associada às falhas das unidades geradoras (saídas forçadas). As saídas forçadas impactam a remuneração do investidor de duas maneiras: perda de receita por não vender a energia no mercado quando a usina estivesse despachada e/ou a necessidade de comprar energia no mercado spot para cobrir seu contrato bilateral (PPA), o que, dependendo das condições hidrológicas, pode implicar em exposições bastante elevadas.

Por exemplo, considere uma usina localizada no subsistema SE/CO com 450 MW contratados a uma tarifa de 70 R\$/MWh. Se a usina tivesse problemas operacionais e ficasse desligada durante o mês de março de 2001 (preço MAE=165,97 R\$/MWh), seu prejuízo seria de R\$31 milhões (450MW x 720h x (165,97-70) R\$/MWh) neste período.

Neste contexto, é clara a importância do estabelecimento de estratégias de *hedge* para a mitigação do risco associado à saídas forçadas de unidades geradoras. No caso da utilização de contratos de *Back-Up* é fundamental a correta

* CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

precificação do custo do seguro para a usina, de forma a não só reduzir

os riscos dos investidores, como também sinalizar às seguradoras para novas oportunidades de negócios no Setor Elétrico Brasileiro.

2. METODOLOGIA

De acordo com os procedimentos de operação seguidos pelo Operador Nacional de Sistemas (ONS), pode-se inferir que uma termelétrica flexível é despachada na sua potência máxima disponível quando o Custo Marginal Operacional (CMO) é maior que o custo variável de operação (CO), e na potência mínima, caso contrário. Em situações de restrições elétricas localizadas, uma usina pode ser despachada fora deste critério, entretanto, esta hipótese não será considerada no estudo [1].

O lucro bruto da termelétrica é composto pelas receitas de contratos bilaterais e de venda da parcela da energia não contratada no mercado spot, e pelas despesas de compra de energia no mercado spot e de operação da usina. Quando a usina é despachada no máximo, deverá haver energia suficiente para cumprir os contratos bilaterais. Se houver uma parcela excedente, não contratada, esta é então vendida no MAE com um ganho unitário de $(CMO - CO)$. Quando a termelétrica for despachada no mínimo, deverá haver compra de energia no MAE em quantidade suficiente para honrar os contratos, uma vez que o custo operativo, neste caso, é superior ao CMO. Caso o preço contratado seja superior ao CO, ambas as situações resultam em margem (receita - custos variáveis) positiva para a termelétrica, quer seja o despacho no máximo ou no mínimo. No entanto, se houver falha na operação (saída forçada), a empresa é obrigada a comprar energia no MAE para cumprir seus compromissos contratuais. Essa situação se agrava quando os CMOs estão em níveis muito superiores ao CO, podendo haver grandes prejuízos.

Neste trabalho considerou-se que o agente gerador poderá se proteger através de contratos de *Back-Up*, que correspondem a um seguro pela disponibilização de certa quantidade de energia. A energia correspondente à falha é garantida pelo contrato até o limite disponibilizado.

Na análise, são utilizadas séries mensais de preço spot obtidas com um modelo de despacho hidrotérmico. Condicionada a cada série de preços spot é realizada uma simulação do processo falha / reparo das unidades geradores. Os tempos para falha (t_{ff} - *time to failure*) e os tempos de reparo (t_{tr} - *time to repair*) são modelados por distribuições exponenciais [2]:

$$t_{ff} = \frac{1}{\lambda} e^{-\frac{t}{\lambda}} \quad (1)$$

$$t_{tr} = re^{-rt} \quad (2)$$

onde:

λ - taxa média de falha da unidade geradora

r - tempo médio de reparo da unidade geradora

A Figura 1 ilustra uma simulação do processo falha / reparo para uma unidade geradora. O número 1 representa a máquina em operação e o número 0 a máquina em reparo.

