

Raphael Martins Chabar

**Otimização da operação sob incerteza de usinas
termelétricas com contratos de combustível
com cláusulas de *take-or-pay***

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Professores Orientadores:

Álvaro de Lima Veiga Filho, Docteur
Mario Veiga Ferraz Pereira, D.Sc.

Rio de Janeiro
Agosto de 2005



Raphael Martins Chabar

**Otimização da Operação sob Incerteza de Usinas Termelétricas
com Contratos de Combustível com Cláusulas de *Take-or-pay***

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Dr. Álvaro de Lima Veiga Filho
Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica - PUC-Rio

Dr. Mario Veiga Ferraz Pereira
PSR Consultoria Ltda.

Dr. Sérgio Granville
PSR Consultoria Ltda.

Dr. Gérson Couto de Oliveira
PSR Consultoria Ltda.

Prof. José Eugênio Leal
Coordenador Setorial do Centro
Técnico Científico - PUC-Rio

Rio de Janeiro, 12 de agosto de 2005

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Raphael Martins Chabar

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Apoio à Decisão e Telecomunicações na PUC-RJ em 2002, como bolsista por desempenho acadêmico. Estagiou no Opportunity Asset Management, na JGP Asset Management e na PSR Consultoria. Atualmente participa de estudos e projetos na PSR Consultoria ligados à otimização da operação de sistemas hidrotérmicos, desenvolvimento de ferramentas para otimização da operação de usinas termelétricas, otimização de portfólios de ativos físico-financeiros sob restrições de risco e maximização de renda de empresas em mercados competitivos.

Ficha catalográfica

Chabar, Raphael Martins

Otimização da operação sob incerteza de usinas termelétricas com contratos de combustível com cláusulas de take-or-pay / Raphael Martins Chabar ; orientadores: Álvaro de Lima Veiga Filho, Mario Veiga Ferraz Pereira. – Rio de Janeiro : PUC-Rio, Departamento de Engenharia Elétrica, 2005.

74 f. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Otimização estocástica. 3. Contrato de combustível. 4. Estratégia de operação termelétrica. 5. Take-or-pay. I. Veiga Filho, Álvaro de Lima. II. Pereira, Mario Veiga Ferraz. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

À minha querida mãe Mary.

À Vanessa Caldas.

Agradecimentos

A Deus, pela minha vida.

À minha saudosa mãe, que por todo amor, dedicação e exemplo é, e sempre será, a responsável por todas as vitórias e conquistas que tenho na vida.

À Vanessa Caldas, minha outra metade, pelo amor, carinho e paciência incondicionais.

À minha família, pelo amor, compreensão e incentivo durante todos os momentos.

Ao amigo Mário Veiga Ferraz Pereira, pela oportunidade de realização deste trabalho e pela orientação indispensável em todas as etapas do desenvolvimento.

Ao amigo Sérgio Granville, pelos ensinamentos e incansável paciência na orientação deste trabalho e em muitos outros momentos, agregando sempre novos conhecimentos.

Ao amigo Luiz Augusto Barroso, pela excelente orientação e disposição inabalável para ajudar durante toda a realização deste trabalho.

Ao professor Álvaro Veiga, pelas aulas e pelo estímulo e apoio.

Ao amigo Sergio Nilo Faria, pelas informações e detalhamento do problema tratado neste trabalho.

A todos os meus amigos, pelo incentivo e ajuda, ainda que indireta, para a realização deste trabalho.

A todos os amigos da PSR/Mercados de Energia.

A FAPERJ e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos.

Resumo

Chabar, Raphael Martins. **Otimização da operação sob incerteza de usinas termelétricas com contratos de combustível com cláusulas de *take-or-pay***. Rio de Janeiro, 2005, 74 p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O objetivo desta dissertação é desenvolver uma metodologia para determinar a estratégia ótima de despacho de usinas térmicas considerando as especificações do contrato de combustível e suas cláusulas de *take-or-pay*, as oportunidades de compra e venda de energia no mercado *spot* e as características da usina. Como as decisões de uma etapa têm impacto nas etapas seguintes, há um acoplamento temporal entre as decisões tomadas e o problema tem um caráter de decisão multi-estágio. Além disso, o principal guia para a tomada de decisão é o preço *spot*, que é desconhecido no futuro e modelado através de cenários. Desta forma, a estratégia ótima de despacho torna-se um problema de decisão sob incerteza, onde a cada etapa o objetivo é determinar a operação que maximize a rentabilidade total (ao longo de vários períodos) da central térmica. A metodologia desenvolvida se baseia em Programação Dinâmica Estocástica (PDE). Exemplos serão ilustrados com o sistema brasileiro.

Palavras-chave

Engenharia Elétrica, otimização estocástica, contrato de combustível, *take-or-pay*, estratégia de operação termelétrica.

Abstract

Chabar, Raphael Martins. **Optimization of the operation under uncertainty of thermal plants with fuel contract with take-or-pay clauses**. Rio de Janeiro, 2005, 74 p. Master Dissertation – Electrical Engineering Department, Catholic University of Rio de Janeiro.

The objective of this work is to present a methodology to determine the optimal dispatch strategy of thermal power plants taking into account the particular specifications of fuel supply agreements, such as take-or-pay and make-up clauses. Opportunities for energy purchase and selling in the spot market as well as the plant's technical characteristics are also considered in the optimization process. Since decisions in one stage impact the future stages, the problem is a time-coupled in a multi-stage framework. Moreover, the main driver for the decision-making is the energy spot price, which is unknown in the future and modeled through scenarios. Therefore, the optimal dispatch strategy is a decision under uncertainty problem, where at each stage the objective is to determine the optimal operation strategy that maximizes the total revenues taking into account constraints and characteristics of the fuel supply agreement. The developed methodology is based on Stochastic Dynamic Programming (SDP). Examples and case studies will be shown with the Brazilian system.

Keywords

Electrical Engineering, stochastic optimization, fuel contracts, take-or-pay clauses, thermal plant's operation strategy.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	O despacho hidrotérmico centralizado	12
1.2	A flexibilidade operativa térmica	15
1.3	Os contratos de combustível com cláusulas de <i>take-or-pay</i>	15
1.4	Declaração de inflexibilidade térmica	16
1.5	Estratégia de operação térmica	16
1.6	Problema multi-estágio de decisão sob incerteza	17
1.6.1	Programação dinâmica estocástica (PDE)	18
1.7	Objetivo da tese	18
1.8	Organização da Tese	19
2	OS CONTRATOS DE <i>TAKE-OR-PAY</i> DE GÁS NATURAL	21
2.1	O formato do contrato de combustível	21
2.2	Modelagem das cláusulas de <i>take-or-pay</i> como reservatórios	24
2.3	Formulação matemática do problema de uma etapa	26
3	ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO MULTI-ESTÁGIO – CASO DETERMINÍSTICO	31
3.1	Introdução	31
3.2	Estratégia operativa de uma termelétrica – T estágios	32
3.3	Programação dinâmica	33
3.3.1	Exemplo	37
3.3.2	Extensão para múltiplos estágios	44
3.4	Conclusão	46

4	ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO MULTI-ESTÁGIO – CASO ESTOCÁSTICO	48
4.1	Introdução	48
4.2	Estocasticidade dos preços	48
4.2.1	Árvore de preços	49
4.2.2	Programação Dinâmica Estocástica (PDE) – preços spot independentes	52
4.3	Preços spot com dependência serial	54
4.3.1	Representação da correlação serial por cadeias de Markov	55
4.3.2	Construção da cadeia de Markov a partir de séries sintéticas de preços	57
5	RESULTADOS	61
5.1	Introdução	61
5.2	Descrição dos casos	61
5.3	Caso 1 - Determinístico	63
5.4	Caso 2 - Estocástico	66
6	CONCLUSÃO	68
7	REFERÊNCIAS	71

Lista de figuras

Figura 1-1 – Histórico de preços spot do Sudeste	14
Figura 2-1 – Esquema de consumo/armazenamento de combustível	25
Figura 3-1 – Esquema de consumo/armazenamento de combustível sem cláusula de ToP anual	34
Figura 3-2 – FBI x FBF	37
Figura 3-3 – FBF para a etapa 1	41
Figura 3-4 – FBF para a etapa 1	43
Figura 4-1 – Árvore de preços spot	49
Figura 4-2 – Cenários sintéticos de preços spot e clusters	58
Figura 4-3 – Clusterização dos preços e cálculo das probabilidades de transição entre clusters	59
Figura 5-1 – Otimização sem BF	63
Figura 5-2 – Otimização com BF	64
Figura 5-3 – Otimização sem BF	65
Figura 5-4 – Otimização com BF	65
Figura 5-5 – Distribuição dos fluxos de caixa	66
Figura 5-6 – Resultados para uma série (com BF)	67

Lista de tabelas

Tabela 3-1 – Operação sem considerar BF	39
Tabela 3-3 – Duas possíveis soluções para a etapa 1	42
Tabela 3-4 – Operação que considera BF	43

1 INTRODUÇÃO

1.1 O despacho hidrotérmico centralizado

No sistema elétrico brasileiro, assim como em outros países, como Chile, Argentina e Bolívia, a produção de energia de cada usina (termelétrica, hidroelétrica ou de outra tecnologia) é definida de forma integrada pelo Operador Independente 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, e que é calculado pelo ONS. 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 imediato (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 pode-se dizer que 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 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 afluenta 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 1-1 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.

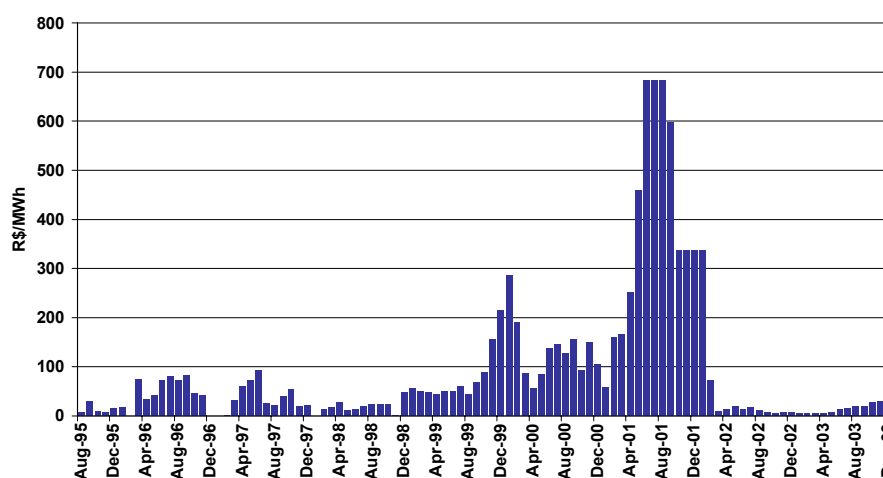


Figura 1-1 – Histórico de preços spot do Sudeste

1.2 A flexibilidade operativa térmica

Nesse contexto de baixa volatilidade de preços spot no curto prazo e alta no médio e longo prazo que uma usina termelétrica pertencente ao sistema brasileiro está inserida. Assim, como no Brasil os contratos de venda de energia são instrumentos financeiros, sabe-se que uma usina térmica que produz energia somente nos períodos de preço spot elevado pode atender seus contratos de fornecimento de energia com um custo efetivo inferior a seu custo de operação, pois nos longos períodos de preços baixos, a usina pode comprar energia “barata” no mercado de curto prazo. Como se trata de volatilidade de médio prazo, esta operação flexível permite ainda que a usina possa ser desligada nos meses em que os preços spot estão baixos e operar na base nos meses em que eles estão altos. Em outras palavras, a flexibilidade operativa nas usinas térmicas é uma característica atraente no sistema brasileiro para elevar a rentabilidade do projeto.

1.3 Os 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 de gás 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).

1.4 Declaração de inflexibilidade térmica

Como dito anteriormente, geradores termelétricos submetem seus custos de produção e suas disponibilidades ao ONS, que definirá então seu despacho. Além dessas informações, outra declaração importante feita por agentes térmicos é a de inflexibilidade operativa, ou seja, sua restrição de geração mínima, basicamente devido à necessidade de conservação das unidades geradoras ou decorrente de contrato de compra mínima de combustível (*take-or-pay*). Através dessa declaração de inflexibilidade, os geradores térmicos podem impor seu despacho ao Operador do Sistema, mesmo que seus custos operativos sejam altos. No entanto, de acordo com as regras vigentes do ONS, apenas a parcela sem inflexibilidade da capacidade dos geradores é considerada na formação de preços de energia, garantindo que tais restrições não sejam onerosas para o consumidor.

1.5 Estratégia de operação térmica

Para que o gerador térmico possa fazer uso da sua flexibilidade operativa da forma mais rentável possível tendo em vista as limitações impostas pelas cláusulas de ToP do contrato de combustível, torna-se importante a definição de uma estratégia de operação (i.e., estratégia de declaração de flexibilidade operativa) para o gerenciamento do uso/armazenamento do combustível, ao invés de simplesmente se considerar uma declaração de geração mínima pré-estabelecida a cada etapa, correspondente ao consumo mínimo de combustível devido ao ToP, sem que haja qualquer armazenamento. Ou seja, ao invés de estabelecer um despacho contínuo e constante onde se consome um montante de combustível referente ao requisito mínimo de ToP, o gerador pode definir uma estratégia em que: nos períodos de preços spot baixos, a usina fique fora de operação, armazenando o combustível do ToP e comprando energia no mercado spot para atender seus contratos, e, períodos de preços spot mais atraentes, ela seja despachada, consumindo o gás armazenado.

Outro aspecto interessante dessa política operativa “flexível” se deve ao fato de que ela determina um nível de despacho inferior àquele da estratégia de operação totalmente inflexível onde não há armazenamento de combustível e a usina opera todo o tempo. Um nível de despacho reduzido significa um menor desgaste dos equipamentos e unidades geradoras, prolongando sua vida útil e diminuindo o número de paradas para manutenção, que têm um custo direto elevado.

1.6 Problema multi-estágio de decisão sob incerteza

A complexidade do problema de otimização da operação termelétrica com o gerenciamento do contrato de combustível aumenta quando a estratégia para um determinado estágio depende dos estágios seguintes, isto é, quando há um *acoplamento* entre os problemas. Isto ocorre, por exemplo, quando o contrato de combustível do gerador possui cláusulas do tipo *take-or-pay* com condição de *make-up*: ele pode escolher entre consumir o combustível, pelo qual ele já obrigatoriamente pagou, no estágio (mês) corrente, ou armazená-lo (virtualmente) para recuperação e consumo futuro (condição de *make-up*). Esta situação é semelhante ao de despacho de mínimo custo das hidrelétricas, mencionado anteriormente, que depende do custo de oportunidade da geração no futuro; no problema do gerenciamento do contrato de combustível, a decisão de utilizar o combustível no mês corrente depende do “benefício de oportunidade” de utilizá-lo no futuro.

O acoplamento temporal, por si só, já aumenta a complexidade do problema de se estabelecer uma estratégia de operação ótima para a usina termelétrica levando em consideração o gerenciamento do contrato de combustível, pois o número de variáveis de decisão e restrições cresce em proporção ao número de estágios. Quando, adicionalmente, se considera a incerteza nas afluências futuras, que se refletem na incerteza nos preços spot, que formam uma “árvore” de cenários que cresce exponencialmente com o número de estágios, a solução direta do problema se torna rapidamente inviável.

