

Referências bibliográficas

- [1] C.Alexander, Risk Management and Analysis – Measuring and Modelling Financial Risk, Wiley, 1998.
- [2] R.Dembo, “Mark to Future: A consistent Firm-Wide Paradigm for Measuring Risk and Return”, in Risk Management and Analysis, Volume 1: Measuring and Modelling Financial Risk, John Wiley&Sons, 1998.
- [3] H.M. Markowitz, “Portfolio Selection”, Journal of Finance, 7, 1952.
- [4] H.M. Markowitz, Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investment. New York: John Wiley & Sons, 1959.
- [5] W.V. Harlow, “Asset Allocation in a Downside-Risk Framework”, Financial Analysis Journal, 1991.
- [6] J.Higle, S. Wallace, “Managing Risk in the new power business: a sequel”, IEEE Computer Applications in Power, 2001.
- [7] M.V.F. Pereira; M.F. McCoy; H.M. Meryll, Managing risk in the new power business, IEEE Computer Applications in Power, Volume: 13 , Issue: 2, April 2000, Pages:18 – 24.
- [8] P. Jorion, Value at Risk – The New Benchmark for Controlling Market Risk. McGraw-Hill, 1997.
- [9] P. A. M-S. David, L.A.Barroso, S.Granville, A.V.Filho “Contratação e aversão a risco no despacho competitivo da geração” - XVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Uberlândia, 2003.
- [10] M.V.Pereira, N. Campodónico, R. Kelman, – Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models, EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998.
- [11] M.V.Pereira, M.; L.M.Pinto– Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, Mathematical Programming, Vol 52, 359-375, 1991.
- [12] M.V.Pereira, S.Granville, “Gerência de risco em mercados de energia elétrica e otimização integrada de ativos físicos e financeiros”, Nota Técnica PSR, 2000.

- [13] W.F. Sharpe, “Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium Under Conditions of Risk”, *Journal of Finance* 19, 1964.
- [14] P.Fusaro, *Energy Risk Management: Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Market*, McGraw-Hill, 1998.
- [15] A.M. Duarte Jr., M.L.A. Maia, “Optimal Portfolios with Derivatives”, *Derivatives Quarterly*, Volume 4, Number 2, 1997.
- [16] D.Luemberger, *Investment Science*, Oxford, 1998.
- [17] A.K.Dixit and R.S.Pindyck, *Investment Under Uncertainty*, Princeton University Press, 1994.
- [18] J.C. Hull, *Options, Futures and Other Derivative Securities*, Prentice Hall, NJ, 1993.
- [19] Street, Alexandre (2004). *Estratégia de oferta de geradoras em leilões de contratação de energia elétrica*. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – Brasil.
- [20] Chabar, Raphael M. (2005). *Otimização da operação sob incerteza de usinas termelétricas com contratos de combustível com cláusulas de take-or-pay*. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – Brasil.
- [21] Bezerra, Bernardo V. (2006). *Estratégia de Oferta em Leilões de opções de Compra de Energia Elétrica*. Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – Brasil.
- [22] von Neumann, J.; Morgenstern, O. “*Theory of Games and Economic Behaviour*” Princeton Press, 1947; ISBN 0-691-00362-9

ANEXO I – Despacho Hidrotérmico Centralizado

No sistema elétrico brasileiro, assim como em outros sistemas regulados, a produção de energia de cada usina (termelétrica, hidroelétrica ou de outra tecnologia) é definida de forma integrada pelo Operador do Sistema (no Brasil, pelo ONS – Operador Nacional do Sistema). Cada agente gerador termelétrico declara ao Operador do Sistema seu custo variável de operação (em R\$/MWh) e sua disponibilidade de produção. Os agentes geradores hidroelétricos, por sua vez, informam apenas sua disponibilidade de produção. Tais geradores não declaram um custo variável de geração, haja vista que hidroelétricas não possuem um custo direto unitário como o do gás natural, carvão e outras *commodities* utilizadas como fonte de energia térmica, mas sim um custo de oportunidade, que depende dos cenários de hidrologia, demanda e produção de outros geradores no futuro. A partir destas informações, o Operador define então a geração de cada usina do sistema, definindo, conseqüentemente, o nível de armazenamento de água nos reservatórios para uso futuro. O cálculo da política operativa que define o despacho das usinas e que também fornece os custos de oportunidade para usinas hidrelétricas é um problema complexo de otimização sob incerteza, usualmente resolvido por técnicas de programação dinâmica estocástica. O despacho centralizado tem como objetivo a utilização mais econômica possível dos recursos de geração - e também de transmissão - do sistema, garantindo o atendimento à demanda de energia. A estratégia de despacho é aquela que minimiza o custo total de operação do sistema ao longo de vários anos, levando em consideração os custos imediatos (custo térmico hoje) e futuro (custo de oportunidade de armazenamento de água nos reservatórios) de operação.