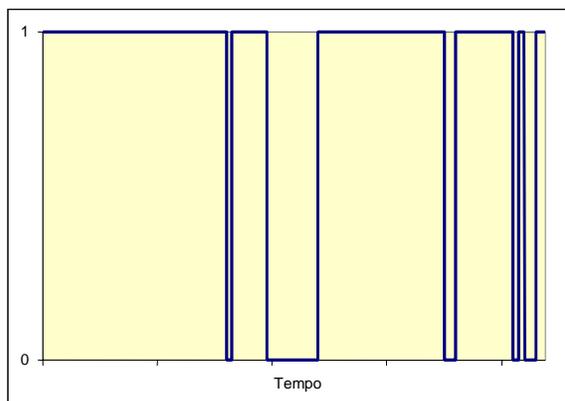


Figura 1 – Processo Falha / Reparo das Unidades Geradoras

Como são utilizadas séries mensais de preços, são realizadas contabilizações mensais para a construção dos fluxos de caixa. Nas contabilizações é utilizado o valor médio da capacidade disponível da usina no mês, obtida da simulação do processo falha / reparo para cada unidade geradora. Assim é possível calcular o valor do pagamento da seguradora à termelétrica devido a necessidade de ida ao MAE para cumprir o contrato de energia, ou perda de receita por não poder vender energia no mercado de curto prazo (parcela não contratada).

Desta forma, para cada série simulada (série de preços + processo falha / reparo), são realizadas análises financeiras para a obtenção dos indicadores de rentabilidade (VPL, TIR, etc.) [3,4,5,6]. Assim é possível o cálculo de indicadores probabilísticos de risco [7,8], e a construção de distribuições de probabilidades empíricas para os indicadores financeiros.

O preço que o segurado estaria disposto a pagar pelo *Back-Up* é determinado da seguinte maneira: primeiramente simula-se a usina com risco de falha mas sem *Back-Up* obtendo-se uma distribuição de VPLs [5,6]. Em seguida, é feita uma simulação com *Back-Up* desconsiderando inicialmente o pagamento do prêmio, obtendo-se outra distribuição de VPLs. Comparando-se as duas distribuições, é possível determinar o benefício do *Back-Up*, sendo que para isto foram utilizados dois critérios. No primeiro (critério da média), o benefício será equivalente à diferença entre as médias das duas distribuições. No segundo (critério do percentil (e.g., 5%)), o benefício será a diferença entre os percentis (5%) das duas distribuições. Finalmente, é calculado o preço que torna o valor presente dos prêmios anuais do seguro igual ao benefício do *Back-Up*. Este é o preço máximo

que o segurado estaria disposto a pagar.

Como o *Back-Up* reduz o risco, pelo critério da média assume-se que é interessante para o segurado ter uma distribuição com a mesma média de VPL e um risco menor. Assim, o preço calculado é o preço máximo que o segurado estaria disposto a pagar pelo *Back-Up*, com menor nível de risco. Este critério é conservador.

Por outro lado, talvez o segurado estivesse disposto a pagar mais pelo seguro, uma vez que o contrato além de reduzir a variância da distribuição, também reduz a assimetria (vide Figura 2) eliminando valores negativos extremos da distribuição. Esta preferência do segurado pode ser capturada através de um critério que iguale algum percentil baixo. O critério adotado neste artigo utiliza o percentil (5%).

A definição do critério a ser utilizado dependerá do grau de aversão ao risco do segurado.

Sob a ótica da seguradora, a receita representaria o preço de *Back-Up* multiplicado pela capacidade segurada e as despesas seriam a cobertura dos sinistros, pagos à termelétrica quando esta falhasse.

3. ESTUDO DE CASO

Será estudado o efeito de saídas forçadas quando da análise de viabilidade financeira de uma termelétrica, considerando ainda o risco hidrológico. A Tabela 1 apresenta os principais parâmetros adotados nas análises financeiras. Considerou-se uma usina termelétrica hipotética de 500 MW de capacidade instalada, localizada no subsistema SE/CO. Nas análises que se seguem, considera-se que a usina térmica está contratada bilateralmente em 460 MW médios.

Na análise, são utilizadas 2000 séries de CMO's mensais (considerados no estudo como referência de preço spot) geradas pelo modelo NEWAVE [9] com duração da vida útil da usina (20 anos). As análises financeiras condicionadas a cada série (série de preços + processo falha / reparo) são realizadas utilizando o Programa ANAFIN [10]. Ambos os programas foram desenvolvidos pelo CEPEL.