1.6.1 Programação dinâmica estocástica (PDE)

Uma abordagem tradicional para a solução de problemas de decisão multi-estágio e estocásticos é a programação dinâmica estocástica (PDE) [14,48]. O algoritmo PDE é baseado numa recursão no sentido inverso do tempo (variando de T , a semana horizonte, até o primeiro estágio), onde o problema de otimização em cada estágio t é resolvido para diversos valores discretizados das chamadas *variáveis de estado*, que representam o acoplamento entre os estágios. Mostra-se nesta dissertação que o problema de otimização da operação de termelétricas com contratos de combustível com cláusulas de *take-or-pay* pode ser formulado como uma recursão de PDE: as variáveis de estado são os níveis de armazenamento dos reservatórios virtuais de combustível no início de cada estágio e o preço spot corrente; e o conjunto de valores ótimos em cada estágio t representa o valor esperado da renda líquida de t até o horizonte, T . Estes valores são passados para o estágio anterior, $t-1$, sob a forma de uma “função de benefício futuro” (FBF). Esta função possibilita comparar o benefício “imediato” de se consumir o combustível do *take-or-pay* em $t-1$, com o benefício de deixá-lo armazenado para uso futuro, permitindo, portanto, a otimização global da estratégia. Esta abordagem adotada, onde os cenários de preço spot são dados de entrada do problema, assume que a estratégia de operação do gerador termelétrico, definida por sua declaração de inflexibilidade, não é capaz de influenciar a formação dos preços, ou seja, é *price taker*, o que é bastante razoável para o sistema brasileiro devido à predominância hídrica.

1.7 Objetivo da tese

O objetivo desta tese é desenvolver uma metodologia para determinar a estratégia ótima de despacho e de gerenciamento do contrato de combustível (com cláusulas de *take-or-pay*) de usinas térmicas levando em consideração múltiplos estágios e a incerteza nos preços spot (decorrente da incerteza nas afluências), e ilustrar a aplicação da mesma em sistemas realistas. Além disso, serão comparados os ganhos de rentabilidade desta estratégia ótima frente à política operativa inflexível (onde não há qualquer armazenamento de combustível) tipicamente adotada por geradores termelétricos no sistema brasileiro. A estratégia operativa ótima define para cada etapa e cenário de preço

o montante de combustível proveniente do *take-or-pay* que deve ser consumido e o que deve ser armazenado para uso futuro, a recuperação de combustível já armazenado, o consumo de combustível “extra” *take-or-pay*, a geração da usina (que na prática se traduz na sua declaração de inflexibilidade junto ao ONS), sua venda de energia no mercado spot e também eventuais compras de energia neste mesmo mercado para atender seus contratos de venda de energia.

A possibilidade de armazenamento de combustível - proveniente do *take-or-pay* mensal e anual - para consumo futuro, que cria um acoplamento temporal entre as etapas, é modelada neste trabalho através de reservatórios tal qual reservatórios de usinas hidroelétricas. Assim, da mesma forma que os problemas de despacho hidrotérmico sob incerteza com poucos reservatórios são, como amplamente discutido na literatura, resolvidos através de Programação Dinâmica Estocástica (PDE), o problema que envolve o gerenciamento do contrato de combustível é também formulado neste trabalho como um problema de PDE.

1.8 Organização da Tese

Esta tese está organizada da seguinte maneira:

O capítulo 2 introduz os principais componentes do problema de otimização da renda de uma usina térmica, como o formato do seu contrato de combustível e suas cláusulas do tipo *take-or-pay*. Nele se modela o esquema de uso/armazenamento decorrente deste contrato. Formula-se ainda o problema completo de maximização da renda da usina para uma etapa.

O Capítulo 3 estende a formulação do problema para múltiplos estágios. O acoplamento é representado pela restrição na quantidade mínima de combustível que deve ser comprado pela usina, mas que não precisa ser consumida, podendo ser armazenada para uso futuro. Mostra-se que problema pode ser resolvido um esquema de

programação dinâmica determinística, onde a variável de estado é a quantidade de combustível armazenado no início de cada estágio.

No capítulo 4, a formulação é mais uma vez estendida para representar a incerteza nos preços spot, decorrente da incerteza hidrológica, e como utilizar a programação dinâmica estocástica (PDE) para este caso.

O Capítulo 5 ilustra a aplicação da metodologia proposta para uma usina termelétrica no sistema brasileiro. Finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões e as sugestões para desenvolvimentos futuros.

2 OS CONTRATOS DE TAKE-OR-PAY DE GÁS NATURAL

2.1 O formato do contrato de combustível

Os altos investimentos no desenvolvimento de toda a infra-estrutura necessária para que o combustível chegue até a usina e possa ser convertido em energia elétrica nas turbinas geradoras levam o produtor à necessidade de manter níveis mínimos de fluxo de caixa que remunerem tais projetos e garantam seu financiamento, tornando-os viáveis do ponto de vista financeiro. No caso do gás natural, por exemplo, são necessários investimentos em pesquisa, perfuração, extração e construção de gasodutos para fazer com que o combustível que se encontra acumulado no subsolo esteja disponível para combustão na usina. No entanto, mercados de combustíveis incipientes e pouco diversificados, como o de gás natural no Brasil, associado ao fato de que a flexibilidade operativa (muito positiva para a rentabilidade do gerador termelétrico) no sistema elétrico brasileiro faria com que os consumidores de grande porte do gás (as usinas a gás natural) ficassem longos períodos sem comprar o combustível, vão de encontro às necessidades do produtor de garantir remunerações estáveis que paguem seus investimentos. Assim, o contrato imposto ao gerador pelo produtor de gás não é simplesmente de fornecimento mediante a necessidade de produzir energia, mas sim com cláusulas que garantam compras mínimas de combustível por mês e por ano, assegurando assim, níveis mínimos de receita e restringindo os riscos do produtor.

Nestes contratos, se estabelece uma quantidade diária de gás que pode ser requisitada para consumo pelo gerador (em milhões de m³/dia). O consumo de gás acima deste montante é permitido, até um determinado ponto, podendo incorrer em altos custos para o gerador. No contrato está também definido o preço a ser pago pela compra de cada unidade da *commodity* gás natural (em R\$/m³ ou mais usualmente em R\$/MMBTU, já que o poder calorífico do gás fornecido, que converte cada m³ do gás em BTUs de

energia, é conhecido – a qualidade do gás é tão mais alta quanto maior esta razão, conhecida como *heat rate*, de BTU/m³). Para cada unidade de gás comprado incide também um custo de transporte (também em R\$/MMBTU), referente ao uso do gasoduto. No Brasil há ainda um pagamento (também em R\$/MMBTU) à distribuidora local de gás, detentora da concessão de distribuição desse combustível na área de instalação da termelétrica.

Como já dito anteriormente, se o contrato fosse constituído apenas pelos preços e quantidade disponível de gás, nos meses em que os preços spot estivessem baixos a usina teria sua geração reduzida ou mesmo permaneceria fora de operação, não comprando gás algum. Entretanto, no contrato de suprimento são impostas cláusulas do tipo *take-or-pay* (“pegue-ou-pague”) em que o gerador é obrigado a comprar montantes mínimos de gás. Mais precisamente, as cláusulas que restringem o gerenciamento do contrato de combustível a serem cumpridas estabelecem:

- **ToP mensal** → a usina é obrigada a comprar mensalmente um montante de gás correspondente a X% do montante de combustível disponibilizado para um dado mês. Ou seja, ela fica obrigada a pagar por: $(X/100) \times (\text{quantidade diária contratada, em m}^3/\text{dia}) \times (\text{número de dias no mês})$. Essa obrigatoriedade de pagamento mínimo mensal não implica imposição de consumo, ou seja, o gerador tem que pagar pelo gás, mas pode “deixá-lo guardado”, sob a forma de créditos, por um determinado número de anos contados a partir da data da compra, para uso futuro (cláusula de *make-up*). Cláusulas de ToP restringem bastante a flexibilidade financeira da usina.
- **ToP anual** → como complemento à cláusula de ToP mensal, a usina é obrigada a comprar anualmente um montante de gás correspondente a Y% do montante de combustível disponibilizado para um ano. Ou seja, ela fica obrigada a pagar por: $(Y/100) \times (\text{quantidade diária contratada, em m}^3/\text{dia}) \times (\text{número de dias no ano})$. Essa obrigatoriedade de pagamento mínimo anual também não implica imposição de consumo, sendo o gás passível de ser

armazenado tal qual o do ToP mensal. Essa cláusula tem como objetivo dar maior flexibilidade para o gerador no gerenciamento do contrato de gás, haja vista que a configuração com requisito de consumo de $Y\%$ ao anual e $X\%$ ao mês (sendo $X < Y$) permite à usina escolher quando pagar pela diferença do ToP anual e mensal ($Y - X$). Se o nível requerido de compra fosse de $Y\%$ ao ano e o ToP mensal também fosse de $Y\%$, as compras mínimas de gás já estariam completamente fixadas pelo produtor e seriam constantes ao longo do ano. A situação extrema em que o gerador teria a maior flexibilidade de administração do contrato, mas ainda cumprindo um requisito de compra mínima anual seria quando $X = 0$. Neste caso, a usina sabe que deverá pagar por pelo menos $Y\%$ do contrato anual, consumindo o gás ou não, mas teria total liberdade pra decidir quando realizar tais pagamentos (compras).

- ***Ship-or-pay (SoP) mensal*** → similarmente às cláusulas de ToP, é imposto à usina níveis mínimos de pagamento pelo uso do gasoduto. A usina deve pagar mensalmente $Z\%$ dos custos de transporte do gás contratado para o mês, independente se este gás passa ou não pelo gasoduto; ou seja, não importa se a decisão da usina é de consumir o gás ou armazená-lo, o gerador efetuará um pagamento mínimo mensal pela disponibilidade da infraestrutura de transporte. Diferentemente do ToP, o pagamento do SoP sem que o gás seja consumido não gera um crédito futuro. Neste caso, o SoP pode ser visto meramente como um custo fixo.

No Brasil, os percentuais típicos de ToP mensal, anual e SoP são, respectivamente, $X = 56$, $Y = 70$ e $Z = 95$ e o gás pago e armazenado (*make-up*) pode ser recuperado em até 7 anos. Estes valores serão utilizados para fins de apresentação e exemplos no decorrer desta tese.

2.2 Modelagem das cláusulas de *take-or-pay* como reservatórios

As cláusulas de ToP e SoP obrigam o gerador a realizar pagamentos mínimos pelo gás, mas não obrigam seu consumo; ou seja, neste sentido, o contrato é financeiro e não físico. Além disso, a cláusula de *make-up*, que permite que o combustível comprado e não utilizado seja armazenado por um determinado número de anos, dá alguma flexibilidade no uso deste gás, criando um acoplamento temporal entre as etapas (meses). A estratégia operativa termelétrica não pode ser então estabelecida levando em consideração apenas a operação do mês corrente, mas também as consequências futuras das decisões de armazenar/consumir o gás hoje. Essa decisão multi-estágio tem como balizadores principais o preço spot e o volume de gás já estocado. Se o preço spot hoje está baixo e a perspectiva para o futuro é de seca e de esvaziamento dos reservatórios das hidroelétricas, resultando em altos preços futuros, é mais vantajoso armazenar o combustível para se produzir a “todo vapor” no futuro quando os preços estiverem altos, sem que seja necessário comprar gás além do ToP mensal. Por outro lado, se a usina já tem um estoque alto de gás armazenado, mesmo que o preço spot hoje esteja baixo não há grande benefício em se armazenar mais gás, pois este não será consumido no futuro (seria gás “demais” para o futuro). Essa arbitragem de armazenamento/consumo em cada etapa tem então como guias o preço spot e o volume de gás armazenado que se refletem no custo de oportunidade de armazenamento do combustível do ToP.

O esquema de armazenamento/consumo do ToP (mensal e anual) com a possibilidade de recuperação do gás de ToP armazenado e ainda de compras “extra” ToP, definido pelo contrato de combustível, pode ser modelado com o uso de reservatórios virtuais como ilustrado na Figura 2-1. Nesta descrição consideramos como percentual de ToP mensal 56% do contrato e ToP anual de 70%.

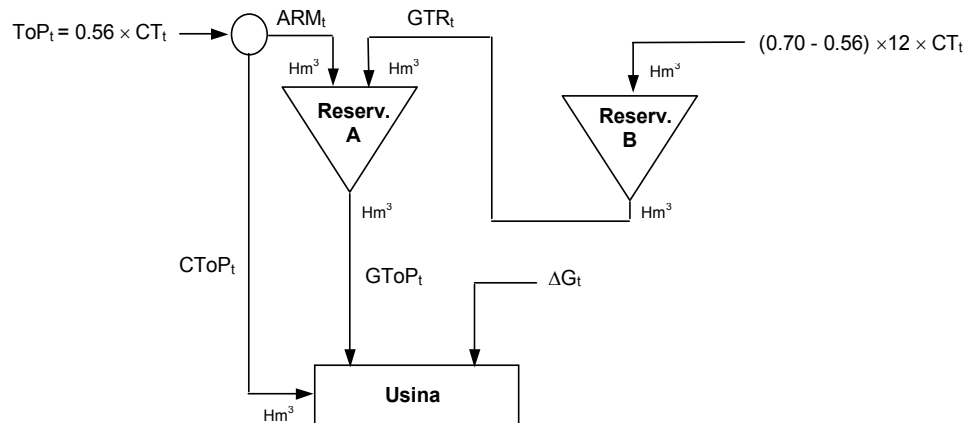


Figura 2-1 – Esquema de consumo/armazenamento de combustível

Este esquema virtual pode ser descrito da seguinte forma: a cada mês a usina paga por um montante de gás correspondente a 56% do volume de gás no contrato para o mês (CT_t) e deve decidir se vai consumi-lo ou armazená-lo (integralmente ou totalmente). Este montante é denominado ToP_t e é igual a $0,56 \times CT_t$. Esta decisão é tomada como ilustra o círculo na figura. A parcela pela qual a usina decide armazenar, ARM_t , vai para o reservatório virtual A (e lá permanece até que seja recuperado para consumo, por um prazo de alguns anos – findo esse prazo ele é descartado e não pode mais ser recuperado). A parcela restante (não armazenada) do *take-or-pay* mensal, $CToP_t$, é consumida na usina.

Além disso, caso o volume ToP_t já tenha sido integralmente consumido, isto é, a usina tenha comprado e queimado todo o gás do *take-or-pay* mensal, ela pode recuperar gás armazenado anteriormente (já pago), requisitando um volume $GToP_t$, que é abatido do estoque do reservatório A.