Em sistemas puramente térmicos, o despacho de mínimo custo se estabelece ao ordenar as usinas térmicas por custo operativo e despachá-las por sua disponibilidade, da mais barata para a mais cara, até se atender a demanda. O preço da energia recebido por todos os geradores, e que é pago pela demanda (o balanço contábil é igual a zero), é então igual ao custo marginal de operação do

sistema, dado pelo custo operativo do último gerador despachado (gerador marginal). Neste caso não há acoplamento temporal entre etapas, ou seja, as decisões de hoje não têm conseqüências futuras. Além disso, assumindo-se que não há incerteza no suprimento de combustível para as usinas termelétricas, a volatilidade nos preços de energia de custo prazo se deve basicamente à flutuação da demanda ao longo do dia, à indisponibilidade – parcial ou total - de produção por parte dos geradores, seja devido a paradas programadas para manutenção ou por falhas aleatórias de máquinas, ou ainda a flutuações nos preços dos combustíveis. Assim, o movimento de curto prazo no preço da energia (também conhecido como preço spot) ocorre porque o gerador marginal nem sempre é o mesmo: conforme a demanda aumenta ou a geração ativa se torna indisponível, outros geradores de custo maior ou igual ao do gerador marginal são despachados, deslocando o marginal e eventualmente elevando o preço spot. Assim, sistemas térmicos regulados apresentam importante volatilidade nos preços de curto prazo (hora após hora). Entretanto, no médio e longo prazo (de semana para semana, mês para mês e ano para ano), não há significantes flutuações nos preços de energia, exceto pelo comportamento sazonal da demanda.

Em sistemas predominantemente hidroelétricos, como o brasileiro (~85% hidro), o “combustível” principal é a água, cuja disponibilidade é bastante variável ao longo do tempo. Assim, torna-se necessário um mecanismo de regulação do regime hidrológico que possibilite um maior controle da geração das usinas hidroelétricas, dando a elas maior flexibilidade operativa. Tal regulação é feita pelos reservatórios dessas usinas, que armazenam água nos períodos úmidos para utilizá-la nos períodos secos, permitindo uma operação mais eficiente do sistema.

No curto prazo, os reservatórios permitem absorver os impactos da flutuação da demanda e/ou indisponibilidade de outras usinas com grande eficácia, reduzindo significativamente a volatilidade horária nos preços spot – alta em sistemas predominantemente térmicos. Quanto maior a capacidade de armazenamento dos reservatórios, maior é a facilidade de modulação da carga pelo sistema (isto é, de acompanhar a variação na demanda) sem impor variabilidade nos preços horários.

Num horizonte de médio prazo e, de forma mais crítica, no longo prazo, entretanto, há uma maior incerteza quanto às vazões naturais afluentes aos reservatórios e períodos prolongados de condição hidrológica desfavorável podem levar ao esvaziamento dos reservatórios. Como consequência, uma vez que a geração hidroelétrica fica reduzida com o esgotamento da energia afluyente armazenada, para se garantir o suprimento à demanda sem corte de carga, térmicas de caráter “emergencial” (alto custo) são colocadas em operação, elevando os custos marginal (preço spot) e total do sistema. Na maior parte do tempo os reservatórios “dão conta” de realocar água de períodos úmidos para períodos secos mantendo uma operação do sistema de baixo custo. Porém, com a possibilidade de ocorrência de eventos extremos (secas prolongadas), esses longos períodos de preços baixos (vários meses ou mesmo anos) se intercalam com períodos de preços altos, quando os reservatórios estão vazios. A Figura A.1 ilustra esse comportamento dos preços spot no Brasil. Assim, o que se observa é que sistemas predominantemente hidroelétricos têm baixa volatilidade nos preços spot no curto prazo, mas alta variância no médio e longo prazo.