Tabela 1-Parâmetros Adotados

| Parâmetro | Unidade | Valor/Descrição |
|---------------------------------|----------|-----------------|
| Dados Técnicos | | |
| Vida Útil | anos | 20 |
| Capacidade Instalada | MW | 500 |
| Fator de Disponibilidade | % | 92 |
| Inflexibilidade | % | 70 |
| Receita | | |
| Preço da Energia Contratada | R\$/MWh | 72,35 |
| Preço Spot | R\$/MWh | Newave |
| Geração Mensal | MWh | Newave |
| Custo da Energia Vendida | | |
| Variável | R\$/MWh | 25 |
| Fixo | MR\$/ano | 87 |
| Taxas e Impostos | | |
| IR e Contribuição Social | % | 34 |
| Outros | | 3,95 |
| Taxa de Desconto | % | 15,0 |

3.1 Ótica do segurado

A Tabela 2 apresenta algumas estatísticas das distribuições de VPLs em duas situações distintas: (i) sem *Back-Up* e com probabilidade de falha de 2,4 e 6%; (ii) com *Back-Up* (cobertura total e sem pagamento de prêmio). Observa-se que o seguro reduz consideravelmente o desvio padrão da distribuição, e aumenta bastante os percentis de 1 e 5 %, caracterizando a redução da exposição ao risco.

Tabela 2 – Estatísticas das Distribuições de VPL

| Estatística | Unidade | Sem Back-up/ Prob.de Falha (%) | | | Back-up |
|-------------|---------|--------------------------------|-------|-------|---------|
| | | 2 | 4 | 6 | |
| Média | MR\$ | 112.9 | 107.6 | 102.0 | 118.3 |
| D.P. | MR\$ | 14.5 | 24.7 | 36.6 | 6.2 |
| C. Variação | % | 12.8 | 23.0 | 35.8 | 5.2 |
| Pr.(VPL<0) | % | 0.1 | 1.1 | 2.7 | 0.0 |
| Perc.(1%) | MR\$ | 49.2 | -3.4 | -72.8 | 96.4 |
| Perc.(5%) | MR\$ | 86.7 | 67.4 | 48.3 | 104.4 |
| Perc.(10%) | MR\$ | 100.8 | 92.8 | 83.3 | 109.3 |

A Figura 2 apresenta, considerando probabilidades de falha de 2%, os histogramas dos VPLs nos casos sem *Back-Up* e com *Back-Up*. Como pode ser constatado, a situação com *Back-Up* desloca para a direita o histograma dos VPLs, reduzindo o risco. Para efeito de boa visualização, alguns valores de VPL foram truncados na Figura 2 (valores inferiores a 73 MR\$).

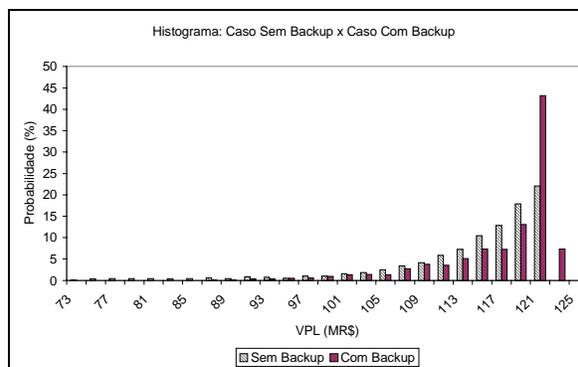


Figura 2 – Histogramas Com e Sem Back-up

A Figura 3 apresenta a variação das médias dos VPLs da usina em função do nível de contratação. Como pode ser constatado, o impacto da falha representa uma redução do valor esperado do VPL da ordem de R\$ 5 milhões para cada nível de contratação.

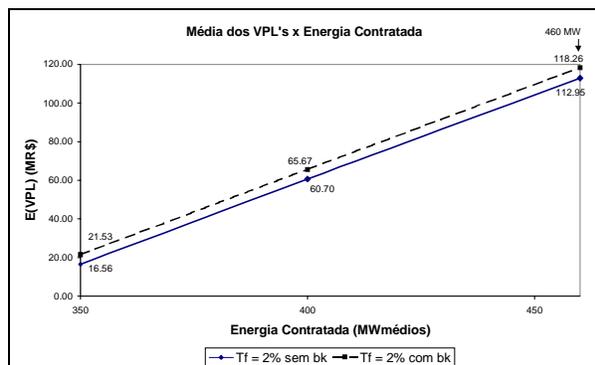


Figura 3 – Médias dos VPLs x Energia Contratada

A Tabela 3 apresenta os valores de preços máximos de *Back-Up* para os dois critérios considerados e para diferentes probabilidades de falha. Os preços máximos obtidos pelo critério do percentil (5%) são consideravelmente maiores, ou seja, de acordo com esse critério, o segurado estaria disposto a pagar mais pelo seguro.