O gerador deve ainda cumprir com a obrigação de pagar por pelo menos 70% (*take-or-pay* anual) do volume total anual de gás no contrato. O pagamento da diferença entre o *take-or-pay* mensal e o anual, equivalente a $(0,70 - 0,56) \times 12 \times CT_t$, pode ser feito em qualquer mês do ano a escolha do gerador. Assim, esse complemento anual é modelado por meio de um outro reservatório virtual, B, onde no início de cada ano, em janeiro, ele

é cheio com esse montante de gás de $0,14 \times 12 \times CT_t$. Caso a usina tenha consumido todo o *take-or-pay* mensal e não seja possível realizar nenhuma retirada do reservatório A (no caso de este estar vazio), gás que complementa a cláusula anual é consumida: se transfere o volume de combustível desejado do reservatório B para o reservatório A, GTR_t , pagando-se por ele nesta ocasião, e então do reservatório A este gás sai para consumo através de um “fluxo” $GToP_t$. Como cumprimento do pagamento mínimo anual, no final de cada ano, em dezembro, todo o conteúdo do reservatório B – caso exista algum – é pago e transferido para o reservatório A e lá ficará armazenado, disponível para consumo futuro por 7 anos, contados a partir da data da transferência.

Se num dado mês todo o *take-or-pay* mensal tiver sido consumido, os reservatórios A e B tenham ficado vazios e a usina deseja produzir mais energia, devido a altos preços spot, gás “extra” *take-or-pay* (ΔG_t) é pago e consumido. Esta compra de ΔG_t num dado mês indica que, quando se efetuar o balanço do volume consumido no ano, mais gás do que aquele estipulado como compra mínima anual (*take-or-pay* anual) terá sido pago e consumido, ou seja, haverá no ano uma compra maior que os 70% do contrato anual.

Finalmente, o consumo total mensal de gás não pode superar o montante que é disponibilizado no contrato, pois o gasoduto não suportaria tal fluxo. Assim, a soma de $CToP_t$ (consumo do *take-or-pay*) com $GToP_t$ (retirada do gás virtualmente armazenado) e ΔG_t (consumo “extra” *take-or-pay*) deve ser menor ou igual a CT_t .

2.3 Formulação matemática do problema de uma etapa

O problema de maximização de renda da usina de uma etapa (mês) qualquer pode ser formulado como segue em (2-1) a (2-14). Nele se considera que a usina possui um contrato de suprimento de combustível com o formato descrito na Seção 2.1, modelado como na Seção 2.2. O gerador possui ainda um contrato bilateral financeiro de venda de energia num montante de ECT (MWh), cujo cumprimento pode ser feito tanto através de geração própria ou por compra de energia no mercado spot. O excedente de produção

(geração total menos energia contratada), caso exista, é automaticamente vendido no mercado spot.

Nesta formulação simplificada de uma única etapa é negligenciado o benefício do armazenamento do combustível para uso futuro. Ou melhor, é como se o mundo fosse acabar ao final desta etapa, não havendo, portanto, vantagem alguma em guardar gás para a próxima etapa.

$$\text{Max } \pi_t \times (EG_t - EC_t) + EC_t \times PC_t - PGC_t \times Hr \times (ToP_t + GTR_t + \Delta G_t) - CV_t \times EG_t - DSoP_t$$

sujeito a:

$$VA_{t+1} = VA_t + ARM_t - GToP_t + GTR_t - GDesc_t \quad (2-1)$$

$$ARM_t = ToP_t - CToP_t \quad (2-2)$$

$$VB_{t+1} = VB_t - GTR_t, t \neq \text{dezembro} \quad (2-3)$$

$$VB_{t+1} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_t, t = \text{janeiro} \quad (2-4)$$

$$GTR_t = VB_t, t = \text{dezembro} \quad (2-5)$$

$$EG_t \leq G_{\max} \times Durac_t \quad (2-6)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t = \frac{\varphi \times EG_t}{Hr} \quad (2-7)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t \leq CT_t \quad (2-8)$$

$$CToP_t \leq ToP_t \quad (2-9)$$

$$0 \leq GToP_t \leq r \times CT_t \quad (2-10)$$

$$0 \leq \Delta G_t \leq r \times CT_t \quad (2-11)$$

$$0 \leq r \leq \frac{CToP_t}{ToP_t} \quad (2-12)$$

$$DSoP_t \geq \text{percSoP} \times CT_t \times Hr \times PTG_t \quad (2-13)$$

$$DSoP_t \geq \varphi \times EG_t \times PTG_t \quad (2-14)$$

$$r \in \{0,1\}$$

Todas as variáveis de decisão do problema são não-negativas.

onde, para a etapa t , temos:

π_t	preço spot (R\$/MWh)
EG_t	energia total gerada pela usina (MWh)
EC_t	energia contratada a ser suprida (MWh)
PC_t	preço da energia contratada (R\$/MWh)
PGC_t	preço da <i>commodity</i> gás (R\$/MMBTU)
H_r	<i>heat rate</i> ou poder calorífico do gás (BTU/m ³)
$CToP_t$	montante de gás do <i>take-or-pay</i> mensal consumido (Hm ³)
ARM_t	montante de gás do <i>take-or-pay</i> mensal armazenado (Hm ³)
$GToP_t$	montante de gás de <i>make-up</i> recuperado e consumido (Hm ³)
ΔG_t	montante de gás “extra” <i>take-or-pay</i> anual consumido (Hm ³)
CV_t	custo variável de operação - não inclui custo de combustível (R\$/MWh)
$DSOP_t$	despesa com transporte de gás (<i>ship-or-pay</i>) (R\$)
PTG_t	preço do transporte de gás (R\$/MMBTU)
VA_t	volume de gás armazenado (<i>make-up</i>) no reserv. A no início do mês (Hm ³)
VB_t	volume de gás de complemento do <i>take-or-pay</i> anual armazenado no reserv. B no início do mês (Hm ³)
GTR_t	volume de gás transferido do reserv. B para o A (Hm ³)
$GDesc_t$	volume de gás descartado do reserv. A – máximo n° de anos de armazenamento atingido (Hm ³)
ToP_t	montante de gás do <i>take-or-pay</i> mensal (Hm ³)
$ToPano$	montante de gás do <i>take-or-pay</i> anual (Hm ³)
CT_t	volume de gás mensal no contrato (Hm ³)
ϕ	fator de conversão do gás em energia (MMBTU/MWh)
$percSoP$	percentual da cláusula de <i>ship-or-pay</i> (p.u.)
G_{max}	capacidade máxima de produção de usina (MW)
$Durac_t$	n° de horas no mês (h)
r	variável inteira auxiliar
Ω	conjunto dos meses do ano corrente

A equação (2-1) representa o balanço de gás no reservatório A. (2-2) constitui as opções de consumo e armazenamento do combustível proveniente do *take-or-pay* mensal.

As equações (2-3) a (2-5) representam o esquema de complemento do *take-or-pay* anual, modelado por meio do reservatório B. Em janeiro o reserv. B é cheio com a diferença entre os *take-or-pays* mensal e anual. Em dezembro, todo o conteúdo remanescente em B é pago e transferido para A, garantindo a compra mínima no ano. Num mês qualquer, a usina pode consumir gás extra *take-or-pay* mensal caso o preço spot seja atraente. Este consumo, no entanto, só ocorre após se consumir todo o *take-or-pay* mensal e, como o gás que está em A tem data para expirar, ao contrário do gás em B, também só ocorrerá quando A estiver vazio.

(2-6) limita a geração pela capacidade máxima da usina enquanto que (2-7) representa o consumo de combustível para produção de energia. (2-8) restringe o consumo mensal de gás pelo montante estipulado em contrato. (2-9) indica naturalmente que o consumo do *take-or-pay* deve ser inferior a ele. As restrições (2-10) a (2-12) definem a prioridade de consumo de gás com o uso de uma variável binária auxiliar (r): primeiro se consome todo o *take-or-pay* mensal; só após isto que se permite a recuperação de combustível armazenado de *make-up*, o consumo extra *take-or-pay* mensal e ainda o extra *take-or-pay* anual.

Finalmente, através de (2-13) e (2-14) fica definida a despesa a ser paga pelo *ship-or-pay*. (2-13) obriga que o transporte de pelo menos um percentual (percSoP) do contrato mensal de gás seja pago. Caso o consumo de gás seja superior a este montante mínimo de *ship-or-pay*, (2-14) será mais restritivo e indicará qual o pagamento pelo transporte.

Na solução deste problema de uma etapa, onde não se observa benefício algum em se ter mais combustível no futuro, só haverá armazenamento de gás do *take-or-pay* caso o custo variável de operação da usina (custo variável puro, sem os custos com combustível, aqui denominado CV_i) seja maior que o preço spot, sendo, desta forma, mais lucrativo

desligar a usina, perder esse gás pago e comprar no mercado spot para atender seu contrato de energia.

Na vida real, o armazenamento de combustível pode ocorrer como decisão estratégica mesmo que o custo operativo da usina seja menor que o preço spot. O benefício deste armazenamento é capturado através da formulação multi-estágio do problema, como detalhado nos capítulos que seguem.

3 ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO MULTI-ESTÁGIO – CASO DETERMINÍSTICO

3.1 Introdução

O problema de otimização da operação de uma usina termelétrica, que está diretamente relacionado com o gerenciamento do contrato de combustível, discutido no capítulo anterior estava restrito a um único estágio (mês). Havia, portanto, a hipótese implícita de que a decisão de um determinado mês não afetava as dos meses seguintes, isto é, de o problema era *desacoplado* no tempo. Assim, se o problema de otimização da operação num horizonte de vários meses fosse resolvido, etapa a etapa, através de vários problemas desacoplados como formulado do capítulo anterior, seria como se em cada mês o gerador achasse que o mundo se acabaria ao final do mês e faria o melhor para aquele mês isoladamente. Esta estratégia define uma operação viável da usina e do gerenciamento do contrato de combustível, mas não necessariamente é a melhor política operativa que se pode estabelecer para o horizonte como um todo. Do ponto de vista do médio e longo prazo, muitas vezes é mais lucrativo diminuir a renda em um dado mês (gerando menos e armazenando gás para uso futuro) em prol de ganhos maiores em meses futuros.

Neste capítulo será apresentado o problema de determinação da estratégia de operação de uma usina ao longo de um horizonte de planejamento, considerando o gerenciamento do contrato de combustível e para um dado cenário de previsão de preços spot futuros. Esta formulação multi-estágio é essencial para a definição de uma política operativa que leve em conta que as decisões de um mês têm consequências futuras e que meça os custos de oportunidade envolvidos no problema para tomada de decisão.

Primeiramente será mostrada a extensão para o caso de múltiplos estágios da formulação apresentada no capítulo anterior. A seguir será visto o problema de dois

estágios e mostrado que este pode ser resolvido pela aplicação da programação dinâmica determinística.

3.2 Estratégia operativa de uma termelétrica – T estágios

O problema de uma etapa pode ser facilmente estendido para T estágios apresentando a seguinte formulação:

$$\text{Max } \sum_{t=1}^T \{ \pi_t \times (EG_t - EC_t) + EC_t \times PC_t - PGC_t \times Hr \times (ToP_t + GTR_t + \Delta G_t) - CV_t \times EG_t - DSoP_t \}$$

sujeito a:

$$VA_{t+1} = VA_t + ARM_t - GToP_t + GTR_t - GDesc_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-1)$$

$$ARM_t = ToP_t - CToP_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-2)$$

$$VB_{t+1} = VB_t - GTR_t, \text{ para } t=1 \dots T \text{ e } t \neq \text{dezembro} \quad (3-3)$$

$$VB_{t+1} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_t, \text{ para } t=1 \dots T \text{ e } t = \text{janeiro} \quad (3-4)$$

$$GTR_t = VB_t, \text{ para } t=1 \dots T \text{ e } t = \text{dezembro} \quad (3-5)$$

$$EG_t \leq G_{\max} \times Durac_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-6)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t = \frac{\varphi \times EG_t}{Hr}, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-7)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t \leq CT_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-8)$$

$$CToP_t \leq ToP_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-9)$$

$$0 \leq GToP_t \leq r_t \times CT_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-10)$$

$$0 \leq \Delta G_t \leq r_t \times CT_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-11)$$

$$0 \leq r_t \leq \frac{CToP_t}{ToP_t}, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-12)$$

$$DSoP_t \geq \text{percSoP} \times CT_t \times Hr \times PTG_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-13)$$

$$DSoP_t \geq \varphi \times EG_t \times PTG_t, \text{ para } t=1 \dots T \quad (3-14)$$

$$r_t \in \{0, 1\}$$

Todas as variáveis de decisão do problema são não-negativas.

A função objetivo do problema acima representa a soma das rendas da usina obtidas ao longo do período. As restrições (3-1), (3-3) representam o acoplamento entre as decisões de cada estágio ao longo do tempo.

Este problema, formulado como um único grande problema de programação linear inteira mista, pode ser resolvido diretamente por pacotes comerciais de otimização. No entanto, para horizontes de longo prazo, a extensão desse problema determinístico para a consideração da estocasticidade nos preços spot (formulação do próximo capítulo) tornaria essa formulação como um único problema de otimização inviável computacionalmente.

3.3 Programação dinâmica

Uma alternativa para resolver problemas de decisões sequenciais como (3-1)-(3-14) é a programação dinâmica (PD). O esquema PD decompõe o problema de T estágios em T subproblemas de um estágio, eliminando, portanto, o crescimento não linear do esforço computacional com o número de estágios.

A aplicação do esquema de PD será ilustrada para um problema simplificado com dois estágios. Sem perda de generalidade, para facilitar a explicação da PD, consideraremos que não há cláusula de *take-or-pay* anual, não existindo então o reservatório fictício B e nem o fluxo GTR_t deste reservatório para o A, como ilustrado na Figura 2-1. Este esquema simplificado é representado na Figura 3-1. Além disso, também para facilitar a explicação, desconsideraremos a priorização no uso de combustível, o que elimina algumas restrições e torna o problema totalmente linear (sem variáveis inteiras). Sabe-se ainda que nestas duas etapas nenhum gás armazenado em A expirará.