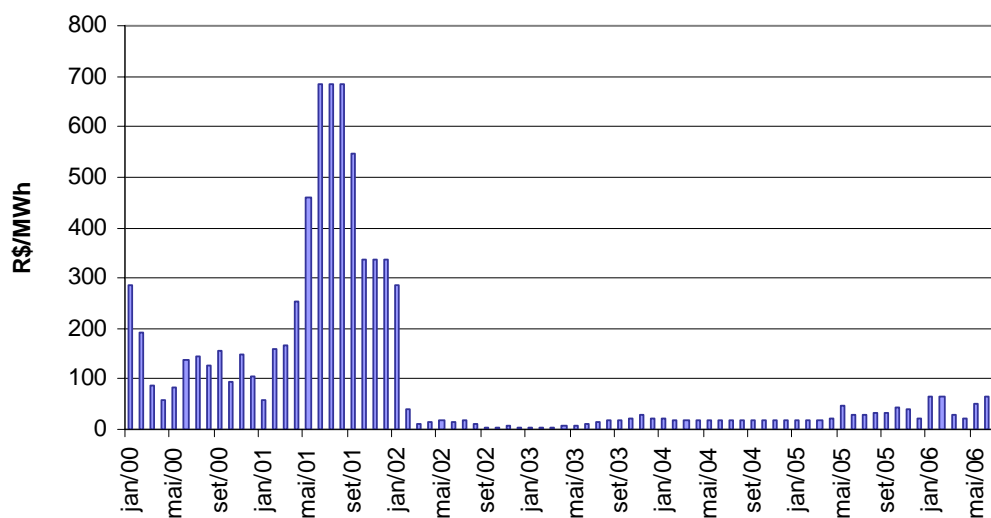


Figura A.1 – Histórico de preços spot do Sudeste

ANEXO II – Contratos de Combustível com Cláusulas de *Take-or-Pay*

Uma operação flexível dos geradores térmicos, associada à pouca diversificação do mercado de combustíveis como o gás natural, faria com que a remuneração do produtor de gás fosse excessivamente variável. Como o produtor necessita de um fluxo de caixa estável para atender seus compromissos financeiros decorrentes dos investimentos fixos substanciais de perfuração, extração e transporte do gás natural, este impõe aos geradores térmicos um contrato de compra de combustível com cláusulas do tipo *take-or-pay* (*ToP*). Tais cláusulas constituem um instrumento simplesmente financeiro para reduzir a volatilidade da remuneração do produtor de gás, impondo ao gerador a compra antecipada de um determinado volume mínimo de gás mensal e anual, seja o gás consumido ou não. Usualmente, define-se o montante de gás contratado (em milhões de m³/dia), necessário para operar a usina em sua capacidade máxima e para o qual o gasoduto até a usina deve estar dimensionado (com alguma margem superior), e especificam-se os montantes de *ToP* mensal e anual respectivamente como percentuais do volume de gás contratado para um mês e para um ano. A idéia é análoga à de um plano pré-pago de telefonia celular, em que o usuário paga antecipadamente por uma quantidade fixa de minutos a falar. No caso do gás natural, o volume de gás pago e não consumido é virtualmente armazenado por um período preestabelecido, durante o qual pode ser recuperado (condição conhecida como *make-up*).

ANEXO III – Cálculo da Função de Custo Futuro em Sistemas Hidrotérmicos

- a) para cada estágio t (tipicamente um mês) define-se um conjunto de *estados do sistema*, por exemplo, níveis de armazenamento 100%, 90% etc. até 0%. A Figura A.1 ilustra a definição dos estados para um reservatório. Supõe-se conhecido o armazenamento inicial do primeiro estágio.

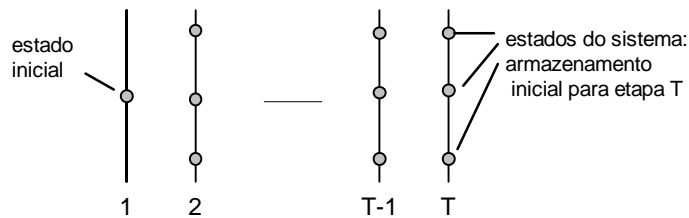


Figura A.1 – Definição dos Estados do Sistema.

- b) iniciar no *último* estágio, T , e resolver o problema de despacho de um estágio supondo que o armazenamento inicial corresponde ao primeiro nível selecionado no passo (a) - por exemplo, 100%. Dado que se está no último estágio, supõe-se que a FCF é igual a zero. Resolva o problema de despacho para cada um dos N cenários de vazões para o estágio. O esquema está ilustrado na
- c) Figura A.2.

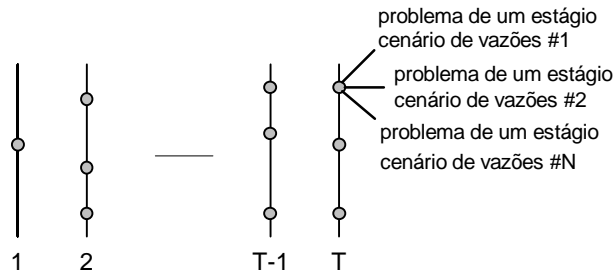


Figura A.2 – Cálculo da Decisão Ótima por Cenário - Último Estágio

- c) Calcular o valor esperado do custo operativo associado ao nível 100% como a média dos custos dos N subproblemas de um estágio. Com isto se obtém o primeiro ponto da FCF para o estágio T-1, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Observe que a *tangente* da FCF em torno deste ponto corresponde ao valor da água esperado (como mencionado na item 3.1.4, o valor da água é obtido do multiplicador simplex da equação de balanço hídrico). O procedimento está ilustrado na
- d) Figura A.3.