Tabela 3 – Preços Máximos de *Back-Up*

| Prob. de Falha (%) | Critério da Média | | Critério do Percentil (5%) | |
|--------------------|--------------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------------------|
| | Impacto VPL (MR\$) | Preço Máximo Back-up (R\$/MWh) | Impacto VPL (MR\$) | Preço Máximo Back-up (R\$/MWh) |
| 2 | 5,32 | 0,24 | 17,69 | 0,81 |
| 4 | 10,67 | 0,49 | 37,07 | 1,69 |
| 6 | 16,25 | 0,74 | 56,2 | 2,56 |

3.2 Ótica da seguradora

Considerando como receita o valor do prêmio calculado (preço de *Back-Up*) e pago pelo gerador, e como despesas os valores dos sinistros pagos ao gerador, são calculados os indicadores probabilísticos apresentados na Tabela 4. Observa-se que se o segurado for menos avesso ao risco e adotar o critério da média na avaliação do seguro, o negócio pode se tornar inviável para a seguradora. No entanto, se o segurado for mais avesso ao risco e, desta forma, adotar o critério do percentil 5%, o fornecimento de seguro pode se tornar um negócio atrativo também para a seguradora.

Tabela 4 – Estatísticas das Distribuições dos Resultados da Seguradora

| Estatística | Unidade | Critério da Média / Prob. de Falha | | | Critério do Perc(5%) / Prob. de Falha | | |
|-------------|---------|------------------------------------|--------|--------|---------------------------------------|--------|--------|
| | | 2 | 4 | 6 | 2 | 4 | 6 |
| Média | MR\$ | -4,4 | -8,2 | -10,8 | 8,1 | 18,1 | 28,0 |
| D.P. | MR\$ | 15,5 | 29,0 | 43,5 | 15,5 | 29,0 | 43,5 |
| C. Variação | % | -350,5 | -351,2 | -401,7 | 191,5 | 160,3 | 155,4 |
| Pr.(VPL<0) | % | 48,7 | 48,2 | 45,1 | 9,6 | 9,0 | 8,8 |
| Perc.(1%) | MR\$ | -75,6 | -141,2 | -225,8 | -63,1 | -114,9 | -186,9 |
| Perc.(5%) | MR\$ | -26,5 | -53,9 | -73,8 | -14,0 | -27,6 | -35,0 |
| Perc.(10%) | MR\$ | -11,7 | -23,6 | -32,9 | 0,8 | 2,7 | 5,9 |

Adicionalmente, pode-se estudar o efeito da diversificação. Considerando que a seguradora monte carteiras com até 15 usinas localizadas no mesmo

subsistema (vide tabela 5), o coeficiente de variação (desvio padrão da carteira/VPL da carteira) é reduzido para uma carteira de até 6 usinas, indicando o efeito positivo da diversificação. Acrescentando mais usinas à carteira, pode-se observar que este efeito é limitado.

Tabela 5 - Efeito da diversificação para a seguradora (Prob. de Falha de 2%, Critério do Percentil 5%)

| Carteira Nº Usinas | VPL Médio (MR\$) | Prob. (%) (VPL<0) | Percentil (MR\$) | | Coeficiente de Variação |
|--------------------|------------------|-------------------|------------------|--------|-------------------------|
| | | | 1% | 5% | |
| 1 | 8,1 | 9,6 | -63,1 | -14,0 | 192% |
| 2 | 16,2 | 9,6 | -119,1 | -25,5 | 189% |
| 3 | 24,3 | 9,5 | -198,2 | -39,9 | 184% |
| 4 | 32,4 | 9,6 | -271,6 | -54,7 | 183% |
| 5 | 40,6 | 9,6 | -319,4 | -75,8 | 181% |
| 6 | 48,7 | 9,4 | -371,4 | -89,7 | 180% |
| 7 | 56,7 | 9,5 | -448,0 | -107,5 | 181% |
| 8 | 64,7 | 9,4 | -502,2 | -120,8 | 182% |
| 9 | 72,7 | 9,6 | -567,1 | -144,4 | 183% |
| 10 | 80,8 | 9,5 | -631,4 | -162,4 | 182% |
| 15 | 120,9 | 9,4 | -938,5 | -238,5 | 184% |