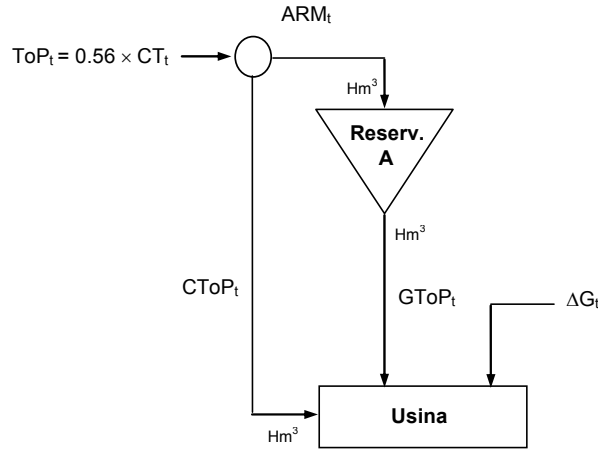


Figura 3-1 – Esquema de consumo/armazenamento de combustível sem cláusula de ToP anual

A formulação deste problema é então:

$$\text{Max} \quad R_1(VA_1) + R_2(VA_2) \quad (3-15)$$

sujeito a:

$$R_1 = \pi_1 \times (EG_1 - EC_1) + EC_1 \times PC_1 - PGC_1 \times Hr \times (ToP_1 + \Delta G_1) - CV_1 \times EG_1 - DSoP_1 \quad (3-16)$$

$$R_2 = \pi_2 \times (EG_2 - EC_2) + EC_2 \times PC_2 - PGC_2 \times Hr \times (ToP_2 + \Delta G_2) - CV_2 \times EG_2 - DSoP_2 \quad (3-17)$$

$$VA_2 = VA_1 + ARM_1 - GToP_1 \quad (3-18)$$

$$VA_3 = VA_2 + ARM_2 - GToP_2 \quad (3-19)$$

$$ARM_t = ToP_t - CToP_t, \text{ para } t=1...2 \quad (3-20)$$

$$EG_t \leq G_{\max} \times Durac_t, \text{ para } t=1...2 \quad (3-21)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t = \frac{\phi \times EG_t}{Hr}, \text{ para } t=1...2 \quad (3-22)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t \leq CT_t, \text{ para } t=1...2 \quad (3-23)$$

$$DSoP_t \geq \text{percSoP} \times CT_t \times Hr \times PTG_t, \text{ para } t=1...2 \quad (3-24)$$

$$DSoP_t \geq \phi \times EG_t \times PTG_t, \text{ para } t=1...2 \quad (3-25)$$

Defina $\overline{VA}_2$ como a quantidade de gás armazenado disponível para o gerador no estágio 2, após a decisão operativa no estágio 1. Resolva agora o problema de despacho térmico do estágio 2 para um determinado valor de $\overline{VA}_2$:

$$\beta(\overline{VA}_2) = \text{Max } R_2(VA_2) \quad (3-26)$$

sujeito a:

$$VA_3 = \overline{VA}_2 + ARM_2 - GToP_2 \quad (3-27)$$

$$ARM_2 = ToP_2 - CToP_2 \quad (3-28)$$

$$EG_2 \leq G_{\max} \times Durac_2 \quad (3-29)$$

$$CToP_2 + GtoP_2 + \Delta G_2 = \frac{\varphi \times EG_2}{Hr} \quad (3-30)$$

$$CToP_2 + GToP_2 + \Delta G_2 \leq CT_2 \quad (3-31)$$

$$DSoP_2 \geq \text{percSoP} \times CT_2 \times Hr \times PTG_2 \quad (3-32)$$

$$DSoP_2 \geq \varphi \times EG_2 \times PTG_2 \quad (3-33)$$

$$R_2 = \pi_2 \times (EG_2 - EC_2) + EC_2 \times PC_2 - PGC_2 \times Hr \times (ToP_2 + \Delta G_2) - CV_2 \times EG_2 - DSoP_2 \quad (3-34)$$

Suponha agora que o problema (3-26)-(3-34) é resolvido sucessivamente para M valores de $\overline{VA}_2$, discretizados no intervalo $[0, VA_2^{\max}]$, onde $VA_2^{\max}$ é o máximo volume que se pode ter no início da etapa 2 ($VA_2^{\max} = VA_1 + ToP_1$). Este intervalo cobre todas as hipóteses, ou *estados iniciais* possíveis, para o problema do segundo estágio: desde $CToP_1 = ToP_1$ e $GToP_1 = VA_1 \Rightarrow \overline{VA}_2 = 0$ (consumo de todo o gás, tanto o do *take-or-pay* quanto o estocado, no estágio 1) até $CToP_1 = 0$ e $GToP_1 = 0 \Rightarrow \overline{VA}_2 = VA_1 + ToP_1$ (nenhum consumo de gás no estágio 1). Por esta razão, $\overline{VA}_2$ é conhecida como *variável de estado*. Os resultados das M soluções seriam consolidados como uma função univariada, $\beta(\overline{VA}_2)$, que forneceria o resultado da operação térmica ótima (lucro operativo) no segundo estágio, em função do valor de $\overline{VA}_2$. Isto nos permite reescrever o problema de dois estágios (3-15)-(3-25) como um problema de um único estágio:

$$\text{Max } R_1(VA_1) + \beta(\overline{VA}_2) \quad (3-35)$$

sujeito a:

$$VA_2 = VA_1 + ARM_1 - GToP_1 \quad (3-36)$$

$$ARM_1 = ToP_1 - CToP_1 \quad (3-37)$$

$$EG_1 \leq G_{\max} \times Durac_1 \quad (3-38)$$

$$CToP_1 + GtoP_1 + \Delta G_1 = \frac{\varphi \times EG_1}{Hr} \quad (3-39)$$

$$CToP_1 + GToP_1 + \Delta G_1 \leq CT_1 \quad (3-40)$$

$$DSoP_1 \geq percSoP \times CT_1 \times Hr \times PTG_1 \quad (3-41)$$

$$DSoP_1 \geq \varphi \times EG_1 \times PTG_1 \quad (3-42)$$

$$R_1 = \pi_1 \times (EG_1 - EC_1) + EC_1 \times PC_1 - PGC_1 \times Hr \times (ToP_1 + \Delta G_1) - CV_1 \times EG_1 - DSoP_1 \quad (3-43)$$

A função $R_1(VA_1)$ na função objetivo nos dá a renda líquida no primeiro estágio, em função da decisão VA_2 ; por esta razão, ela é conhecida como *função de benefício imediato* (FBI). Por sua vez, a função $\beta(\overline{VA}_2)$ fornece a renda líquida no segundo estágio, em função da *mesma* decisão VA_2 , tomada em 1; a ligação entre VA_1 e $\overline{VA}_2$ é direta, e dada pela equação (3-36), conhecida como *equação de transição*. Por analogia, esta função $\beta(\overline{VA}_2)$ é conhecida como de *benefício futuro* (FBF).

Para o estágio 1, as funções de benefício imediato (R_1) e futuro (β) desse problema de maximização, representadas em função da decisão VA_2 , são ilustradas de forma geral na Figura 3-2.

O ponto VA_2^* é o nível de armazenamento ao final do primeiro estágio que maximiza o lucro operativo total (lucro imediato + lucro futuro = FBI+FBF). Esse ponto é tal que a derivada da FBI é igual à derivada da FBF (com sinal contrário), ou seja, onde:

$$\frac{d}{dVA_2}(FBI + FBF) = 0 \therefore \frac{dFBI}{dVA_2} = -\frac{dFBF}{dVA_2}$$

No caso mais simples onde a soma FBI+FBF não possua ponto de derivada igual a zero (por exemplo, se forem ambas retas) o ponto de armazenamento ótimo será ou o nível mínimo ou o nível máximo que o reservatório pode atingir ao final da etapa. Na

situação em que toda a FBI+FBF tem derivada zero, qualquer nível de armazenamento é ótimo – solução degenerada.

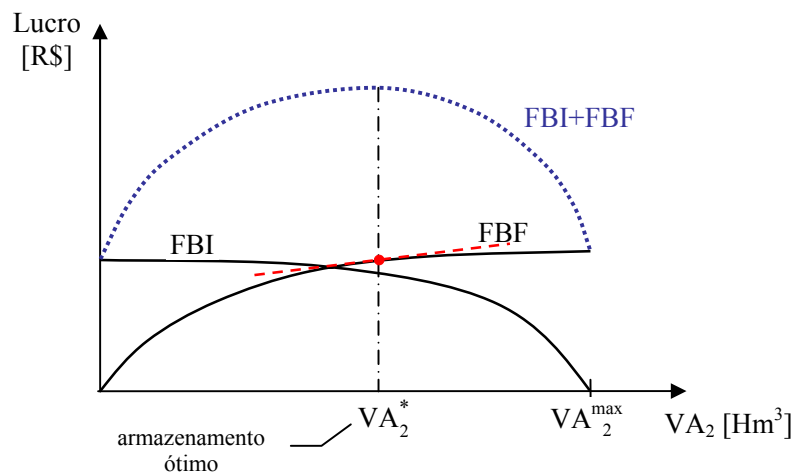


Figura 3-2 – FBI x FBF

A derivada da FBF no ponto ótimo (inclinação da reta tracejada da Figura 3-2) é o custo de oportunidade de armazenamento de combustível para uso no segundo estágio. Esse custo de oportunidade sinaliza o benefício marginal no futuro (neste caso, na etapa 2) que a usina teria caso possuísse a mais uma quantidade infinitesimal de gás no reservatório A (estoque).

3.3.1 Exemplo

Para exemplificar a aplicação da metodologia de PD descrita anteriormente, nesta seção iremos resolver um problema simples de dois estágios.

Seja uma termelétrica a gás com capacidade de geração de 100MW, fator de conversão do gás de 10 MMBTU/MWh e com contrato de combustível com cláusula de *take-or-pay* mensal de 50% (por simplicidade, não há cláusula de *take-or-pay* anual nem de *ship-or-pay*). O montante de gás contratado para cada estágio (mês) é de 18,25MMm³ a um preço total (*commodity* + transporte) de R\$8/MMBTU. O poder calorífico do gás fornecido é de 40.000 BTU/m³. Assumimos que nos meses anteriores ao início do estudo

a usina não armazenou nenhum combustível (consumiu tudo que pagou) e, portanto, no primeiro estágio o estoque inicial de gás é igual a zero ($VA_1=0$). A usina está 100% contratada, ou seja, deve fornecer à distribuidora uma quantidade de energia igual à sua geração máxima (considerando por simplificação que os meses possuem uma mesma duração de 730 horas, a energia contratada é de 73.000 MWh = 73 GWh), recebendo R\$100/MWh (esse contrato representa uma receita fixa mensal de R\$7,3 milhões). Suponha que o custo variável de operação da planta é igual a zero, ou seja, todo o custo de produção está no combustível. Sabe-se que a previsão para os preços spot para estes dois meses é de R\$20/MWh no primeiro mês e R\$90/MWh no segundo.

Primeiramente calcularemos qual a operação e renda da usina nesse horizonte dado que a estratégia adotada é a de consumir a cada etapa todo o gás do *take-or-pay*, não havendo qualquer armazenamento de combustível. Essa estratégia é utilizada por muitos geradores termelétricos e não considera o benefício futuro (BF) desse armazenamento.

No primeiro mês, a usina consome todo o *take-or-pay* ($0,5 \times 18,25 = 9,125 \text{ MMm}^3$), produzindo com isto $0,5 \times 73 = 36,5 \text{ GWh}$ que servem seu contrato com a distribuidora. O restante da energia necessária para cumprir integralmente o contrato (outros 36,5 GWh) é comprado no mercado spot, já que o custo da usina para se gerar mais energia é de $(\text{R\$}8/\text{MMBTU}) \times (10 \text{ MMBTU/MWh}) = \text{R\$}80/\text{MWh}$, significativamente maior que os R\$20/MWh do preço spot. Assim, a usina compra os 36,5 GWh restantes para atender sua demanda no mercado spot, a um custo de R\$ 0,73 milhões. A despesa total do gerador neste mês é então de MMR\$ 0,73 (despesa no spot) + MMR\$ 2,92 (despesa com *take-or-pay*) = R\$ 3,65 milhões. Sua receita é a do contrato de energia, R\$ 7,3 milhões.

No segundo mês, a usina novamente consome todo o *take-or-pay* ($0,5 \times 18,25 = 9,125 \text{ MMm}^3$), produzindo $0,5 \times 73 = 36,5 \text{ GWh}$. No entanto agora a energia restante para atender sua demanda não é mais comprada no mercado spot, haja vista que o preço spot está mais alto que o custo da usina de produzir energia adicional ($\text{R\$}90/\text{MWh} \geq \text{R\$}80/\text{MWh}$). Ela consome então os outros 50% do gás contratado ($0,5 \times 18,25 = 9,125$

MMm³), totalizando um consumo de 18,25MMm³ de gás e gerando todo o mês em sua capacidade máxima (100MW). A despesa total do gerador neste segundo mês é então de R\$ 5,84 milhões (só há despesa com gás). Sua receita é a do contrato de energia, R\$ 7,3 milhões.

O resumo dessa operação “sem flexibilidade” encontra-se na Tabela 3-1.

	Primeiro mês	Segundo mês	Total
Geração (GWh)	36,5	73	109,5
Compra no spot (% contrato de energia)	50	0	25
Consumo de gás (% contrato de gás)	50	100	75
Renda (R\$ milhões)	3,65	1,46	5,11

Tabela 3-1 – Operação sem considerar BF

Resolveremos agora o mesmo problema só que com a consideração do benefício futuro de armazenamento de gás, ou seja, através do algoritmo de PD detalhado em 3.3. Nesta estratégia o gerador tem mais flexibilidade no consumo do combustível, o que pode proporcionar uma renda total maior.

No algoritmo de PD, inicialmente se discretiza o volume do reservatório A (gás armazenado) em M níveis e resolve-se, então M problemas da segunda etapa, um para cada valor discretizado de armazenamento para construir uma aproximação da FBF para a primeira etapa. Discretizaremos este reservatório em, por exemplo, 3 níveis: mínimo, médio e máximo. O nível mínimo corresponde à situação em que nenhum gás é armazenado no mês anterior, iniciando-se assim o segundo mês com volume zero em A ($VA_2^{m=1}=0$). O nível máximo, por sua vez, é atingido quando todo o *take-or-pay* da primeira etapa é estocado ($VA_2^{m=3}=ToP_1=0,5 \times 18,25=9,125$ MMm³). O nível médio é então $VA_2^{m=2}=(9,125-0)/2=4,5625$ MMm³.

Para a primeira discretização do volume de A, $VA_2^{m=1}=0$, o resultado do problema do segundo mês é exatamente igual ao mesmo problema resolvido anteriormente para o caso em que não se considerava o BF. Nesta situação em que o estoque inicial de gás da etapa é zero, a usina consome todo o gás do contrato (18,25MMm³, pagando por ele R\$5,84 milhões), 50% do *take-or-pay* e 50% extra, e atende sua demanda através da própria geração. A renda do gerador é nesta situação de R\$1,46 milhões.

Para a segunda discretização do volume de A, $VA_2^{m=2}=4,5625 \text{ MMm}^3$, o resultado do problema do segundo mês é um pouco diferente ao resolvido para a discretização 1: agora o gerador possui algum estoque de gás (já pago), que é totalmente recuperado, substituindo parte da compra de gás extra *take-or-pay*. Ele consome todo o *take-or-pay* (9,125 MMm³), recupera todo o gás armazenado (4,5625 MMm³) e compra gás extra *take-or-pay* (4,5625 MMm³=25% contrato de gás), atendendo sua demanda integralmente através da própria geração e pagando pelo gás R\$4,38 milhões. A renda do gerador é nesta situação de R\$2,92 milhões.

Para a última discretização do volume de A, $VA_2^{m=3}=9,125 \text{ MMm}^3$, o resultado do problema do segundo mês é de novo diferente: agora o gerador possui o estoque máximo de gás (já pago), que é totalmente recuperado, substituindo toda a compra de gás extra *take-or-pay*. Ele consome todo o *take-or-pay* (9,125 MMm³) e recupera todo o gás armazenado (9,125 MMm³), atendendo sua demanda integralmente através da própria geração e pagando pelo gás R\$2,92 milhões. A renda do gerador é nesta situação de R\$4,38 milhões.