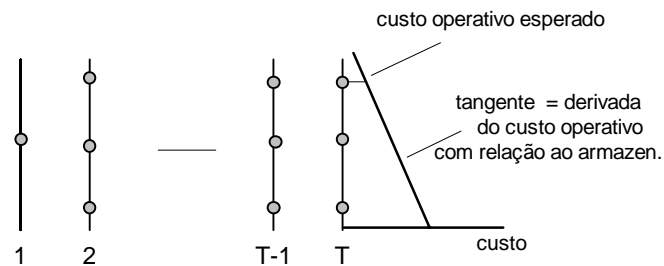


Figura A.3 – Cálculo do primeiro segmento da FCF

- d) Repetir o cálculo do custo operativo e das tangentes da superfície de custo futuro para cada estado de armazenamento no estágio T. O resultado final é uma superfície linear por partes, que representa a FCF $\alpha_T(v_T)$ para o estágio T-1, como mostrado na
- e) Figura A.4.

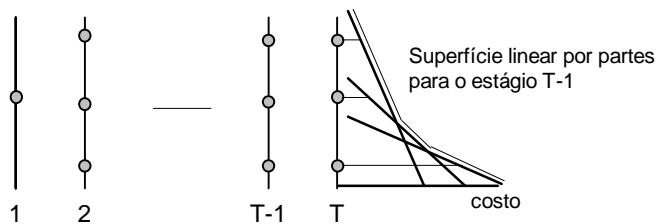


Figura A.4 – FCF Linear por partes para o Estágio T-1

- f) Repetir o processo para todos os estados de armazenamento selecionados nos estágios T-1, T-2 etc. como mostrado na
- g) Figura A.5. Observe que o objetivo agora é minimizar o custo operativo imediato no estágio T-1 mais o custo futuro esperado, dado pela função linear por partes calculada no passo anterior.

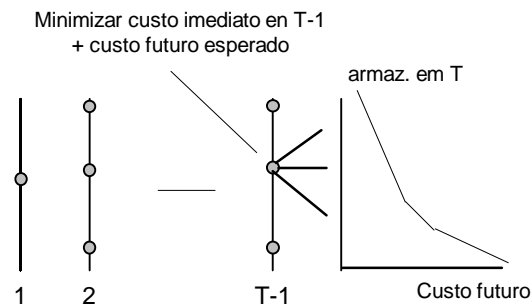


Figura A.5 – Cálculo do custo operativo para o estágio T-1 e FCF para T-2.

O resultado final do esquema PDE (a)-(e) é um conjunto de FCFs $\{\alpha_{t+1}(v_{t+1})\}$ para todos os estágios $t = 1, \dots, T$. Observe que o cálculo desta função requer a representação da operação conjunta do sistema, com o conhecimento completo dos estados de armazenamento de todas as usinas do sistema. Em outras palavras, o valor da água de uma usina hidrelétrica é uma função não-separável do estado das demais usinas do sistema.

ANEXO IV – Relação entre Valor Esperado da Renda e Equivalente a Certeza

Neste anexo será demonstrado que para investidores indiferentes, aversos ou que têm atração por riscos (funções utilidade linear, côncava e convexa respectivamente) o equivalente a certeza é igual, menor ou maior que o valor esperado da renda, respectivamente.

Seja $U(\cdot)$ função utilidade, ξ variável aleatória que representa a renda e $E[\cdot]$ valor esperado. Vamos supor que $U(\cdot)$ é monotonicamente crescente.

A. Se $U(\cdot)$ é linear:

$$\text{Neste caso } E[U(\xi)] = U(E[\xi]), \text{ logo } U^{-1}(E[U(\xi)]) = E[\xi]$$

B. Se $U(\cdot)$ é côncava:

$$\text{Pela desigualdade de Jansen [28] em teoria de probabilidades, } E[U(\xi)] \leq U(E[\xi]) \text{ logo } U^{-1}(E[U(\xi)]) \leq E[\xi]$$

C. Se $U(\cdot)$ é convexa:

$$\text{Novamente, pela desigualdade de Jansen tem-se que } E[U(\xi)] \geq U(E[\xi]) \\ \text{logo}$$

$$U^{-1}(E[U(\xi)]) \geq E[\xi]$$