O ganho médio se mantém em torno de 8,1 MR\$/usina para a carteira de 10 usinas.

4. CONCLUSÕES

Este artigo descreveu uma metodologia para a consideração explícita de incertezas associadas às saídas forçadas de unidades geradoras na análise financeira de projetos termelétricos. Esta metodologia é baseada no emprego de técnicas de análise de risco a partir da simulação da operação do sistema (preço spot e despacho) e do processo falha / reparo das unidades geradoras.

O CEPEL desenvolveu um modelo computacional para a análise da estratégia de hedge, fazendo uso também de seu modelo de análise financeira de projetos ANAFIN.

A consideração das probabilidades de falha e da indisponibilidade programada na análise de viabilidade financeira de projetos, permite quantificar situações de risco para os investidores e a redução dos retornos associados.

Resultados obtidos a partir de estudo de caso apresentado, indicam preços máximos em torno de 2,5 R\$/MWh considerando probabilidade de falha de 6% e o critério do percentil 5%. Foi observado que dependendo do critério associado pelo investidor, o mesmo pode estar disposto a pagar bem mais pelo seguro.

Na ótica da seguradora, observou-se que a parcela do risco diversificável no risco total não é para o caso estudado relevante em razão da correlação positiva entre os sinistros calculados (correlação positiva entre os VPLs das termelétricas localizadas no mesmo submercado).

Não foi avaliada a situação de usinas em subsistemas diferentes, o que tende a reduzir o risco da seguradora (devido a ocorrência de restrições de transmissão,

fazendo com que, em algumas situações, haja diferencial de preços de curto prazo). Outra estratégia seria identificar produtos ou bens passíveis de oferecer seguros para ativos que tenham correlação negativa com a situação hidrológica.

5. REFERÊNCIAS

- [1] Regras de Mercado para Implantação - Versão 2.1b", ASMAE - Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, Março 2001.
- [2] R.Billinton, R.N.Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Publishing, New York, 1984.
- [3] R.A. Breealey, S.C. Myers, "Principles of Corporate Finance", MacGraw-Hill, New York, 1996. P.Jorion, "Value at Risk", McGraw-Hill, 1997.
- [4] A.C.G.Melo, M.E.P.Maceira, L.L. Gomes, D.L.Jardim, A.C.Pinhel, R.P.Caldas, A.M.Oliveira, "Financial Evaluation of Generation Projects Considering Hydrologic Risks", VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning", Curitiba, Brasil, Maio 2000
- [5] A.C.C. Pinhel, "Simulação de uma Usina Térmica a Gás no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: uma Análise Risco x Retorno" Tese de Mestrado. Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE, 2000.
- [6] A.L. Castro, "Avaliação de Investimento de Capital em Projetos de Geração Termoelétrica no Setor Elétrico Brasileiro Usando Teoria das Opções Reais", Tese de Mestrado, PUC-RJ, 1999.
- [7] P.Jorion, "Value at Risk", McGraw-Hill, 1997.
- [8] K.Dowd, "Beyond Value at Risk". John Wiley & Sons, 1998.
- [9] M.E.P. Maceira, C.B. Mercio, B.G. Gorenstin, S.H.F. Cunha, C. Suanno, M.C. Sacramento, A. Kligerman, "Application of the NEWAVE Model in the Energy Evaluation of the Brazilian North/Northeast and South/Southeast Interconnected Systems", VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning", Salvador, Brasil, Maio 1998.
- [10] A.M. Oliveira, A.L. Castro, A.C.G. Melo, B.G. Gorenstin, M.S. Reis, "Manual de Utilização do Programa ANAFIN - Versão 1.0", Relatório Técnico CEPEL/ELETROBRÁS, 1997.