Com estes 3 resultados é possível obter a FBF (em geral aproximada) para a etapa 1 deste problema simplificado. Tal função é ilustrada na Figura 3-3. A derivada desta FBF (igual a $0,32 \text{ R\$/m}^3 = 0,32 \text{ R\$/m}^3 \div 40.000 \text{ BTU/m}^3 \times 10^6 = 8 \text{ R\$/MMBTU}$) reflete o custo de oportunidade de se armazenar o gás no primeiro mês para o seguinte e é

exatamente igual ao preço do combustível. Ou seja, o benefício que se obtém ao armazenar gás no primeiro mês é não ter que comprá-lo (extra *take-or-pay*) no mês seguinte.

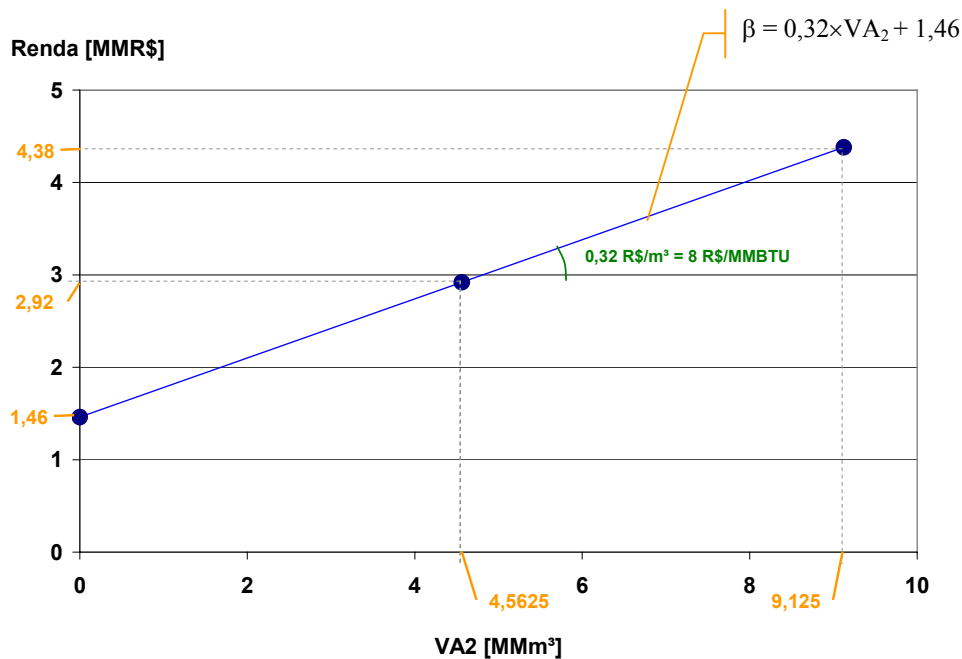


Figura 3-3 – FBF para a etapa 1

Depois de obtida a equação da FBF para o primeiro estágio a partir da solução de M problemas (referentes às M discretizações do volume do reservatório virtual A) do segundo estágio, resolve-se o problema do primeiro mês incluindo a FBF obtida na função objetivo deste problema, como formulado em (3-44)-(3-49).

$$\text{Max} \quad 20 \times (EG_1/1000 - 73) + 7,3 - 8 \times 40.000 \times (9,125 + \Delta G_1) + \beta(VA_2) \quad (3-44)$$

sujeito a:

$$VA_2 = ARM_1 - GToP_1 \quad (3-45)$$

$$ARM_1 = 9,125 - CToP_1 \quad (3-46)$$

$$EG_1 \leq 73.000 \quad (3-47)$$

$$CToP_1 + GtoP_1 + \Delta G_1 = \frac{10 \times EG_1}{40.000} \quad (3-48)$$

$$CToP_1 + GToP_1 + \Delta G_1 \leq 18,25 \quad (3-49)$$

$$\beta(VA_2) = 0,32 \times VA_2 + 1,46 \quad (3-50)$$

Todas as variáveis de decisão do problema são não-negativas.

Ao se resolver este problema de otimização, chega-se ao resultado de que a melhor estratégia da usina é não consumir nenhum gás no primeiro mês (armazenando o gás do *take-or-pay*) para que o mesmo possa ser recuperado para consumo no segundo mês. Esta decisão se deve ao fato de que o benefício imediato de se utilizar o gás do *take-or-pay* no primeiro mês é de $0,08 \text{ R\$/m}^3 = 0,08 \text{ R\$/m}^3 \div 40.000 \text{ BTU/m}^3 \times 10^6 = 2 \text{ R\$/MMBTU}$, inferior ao benefício futuro do armazenamento, que é de $8 \text{ R\$/MMBTU}$ (derivada da FBF). O cálculo de benefício imediato pode ser feito a partir resultados para a primeira etapa apresentados na Tabela 3-3. A renda no mês é composta pela receita do contrato menos a despesa com o *take-or-pay* menos a despesa com compra de energia no spot. Com estes valores chegamos a:

$$BI = \frac{3,65 - 2,92}{9,125 - 0} = 0,08 \text{ R\$/m}^3$$

Gás armazenado no final do mês (MMm ³)	Renda no primeiro mês (R\$ milhões)
0	3,65 (=7,3 - 2,92 - 0,73)
9,125	2,92 (=7,3 - 2,92 - 1,46)

Tabela 3-2 – Duas possíveis soluções para a etapa 1

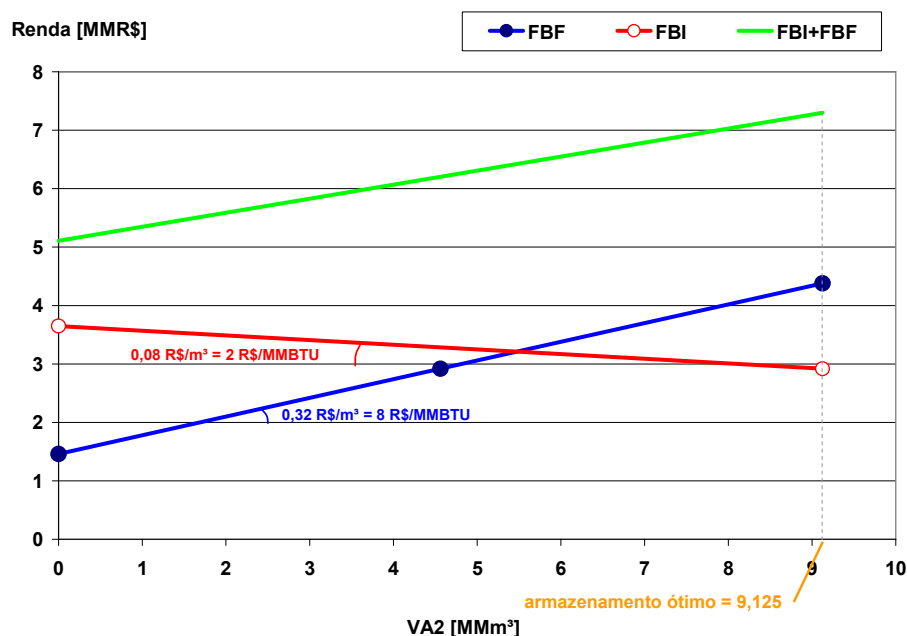


Figura 3-4 – FBF para a etapa 1

A usina então compra no primeiro mês toda a energia no mercado spot para atender seu contrato, pagando por ela R\$1,46 milhões. A renda no primeiro mês é de 7,3 (receita do contrato) – 2,92 (pagamento do *take-or-pay*) – 1,46 (compra de 100% da energia contratada no mercado spot) = R\$ 2,92 milhões. A renda no segundo mês, decorrente dessa decisão operativa para o estágio 1 é de R\$ 4,38 milhões.

	Primeiro mês	Segundo mês	Total
Geração (GWh)	0	73	73
Compra no spot (% contrato de energia)	100	0	50
Consumo de gás (% contrato de gás)	0	100	50
Renda (R\$ milhões)	2,92	4,38	7,3

Tabela 3-3 – Operação que considera BF

Comparando-se os resultados das duas estratégias operativas, resumidos na Tabela 3-1 e na Tabela 3-3, percebe-se claramente que a política que leva em

consideração o BF é bastante mais eficiente do que aquela que ignora o benefício do armazenamento. Em termos de ganho financeiro, a segunda estratégia proporciona um aumento de aproximadamente 43% na renda total (de R\$ 5,11 milhões para R\$ 7,3 milhões). Esse ganho de renda é obtido juntamente com a redução da geração total, proporcionando indiretamente uma maior conservação das unidades geradoras da usina.

Esse exemplo, apesar de simples, ilustra de forma clara como o algoritmo de PD é empregado na solução do problema de operação multi-estágio, descrevendo o procedimento “passo-a-passo” a ser realizado. Em situações reais, como é o caso dos problemas realistas que serão analisados no capítulo 5, no entanto, não é razoável resolvê-los “manualmente” e de forma tão “didática” como neste exemplo, mas sim através de um modelo computacional, onde o algoritmo é implementado.

3.3.2 Extensão para múltiplos estágios

Em resumo, o esquema de PD permite resolver recursivamente o problema de decisões seqüenciais como uma seqüência de problemas de um estágio, onde a função de benefício futuro em cada estado “resume” toda informação necessária sobre o comportamento futuro da renda da usina.

Apresenta-se a seguir o algoritmo de PD para um problema com T estágios:

Inicialize a FBF do último estágio como $\beta_{T+1}(\overline{VA}_{T+1}) = 0$

Para $t = T, T-1, \dots, 1$

Para cada valor $\overline{VA}_t = \overline{VA}_t^1, \dots, \overline{VA}_t^m, \dots, \overline{VA}_t^M$

Resolva o problema de um estágio para $\overline{VA}_t^m$:

$$\beta_t(\overline{VA}_t^m) = \text{Max } R_t(\overline{VA}_t) + \beta_{t+1}(\overline{VA}_{t+1}) \quad (3-51)$$

sujeito a:

$$VA_{t+1} = VA_t + ARM_t - GToP_t \quad (3-52)$$

$$ARM_t = ToP_t - CToP_t \quad (3-53)$$

$$EG_t \leq G_{\max} \times Durac_t \quad (3-54)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t = \frac{\varphi \times EG_t}{Hr} \quad (3-55)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t \leq CT_t \quad (3-56)$$

$$DSoP_t \geq percSoP \times CT_t \times Hr \times PTG_t \quad (3-57)$$

$$DSoP_t \geq \varphi \times EG_t \times PTG_t \quad (3-58)$$

$$R_t = \pi_t \times (EG_t - EC_t) + EC_t \times PC_t - PGC_t \times Hr \times (ToP_t + \Delta G_t) - CV_t \times EG_t - DSoP_t \quad (3-59)$$

fim

fim

O esquema de PD determinística sem a consideração da cláusula de *take-or-pay* anual requer a solução de $M \times T$ problemas de um estágio. No caso de considerarmos também esta cláusula, o esquema seria modelado como na Figura 2-1, acrescentando-se uma nova variável de estado ao problema acima: o volume no reservatório fictício B (VB_t) no início de cada etapa. Desta forma, a decisão em cada estágio estaria condicionada à quantidade de gás comprada e armazenada (*make-up*) e a quantidade de gás que falta ser comprada no ano para complementar o *take-or-pay* anual. A nova FBF seria então uma superfície no $\mathcal{R}^3$, onde as variáveis independentes seriam VA_{t+1} e VB_{t+1} .

A formulação do algoritmo de PD para o problema completo com T estágios é:

Inicialize a FBF do último estágio como $\beta_{T+1}(\overline{VA}_{T+1}, \overline{VB}_{T+1}) = 0$

Para $t = T, T-1, \dots, 1$

Para cada valor $\overline{VA}_t = \overline{VA}_t^1, \dots, \overline{VA}_t^m, \dots, \overline{VA}_t^M$

Para cada valor $\overline{VB}_t = \overline{VB}_t^1, \dots, \overline{VB}_t^n, \dots, \overline{VB}_t^N$

Resolva o problema de um estágio para o par $\overline{VA}_t^m$ e $\overline{VB}_t^n$:

$$\beta_t(\overline{VA}_t^m, \overline{VB}_t^n) = \text{Max } R_t(\overline{VA}_t^m, \overline{VB}_t^n) + \beta_{t+1}(\overline{VA}_{t+1}, \overline{VB}_{t+1}) \quad (3-60)$$

sujeito a:

$$VA_{t+1} = \overline{VA}_t^m + ARM_t - GToP_t \quad (3-61)$$

$$ARM_t = ToP_t - CToP_t \quad (3-62)$$

$$VB_{t+1} = \overline{VB}_t^n - GTR_t, t \neq \text{dezembro} \quad (3-63)$$

$$VB_{t+1} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_t, t = \text{janeiro} \quad (3-64)$$

$$GTR_t = \overline{VB}_t^n, t = \text{dezembro} \quad (3-65)$$

$$EG_t \leq G_{\max} \times Durac_t \quad (3-66)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t = \frac{\phi \times EG_t}{Hr} \quad (3-67)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t \leq CT_t \quad (3-68)$$

$$DSoP_t \geq \text{percSoP} \times CT_t \times Hr \times PTG_t \quad (3-69)$$

$$DSoP_t \geq \phi \times EG_t \times PTG_t \quad (3-70)$$

$$CToP_t \leq ToP_t \quad (3-71)$$

$$0 \leq GToP_t \leq r_t \times CT_t \quad (3-72)$$

$$0 \leq \Delta G_t \leq r_t \times CT_t \quad (3-73)$$

$$0 \leq r_t \leq \frac{CToP_t}{ToP_t} \quad (3-74)$$

$$R_t = \pi_t \times (EG_t - EC_t) + EC_t \times PC_t - PGC_t \times Hr \times (ToP_t + \Delta G_t + GTR_t) - CV_t \times EG_t - DSoP_t \quad (3-75)$$

fim

fim

fim

3.4 Conclusão

Este capítulo analisou o problema de determinação da estratégia de operação e gerenciamento do contrato de combustível de uma usina ao longo de um horizonte de planejamento, assumindo-se conhecida uma previsão dos preços spot para o período em estudo. Mostrou-se que problema pode ser resolvido um esquema de programação

dinâmica determinística, onde a função de benefício futuro em cada estado “resume” toda informação necessária sobre o comportamento futuro do sistema.

A hipótese de conhecimento prévio dos preços spot não é razoável uma vez que, no sistema brasileiro, estes dependem das vazões afluentes aos reservatórios que ocorrem no decorrer do período. As afluições apresentam grande variabilidade, flutuando a nível sazonal, anual e regional e não é possível prevê-las com precisão. Com isso, o *tradeoff* anterior de uso do gás “hoje” ou “no futuro” só pode ser expresso em termos probabilísticos. Este é o tema do próximo capítulo, que estende a formulação apresentada até o momento para representar a incerteza nos preços spot futuros, incorporando-a na tomada de decisão, e como utilizar a programação dinâmica estocástica (PDE) para este caso.

4 ESTRATÉGIA DE OPERAÇÃO MULTI-ESTÁGIO – CASO ESTOCÁSTICO

4.1 Introdução

No capítulo anterior analisou-se o problema de determinação da estratégia de operação e gerenciamento do contrato de combustível de uma usina termelétrica ao longo de um horizonte de planejamento, assumindo-se conhecida uma previsão dos preços spot para o período em estudo. Esta é uma simplificação bastante forte já que, em sistemas centralizados com predominância de geração hidroelétrica, no médio e longo prazo, as afliências aos reservatórios apresentam grande variabilidade, o que se reflete em volatilidade nos preços spot. O objetivo deste capítulo é estender esta formulação simplificada do problema de operação para o caso em que se considera a incerteza nos preços spot. O problema pode então ser formulado como uma recursão de programação dinâmica estocástica (PDE), que é uma abordagem tradicional para a solução de problemas de decisão multi-estágio e estocásticos.

O procedimento final de PDE apresentado permite calcular, da mesma forma que no capítulo anterior, uma “função de benefício futuro” que possibilita comparar o benefício “imediato” de se consumir o combustível proveniente do *take-or-pay* em uma dada etapa, com o benefício esperado de deixá-lo armazenado para uso futuro, permitindo, portanto, a otimização global da estratégia sob incerteza.

4.2 Estocasticidade dos preços

Nos casos anteriores, considerou-se que os preços spot ao longo do período eram conhecidos. Na realidade, a incerteza nos preços é um dos fatores mais importantes na representação de sistemas hidrotérmicos. A extensão da metodologia para representar esta incerteza será discutida a seguir.

4.2.1 Árvore de preços

Uma primeira abordagem para representar esta incerteza é utilizar uma árvore de preços. A Figura 4.1 ilustra a árvore correspondente a um caso simples onde se consideram apenas 2 possíveis níveis de preço – por exemplo, alto e baixo – ao longo de três estágios.

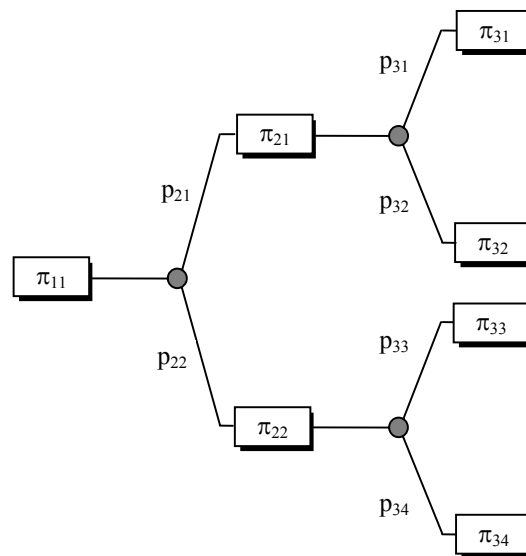


Figura 4-1 – Árvore de preços spot

onde:

π_{ts}	preço spot na etapa t , cenário s (\$/MWh)
p_{ts}	probabilidade condicionada de ocorrência do cenário de preço $\{t,s\}$

O problema completo de operação sob incerteza é formulado a seguir através de uma abordagem de árvore de decisão, onde o objetivo é maximizar o valor esperado da renda da usina termelétrica:

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & R_1(VA_{11}) + p_{21}[R_2(VA_{21}) + p_{31}R_3(VA_{31}) + p_{32}R_3(VA_{32})] + \\ & p_{22}[R_2(VA_{22}) + p_{33}R_3(VA_{33}) + p_{34}R_3(VA_{34})] \end{aligned} \quad (4-1)$$

sujeito a:

$$VA_{21} = VA_{11} + ARM_{11} - GToP_{11} \quad (4-2)$$

$$VA_{31} = VA_{21} + ARM_{21} - GToP_{21} \quad (4-3)$$

$$VA_{32} = VA_{21} + ARM_{22} - GToP_{22} \quad (4-4)$$

$$VA_{41} = VA_{31} + ARM_{31} - GToP_{31} \quad (4-5)$$

$$VA_{42} = VA_{31} + ARM_{32} - GToP_{32} \quad (4-6)$$

$$VA_{43} = VA_{32} + ARM_{33} - GToP_{33} \quad (4-7)$$

$$VA_{44} = VA_{32} + ARM_{34} - GToP_{34} \quad (4-8)$$

$$VB_{21} = VB_{11} - GTR_{11}, t = 1 \neq \text{dezembro}, \quad (4-9)$$

$$VB_{21} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_{11}, t = 1 = \text{janeiro}, \quad (4-10)$$

$$GTR_{11} = VB_{11}, t = 1 = \text{dezembro}, \quad (4-11)$$

$$VB_{31} = VB_{21} - GTR_{21}, t = 2 \neq \text{dezembro}, \quad (4-12)$$

$$VB_{31} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_{21}, t = 2 = \text{janeiro}, \quad (4-13)$$

$$GTR_{21} = VB_{21}, t = 2 = \text{dezembro}, \quad (4-14)$$

$$VB_{32} = VB_{21} - GTR_{22}, t = 2 \neq \text{dezembro}, \quad (4-15)$$

$$VB_{32} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_{22}, t = 2 = \text{janeiro}, \quad (4-16)$$

$$GTR_{22} = VB_{21}, t = 2 = \text{dezembro}, \quad (4-17)$$

$$VB_{41} = VB_{31} - GTR_{31}, t = 3 \neq \text{dezembro}, \quad (4-18)$$

$$VB_{41} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_{31}, t = 3 = \text{janeiro}, \quad (4-19)$$

$$GTR_{31} = VB_{31}, t = 3 = \text{dezembro}, \quad (4-20)$$

$$VB_{42} = VB_{31} - GTR_{32}, t = 3 \neq \text{dezembro}, \quad (4-21)$$

$$VB_{42} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_{32}, t = 3 = \text{janeiro}, \quad (4-22)$$

$$GTR_{32} = VB_{31}, t = 3 = \text{dezembro}, \quad (4-23)$$

$$VB_{43} = VB_{32} - GTR_{33}, t = 3 \neq \text{dezembro}, \quad (4-24)$$

$$VB_{43} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_{33}, t = 3 = \text{janeiro}, \quad (4-25)$$

$$GTR_{33} = VB_{32}, t = 3 = \text{dezembro}, \quad (4-26)$$

$$VB_{44} = VB_{32} - GTR_{34}, t = 3 \neq \text{dezembro}, \quad (4-27)$$

$$VB_{44} = \text{ToPano} - \sum_{j \in \Omega} \text{ToP}_j - GTR_{34}, t = 3 = \text{janeiro}, \quad (4-28)$$

$$GTR_{34} = VB_{32}, t = 3 = \text{dezembro}, \quad (4-29)$$

$$ARM_{t,s} = \text{ToP}_t - C\text{ToP}_{t,s}, \quad \forall \{t, s\} \quad (4-30)$$

$$EG_{t,s} \leq G_{\max} \times \text{Durac}_t, \quad \forall \{t, s\} \quad (4-31)$$

$$C\text{ToP}_{t,s} + G\text{ToP}_{t,s} + \Delta G_{t,s} = \frac{\varphi \times EG_{t,s}}{Hr} \quad \forall \{t, s\} \quad (4-32)$$

$$C\text{ToP}_{t,s} + G\text{ToP}_{t,s} + \Delta G_{t,s} \leq CT_t \quad \forall \{t, s\} \quad (4-33)$$

$$D\text{SoP}_{t,s} \geq \text{percSoP} \times CT_t \times Hr \times PTG_t \quad \forall \{t, s\} \quad (4-34)$$

$$D\text{SoP}_{t,s} \geq \varphi \times EG_{t,s} \times PTG_t \quad \forall \{t, s\} \quad (4-35)$$

$$C\text{ToP}_{t,s} \leq \text{ToP}_t \quad \forall \{t, s\} \quad (4-36)$$

$$0 \leq G\text{ToP}_{t,s} \leq r_{t,s} \times CT_t \quad \forall \{t, s\} \quad (4-37)$$

$$0 \leq \Delta G_{t,s} \leq r_{t,s} \times CT_t \quad \forall \{t, s\} \quad (4-38)$$

$$0 \leq r_{t,s} \leq \frac{C\text{ToP}_{t,s}}{\text{ToP}_t} \quad \forall \{t, s\} \quad (4-39)$$

$$R_{11} = \pi_{11} \times (EG_{11} - EC_1) + EC_1 \times PC_1 - PGC_1 \times Hr \times (\text{ToP}_1 + \Delta G_{11} + GTR_{11}) - \\ CV_1 \times EG_{11} - D\text{SoP}_{11} \quad (4-40)$$

$$R_{21} = \pi_{21} \times (EG_{21} - EC_2) + EC_2 \times PC_2 - PGC_2 \times Hr \times (\text{ToP}_2 + \Delta G_{21} + GTR_{21}) - \\ CV_2 \times EG_{21} - D\text{SoP}_{21} \quad (4-41)$$

$$R_{22} = \pi_{22} \times (EG_{22} - EC_2) + EC_2 \times PC_2 - PGC_2 \times Hr \times (\text{ToP}_2 + \Delta G_{22} + GTR_{22}) - \\ CV_2 \times EG_{22} - D\text{SoP}_{22} \quad (4-42)$$

$$R_{31} = \pi_{31} \times (EG_{31} - EC_3) + EC_3 \times PC_3 - PGC_3 \times Hr \times (\text{ToP}_3 + \Delta G_{31} + GTR_{31}) - \\ CV_3 \times EG_{31} - D\text{SoP}_{31} \quad (4-43)$$

$$R_{32} = \pi_{32} \times (EG_{32} - EC_3) + EC_3 \times PC_3 - PGC_3 \times Hr \times (\text{ToP}_3 + \Delta G_{32} + GTR_{32}) - \\ CV_3 \times EG_{32} - D\text{SoP}_{32} \quad (4-44)$$

$$R_{33} = \pi_{33} \times (EG_{33} - EC_3) + EC_3 \times PC_3 - PGC_3 \times Hr \times (ToP_3 + \Delta G_{33} + GTR_{33}) - CV_3 \times EG_{33} - DSoP_{33} \quad (4-45)$$

$$R_{34} = \pi_{34} \times (EG_{34} - EC_3) + EC_3 \times PC_3 - PGC_3 \times Hr \times (ToP_3 + \Delta G_{34} + GTR_{34}) - CV_3 \times EG_{34} - DSoP_{34} \quad (4-46)$$

$$r_t \in \{0, 1\}$$

Todas as variáveis de decisão do problema são não-negativas.

É fácil perceber que esta formulação direta se torna rapidamente inviável, pois o número de ramos – e, portanto, o número de variáveis e restrições – cresce exponencialmente com o número de estágios do problema. Se considerarmos N possibilidades de aberturas em cada nó e T etapas no problema, haveria no último estágio N^T ramos na árvore. Por esta razão, torna-se necessário usar uma abordagem de programação dinâmica estocástica (PDE), descrita a seguir.

4.2.2 Programação Dinâmica Estocástica (PDE) – preços spot independentes

Inicialmente, será discutido o caso estocástico com preços spot estatisticamente independentes, isto é, o preço no estágio t não depende do preço no estágio anterior. Em termos da Figura 4-1, isto significa que há dois cenários diferentes por estágio, isto é, o cenário π_{31} é igual ao cenário π_{33} , e o π_{32} é igual ao π_{34} . Observe que a hipótese de independência dos preços não reduz a dimensão do problema, pois o número de ramos não se altera.

O procedimento PDE está apresentado a seguir:

Inicialize a FBF do último estágio como $\beta_{T+1}(VA_{t+1}, VB_{t+1}) = 0$

Para $t = T, T-1, \dots, 1$

Para cada nível de armazenamento no reserv. A, $VA_t = VA_t^1, \dots, VA_t^m, \dots, VA_t^M$

Para cada nível de armazenamento no reserv. B, $VB_t = VB_t^1, \dots, VB_t^n, \dots, VB_t^N$

Para cada cenário de preço spot¹ $\pi_t = \pi_t^1, \dots, \pi_t^k, \dots, \pi_t^K$

Resolver o problema de um estágio para $[VA_t^m, VB_t^n, \pi_t^k]$:

$$\beta_t^k(VA_t^m, VB_t^n) = \text{Max } R(VA_t^m, VB_t^n) + \beta_{t+1}(VA_{t+1}, VB_{t+1})$$

sujeito a:

$$VA_{t+1} = VA_t^m + ARM_t - GToP_t \quad (4-47)$$

$$ARM_t = ToP_t - CToP_t \quad (4-48)$$

$$VB_{t+1} = VB_t^n - GTR_t, t \neq \text{dezembro} \quad (4-49)$$

$$VB_{t+1} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_t, t = \text{janeiro} \quad (4-50)$$

$$GTR_t = VB_t^n, t = \text{dezembro} \quad (4-51)$$

$$EG_t \leq G_{\max} \times Durac_t \quad (4-52)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t = \frac{\varphi \times EG_t}{Hr} \quad (4-53)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t \leq CT_t \quad (4-54)$$

$$DSoP_t \geq \text{percSoP} \times CT_t \times Hr \times PTG_t \quad (4-55)$$

$$DSoP_t \geq \varphi \times EG_t \times PTG_t \quad (4-56)$$

$$CToP_t \leq ToP_t \quad (4-57)$$

$$0 \leq GToP_t \leq r_t \times CT_t \quad (4-58)$$

$$0 \leq \Delta G_t \leq r_t \times CT_t \quad (4-59)$$

$$0 \leq r_t \leq \frac{CToP_t}{ToP_t} \quad (4-60)$$

$$R = \pi_t \times (EG_t - EC_t) + EC_t \times PC_t - PGC_t \times Hr \times (ToP_t + \Delta G_t + GTR_t) - CV_t \times EG_t - DSoP_t \quad (4-61)$$

fim

¹ Estes cenários podem ser produzidos por modelos externos de geração de séries de preços spot.

Calcular o valor esperado dos benefícios obtidos em todos os cenários de

$$\text{preços: } \beta_t(VA_t^m, VA_t^n) = \sum_{k=1}^K p_k \times \beta_t^k(VA_t^m, VA_t^n)$$

fim

fim

Criar uma FBF completa para o estágio anterior através da interpolação dos valores obtidos $\{\beta_t(VA_t^m, VA_t^n), m = 1, \dots, M, n = 1, \dots, N\}$

fim

Comparando o procedimento PDE acima com a recursão PD determinística do capítulo anterior, observa-se que há agora quatro níveis de recursão, onde no quarto nível se percorrem os cenários de preços $\{\pi_t^1, \dots, \pi_t^K, \dots, \pi_t^K\}$, para um dado volume inicial VA_t^m (terceiro nível de recursão), para um dado volume inicial VB_t^n (segundo nível de recursão) e um dado estágio t (primeiro nível de recursão). O esforço computacional aumenta de maneira correspondente – o esquema PDE requer $M \times N \times K \times T$ soluções de problemas de um estágio – mas ainda é muito menor do que a resolução direta.

4.3 Preços spot com dependência serial

Os níveis de armazenamento de água nos reservatórios, que representam “energia afluyente armazenada”, apresentam uma correlação “serial” positiva, isto é, se o nível do estágio atual for maior do que a média, há uma tendência para que o nível do estágio seguinte seja também maior do que a média, e vice-versa. Esta dependência é consequência do fato de que situações hidrológicas extremas (secas ou chuvas severas), que são capazes de alterar rapidamente o nível dos reservatórios, ocorrem com pouca frequência. Por exemplo, se o nível dos reservatórios hoje está alto, é pouco provável que no mês seguinte ele esteja muito baixo e se hoje eles estão vazios dificilmente no próximo mês estarão cheios. Como os preços spot em sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro, são fortemente correlacionados com o nível dos reservatórios, então os preços apresentam esta mesma característica de dependência serial.

4.3.1 Representação da correlação serial por cadeias de Markov

A correlação serial pode ser representada por uma cadeia de Markov como visto a seguir, onde p_{kl} representa a probabilidade de transição do cenário de preço π_t^k no estágio t para o cenário π_{t+1}^l no estágio $t+1$:

$t \rightarrow$ $t-1 \downarrow$	π_t^1	...	π_t^k	...	π_t^L
π_{t-1}^1	p_{11}	...	p_{1k}	...	p_{1L}
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
π_{t-1}^k	p_{k1}	...	p_{kk}	...	p_{kL}
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
π_{t-1}^L	p_{L1}	...	p_{Lk}	...	p_{LL}

A existência de dependência serial implica que diferentes preços no mês anterior resultam em diferentes preços ao longo do mês atual, diferentes volumes de combustível armazenados ao final do mês e, finalmente, diferentes benefícios futuros. Isto significa que a decisão de ofertar energia depende agora de dois tipos de variáveis de estado: o armazenamento de combustível nos reservatórios fictícios no início do estágio e os preços observados no estágio anterior. O ajuste no algoritmo de PDE consiste em criar um novo nível de recursão, como mostrado a seguir:

Inicialize a FBF do último estágio como $\beta_{T+1}(VA_{T+1}, VB_{T+1}, \pi_T) = 0$

Para $t = T, T-1, \dots, 1$

Para cada nível de armazenamento em A: $VA_t = VA_t^1, \dots, VA_t^m, \dots, VA_t^M$

Para cada nível de armazenamento em B: $VB_t = VB_t^1, \dots, VB_t^n, \dots, VB_t^N$

Para cada cenário de preços da etapa anterior $\pi_{t-1} = \pi_{t-1}^1, \dots, \pi_{t-1}^k, \dots, \pi_{t-1}^K$

Para cada cenário de preços da etapa t condicionado ao preço da etapa anterior $\{\pi_t = \pi_t^1, \dots, \pi_t^l, \dots, \pi_t^L\}$

Resolver o problema de um estágio para o par de volumes iniciais (VA_t^m, VB_t^n) e cenário de preço condicionado π_t^l :

$$\beta_t^l(VA_t^m, VB_t^n, \pi_{t-1}^k) = \text{Max } R_{tl}(VA_t^m, VB_t^n, \pi_{t-1}^k) + \beta_{t+1}(VA_{t+1}, VB_{t+1}, \pi_t)$$

sujeito a:

$$VA_{t+1} = VA_t^m + ARM_t - GToP_t \quad (4-62)$$

$$ARM_t = ToP_t - CToP_t \quad (4-63)$$

$$VB_{t+1} = VB_t^n - GTR_t, t \neq \text{dezembro} \quad (4-64)$$

$$VB_{t+1} = ToPano - \sum_{j \in \Omega} ToP_j - GTR_t, t = \text{janeiro} \quad (4-65)$$

$$GTR_t = VB_t^n, t = \text{dezembro} \quad (4-66)$$

$$EG_t \leq G_{\max} \times Durac_t \quad (4-67)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t = \frac{\varphi \times EG_t}{Hr} \quad (4-68)$$

$$CToP_t + GToP_t + \Delta G_t \leq CT_t \quad (4-69)$$

$$DSoP_t \geq \text{percSoP} \times CT_t \times Hr \times PTG_t \quad (4-70)$$

$$DSoP_t \geq \varphi \times EG_t \times PTG_t \quad (4-71)$$

$$CToP_t \leq ToP_t \quad (4-72)$$

$$0 \leq GToP_t \leq r_t \times CT_t \quad (4-73)$$

$$0 \leq \Delta G_t \leq r_t \times CT_t \quad (4-74)$$

$$0 \leq r_t \leq \frac{CToP_t}{ToP_t} \quad (4-75)$$

$$R = \pi_t \times (EG_t - EC_t) + EC_t \times PC_t - PGC_t \times Hr \times (ToP_t + \Delta G_t + GTR_t) - CV_t \times EG_t - DSoP_t \quad (4-76)$$

fim

Calcular o valor esperado dos benefícios obtidos em todos os cenários

$$\text{de preços: } \beta_t(VA_t^m, VB_t^n, \pi_{t-1}^k) = \sum_{l=1}^L p_{kl} \times \beta_t^l(VA_t^m, VB_t^n, \pi_{t-1}^k)$$

fim

fim

fim

Criar uma FBF completa $\beta_t(VA_t, VB_t, \pi_{t-1})$ para o estágio anterior através da interpolação dos valores obtidos $\{\beta_t(VA_t^m, VB_t^n, \pi_{t-1}^k), m = 1, \dots, M; n = 1, \dots, N; k = 1, \dots, K\}$
 fim

4.3.2 Construção da cadeia de Markov a partir de séries sintéticas de preços

Como descrito anteriormente, de forma a representar a dependência serial nos preços spot, assume-se que o processo estocástico que forma os preços segue uma cadeia de Markov. Além disso, considera-se que a usina, da qual se deseja maximizar a renda obtendo-se sua operação ótima, não é capaz de influenciar os preços do mercado, ou seja, é *price-taker*.

No caso de sistemas hidrotérmicos centralizados, como o brasileiro, modelos estocásticos de despacho de mínimo custo são utilizados para se determinar a política operativa do sistema no médio e longo prazo. Tais modelos, como o SDDP² e o NEWAVE³, determinam, para cada etapa e cenário de afluições, qual a geração de cada usina do sistema. Como resultado dessa otimização do despacho, são fornecidos por tais modelos, os custos marginais de operação, que são a base do preço spot⁴. Assim, tais modelos são “geradores” *estruturais* de cenários de preço spot. Isto é, baseado numa dada configuração de oferta/demanda no sistema ao longo do tempo, em cenários de hidrologia e em outras características operativas, como transmissão etc, os modelos têm como subproduto cenários prováveis de preço spot ao longo do tempo.

Outra forma de se produzir cenários sintéticos de preços seria através de modelos de regressão, ditos *não estruturais*, onde, baseado em observações passadas do preço e de fatores que têm dependência com ele, são estimados modelos estatísticos, que são então utilizados para gerar, através de simulação de Monte Carlo, diversos cenários futuros.

² De propriedade da PSR Consultoria.

³ Modelo de despacho oficial utilizado pelo ONS.

⁴ Os preços spot são os custos marginais de operação após se aplicar um piso e teto.

Independentemente da forma como foram geradas, o que usualmente se conhece são séries sintéticas de preços spot para o horizonte de planejamento. Então, para se implementar o algoritmo de PDE é necessário primeiro “tratar” estes cenários de preços extraíndo deles a informação da cadeia de Markov formadora de seu processo estocástico. Se aplica um procedimento de clusterização dos cenários de preços, como ilustrado na

Figura 4-2, que fornece para cada etapa uma discretização dos mesmos em K valores ($\pi_t^1, \dots, \pi_t^k, \dots, \pi_t^K$), isto é, K clusters, assim como as probabilidades de transição entres essas discretizações (“estados”) na etapa atual para as discretizações (“estados”) da próxima etapa.

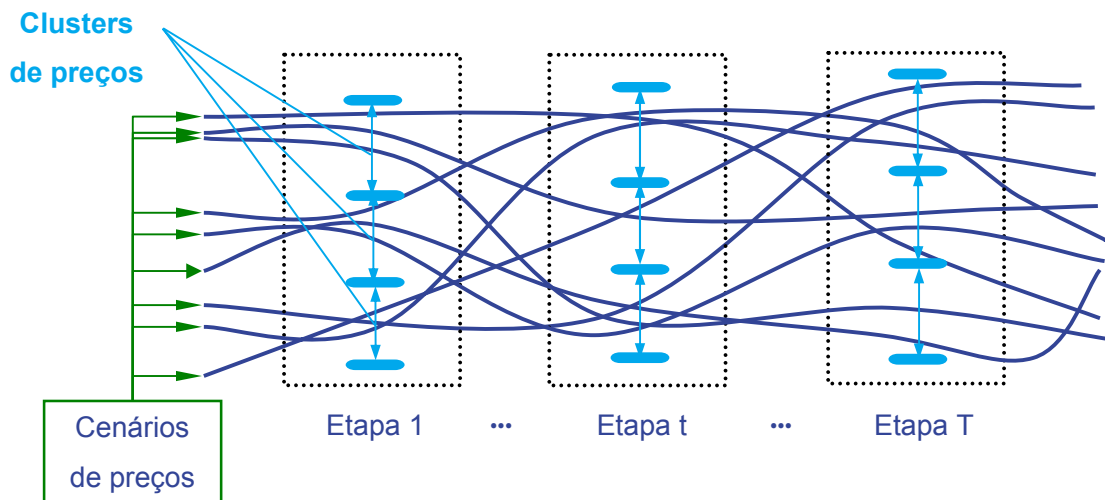


Figura 4-2 – Cenários sintéticos de preços spot e clusters

A partir do momento que já se sabe, para cada etapa a qual cluster pertence o cenário de preço s , o preço representante desse cluster k , π_t^k , será igual à média dos preços pertencentes a esse cluster. Além disso, as probabilidades de transição entre estados de preço de etapas consecutivas estimadas para formar a cadeia de Markov são obtidas por contagem como exemplificado na Figura 4-3.

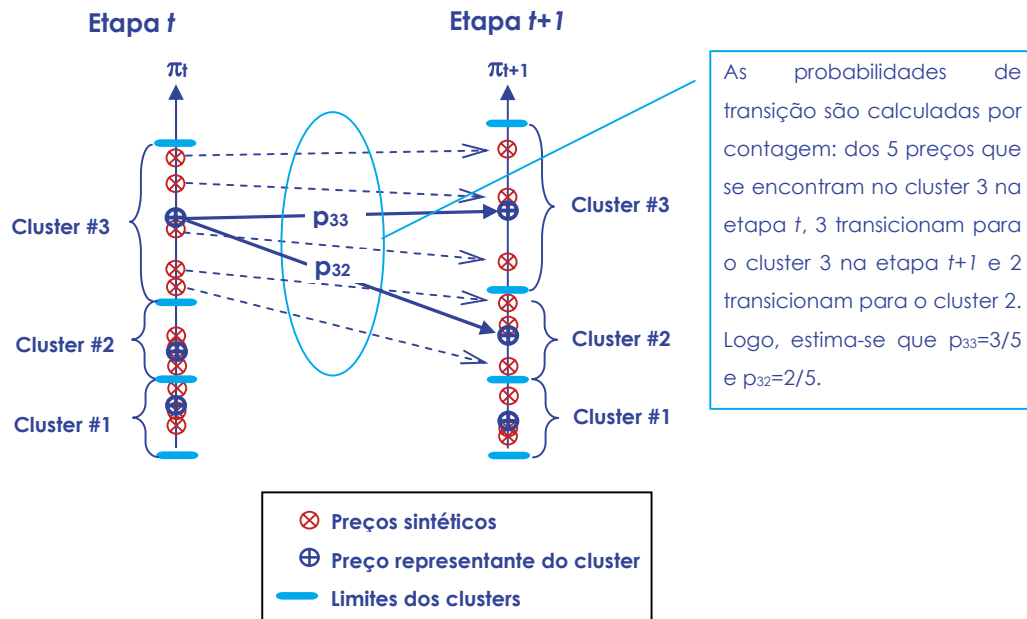


Figura 4-3 – Clusterização dos preços e cálculo das probabilidades de transição entre clusters

4.3.2.1 Método de clusterização

Dado que se conhece a que cluster cada série sintética de preço pertence, é trivial determinar o preço spot representante da discretização e as probabilidades de transição da cadeia de Markov (que entram na formulação do algoritmo de PDE formulado na seção 4.3.1). Vários métodos podem ser empregados na determinação desse agrupamento de preços em cada etapa. Um método convencional e simples é o de se definir para cada etapa (ou mesmo uma definição geral válida para todas as etapas) faixas de preço spot que delimitem os cenários em K clusters como ilustrado na Figura 4-3. Assim, com os limites de cada cluster conhecidos, a definição do agrupamento é direta: cada cenário pertence ao cluster cujos limites englobam seu preço.

Outros métodos, como o de *k-means* ou de se agrupar os preços tal que todos os clusters tenham aproximadamente o mesmo número de elementos (método de clusters equiprováveis), são utilizados na literatura como estratégias de clusterização e podem também ser empregados a este problema. Não será feito neste trabalho, no entanto, um

balanço das vantagens e desvantagens de cada método e nem uma análise dos resultados decorrentes da aplicação de cada um deles. Nos estudos de caso conduzidos no capítulo que segue utilizou-se o método convencional de clusterização.

5 RESULTADOS

5.1 Introdução

A seguir serão apresentados os resultados da aplicação da metodologia proposta para um caso de estudo realista no sistema brasileiro, assumindo-se duas configurações: i) preços spot determinísticos e ii) preços spot estocásticos.

Os modelos computacionais foram implementados utilizando a linguagem de programação Fortran e o *solver* de otimização OSL. Eles foram executados em um micro Pentium IV 2.0 GHz com 512Mb de memória RAM. O tempo de processamento médio na execução de cada otimização foi de aproximadamente 0,5 minuto para o caso determinístico e 20 minutos para o caso estocástico.

5.2 Descrição dos casos

A aplicação da metodologia desenvolvida será ilustrada através de um estudo de caso construído a partir de dados típicos do sistema brasileiro. Foi utilizada uma configuração de oferta x demanda oriunda do Programa Mensal de Operação (PMO) de março de 2004. Esta configuração foi simulada com o modelo de despacho hidrotérmico SDDP, de propriedade da PSR Consultoria. O cálculo da política de despacho econômico e simulação do sistema brasileiro no SDDP foram realizados para um conjunto de 80 cenários hidrológicos, produzidos sinteticamente por um modelo estocástico de vazões (regressão linear multivariada). Com isso, foi obtida uma amostra de 80 cenários de preços spot para o horizonte do estudo, de março de 2004 a dezembro de 2008 em etapas mensais.

A usina termelétrica considerada possui três unidades geradoras que operam em ciclo combinado (com eficiência de 7 MMBTU/MWh) totalizando 780 MW. Considerou-

se uma indisponibilidade média anual de 3%. Assumiu-se que a usina possui um contrato de venda de 730 MW médios a R\$130/MWh e um contrato de compra de 3,4 milhões de m³ de gás por dia. Os percentuais de ToP mensal, ToP anual e SoP deste contrato são aqueles do PPT (Programa Prioritário de Termoeletricidade), respectivamente 56%, 70% e 95%. Para este estudo de caso, assumiu-se que o preço da *commodity* é de R\$3,5/MMBTU e de seu transporte é de R\$4,5/MMBTU. O poder calorífico do gás adquirido é de 37.300 BTU/m³ e o mesmo, caso não seja consumido no ato do pagamento de seu ToP, pode ser armazenado por até 7 anos pelo produtor. Foi assumido um custo fixo da usina de R\$3/kWmês e um custo variável (O&M) de R\$4/MWh. Assumiu-se que a térmica, no início do estudo, não possuía combustível armazenado (sem estoque).

De modo a comparar a estratégia de operação flexível, otimizada pelo modelo, com a política operativa usual de se consumir mensalmente 70% do contrato de gás (declaração de inflexibilidade constante sem armazenamento algum de gás), essas duas estratégias operativas foram avaliadas em todos os casos. A operação com consumo contínuo de 70% do gás contratado não enxerga o benefício futuro (BF) do armazenamento do gás do ToP, uma vez que não considera custos de oportunidade. Nesta operação, todas as parcelas referentes ao gás são vistas como custos fixos. A operação flexível do modelo, por outro lado, considera esse possível BF e o incorpora na tomada da decisão operativa.

Dois casos foram construídos a partir desse caso geral: caso 1: caso determinístico (apenas 1 cenário de preço) e caso 2: estocástico (80 séries de preços). A análise do caso determinístico é interessante porque ilustra de forma mais clara o mecanismo de consumo/armazenamento de combustível, embora a vida real esteja descrita no caso estocástico, já que o problema de operação tem um caráter de decisão sob incerteza (o preço spot é desconhecido no futuro).

5.3 Caso 1 - Determinístico

A estratégia de operação que considera o BF do armazenamento do combustível é mais eficiente do que aquela onde se consome todo o ToP a cada etapa, uma vez que “tira” a usina de operação nos períodos pouco rentáveis (preços baixos) armazenando gás para uso futuro em um momento mais conveniente, como fica clara na comparação dos respectivos despachos na Figura 5-1 e na Figura 5-2.

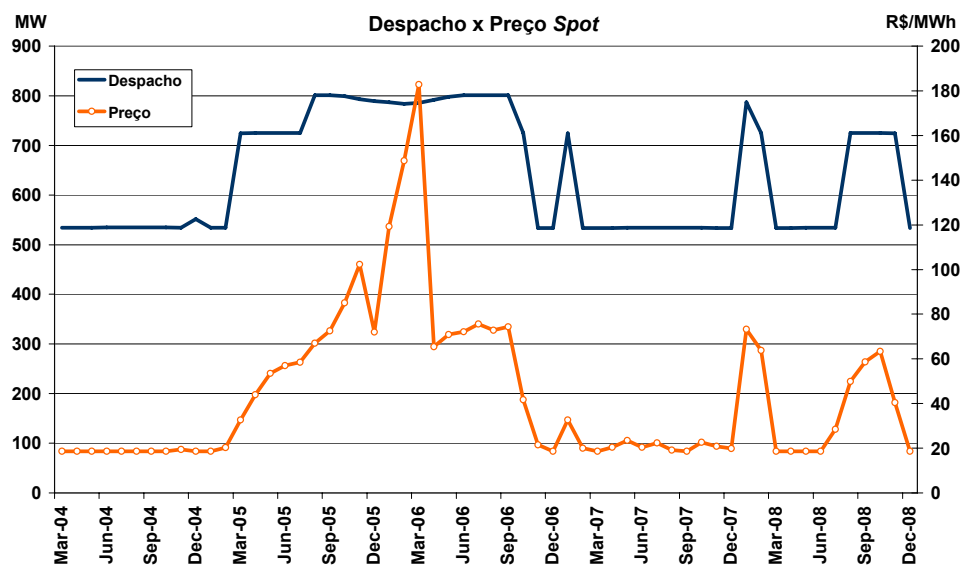


Figura 5-1 – Otimização sem BF

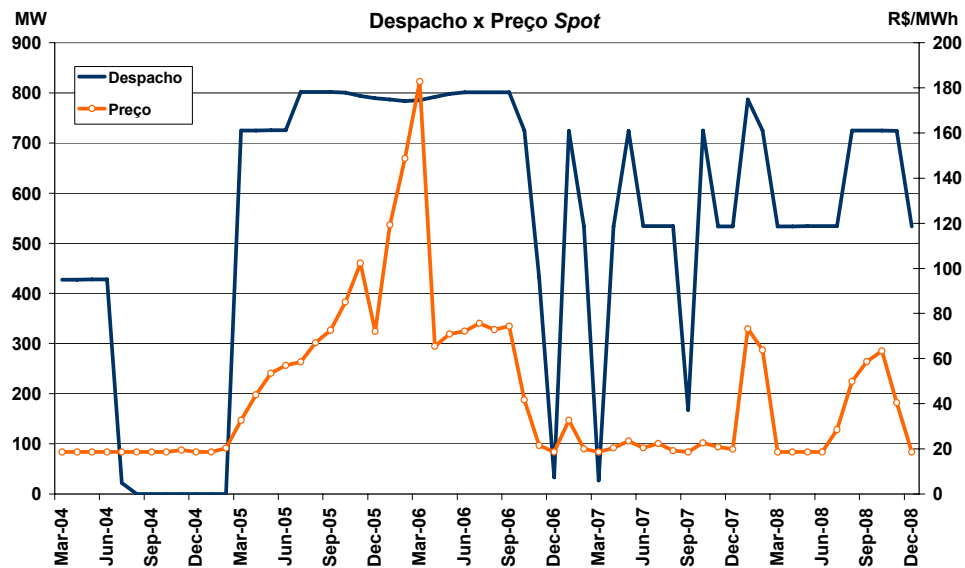


Figura 5-2 – Otimização com BF

Além disso, a Figura 5-3 e a Figura 5-4 mostram que, nos períodos de preços mais elevados onde a usina deseja gerar no máximo de sua capacidade, a política sem BF, que não apresenta qualquer armazenamento de gás, faz com que o gerador compre um montante adicional de gás (“extra” ToP) para consumo, aumentando assim as despesas com combustível. Consumo este que não se observa na política com BF, pois nos momentos de elevado patamar de preço, o gás adicional que a usina consome é simplesmente aquele que fora armazenado nos períodos de preços baixos.

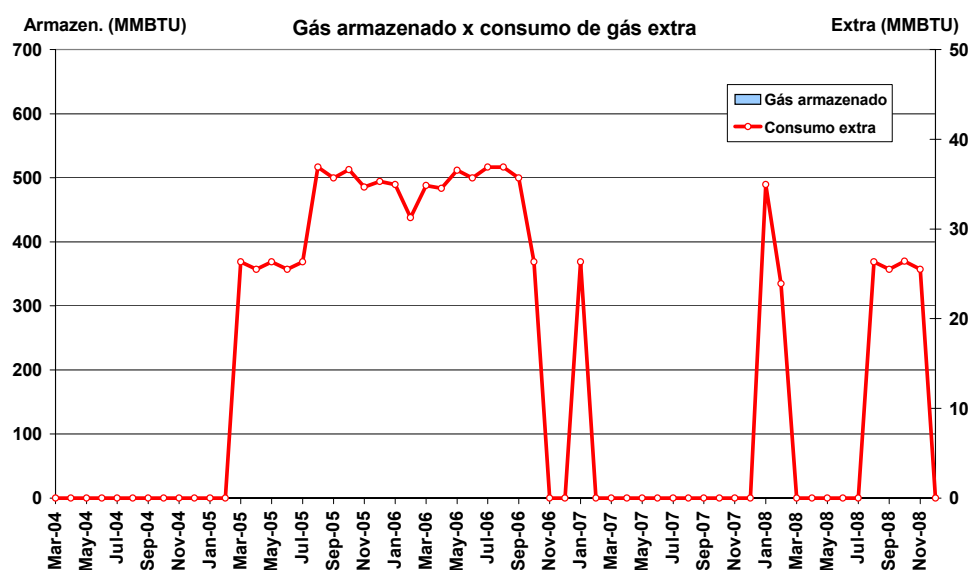


Figura 5-3 – Otimização sem BF

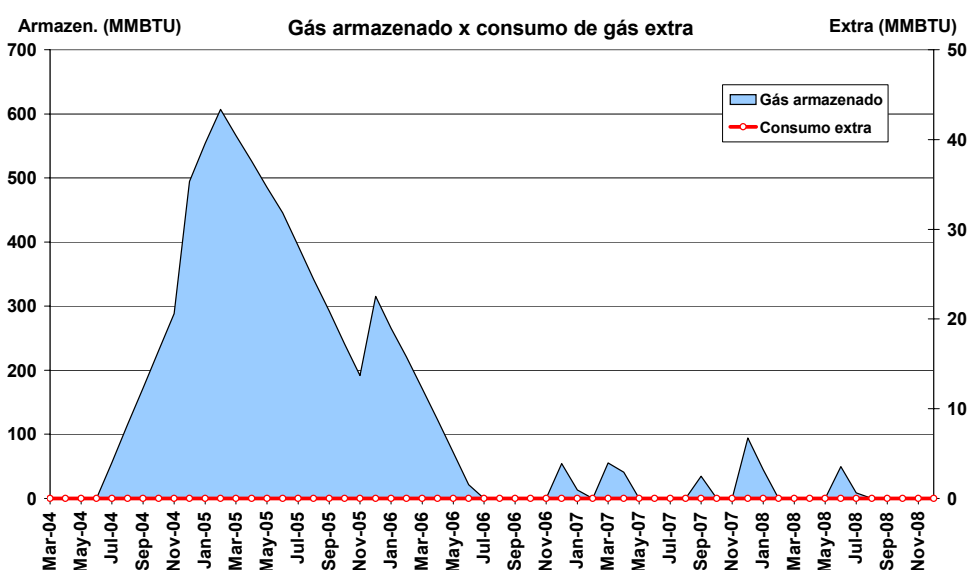


Figura 5-4 – Otimização com BF

A política com BF proporciona um aumento de aproximadamente 4% no valor presente do fluxo de caixa da usina (para MMR\$975) em comparação com aquela sem BF (MMR\$938). Obviamente, neste ou em outros casos, esse ganho pode variar dependendo do cenário de preço projetado, mas o que fica claro é que há a possibilidade

de ganho adicional importante com esta política operativa o qual pode ser avaliado através da metodologia desenvolvida.

5.4 Caso 2 - Estocástico

Como na vida real qualquer projeção isolada de preços *spot* ignora a incerteza nos mesmos, a qual deve ser considerada na tomada de decisão, o caso estocástico é aquele que melhor representa a realidade. Entretanto, a estocasticidade dos preços torna o problema mais complexo e dificulta a compreensão das decisões tomadas, pois cada decisão não depende apenas dos preços projetados em uma dada série (como ocorre nos casos determinísticos), mas sim de todas as possíveis evoluções futuras (considerando as probabilidades de ocorrência de cada uma delas em cada etapa). O ganho com o uso da função de BF observado agora é de aproximadamente 8%, ao elevar o valor esperado do valor presente do fluxo de caixa de MMR\$830 para MMR\$893.

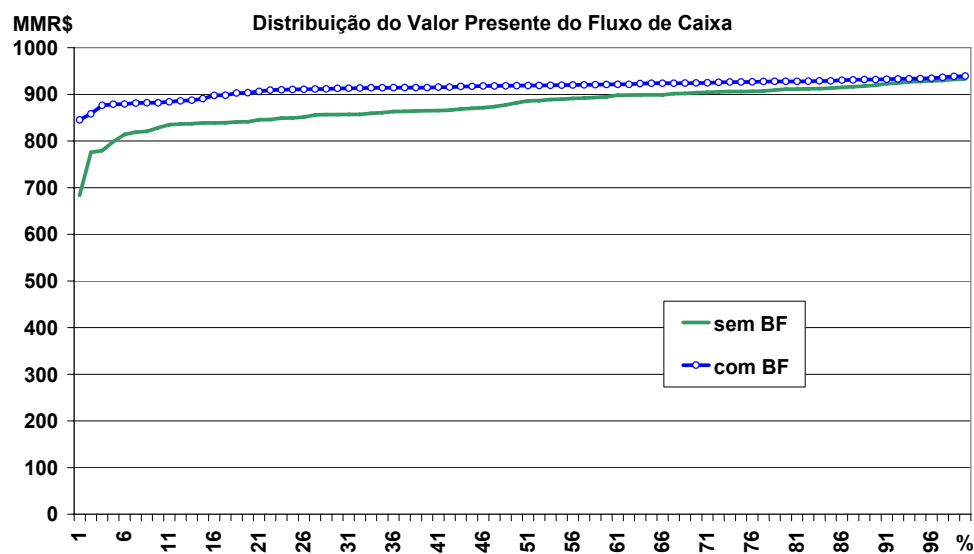


Figura 5-5 – Distribuição dos fluxos de caixa

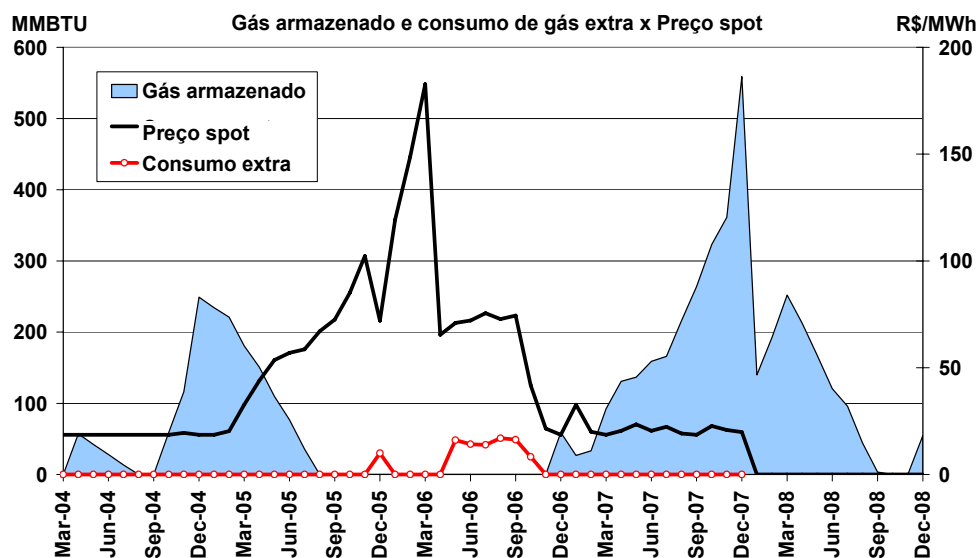


Figura 5-6 – Resultados para uma série (com BF)

A Figura 5-5 mostra a distribuição do valor presente do fluxo de caixa da usina para ambas as políticas. Percebe-se que a curva que representa a distribuição para a política com BF está sempre acima da curva para a política sem BF, enfatizando o ganho que essa estratégia proporciona, principalmente para os cenários de preços mais baixos, que são aqueles que resultam nos menores fluxos de caixa. Já para os valores mais altos de fluxo de caixa, decorrentes de séries com um patamar de preço elevado, essa diferença torna-se muito pequena, uma vez que, nestes casos, ambas as políticas resultam em despachos semelhantes já que a planta gera quase todo o tempo.

A Figura 5-6, por sua vez, ilustra as decisões, resultantes da política com BF, de armazenamento e consumo extra de gás para uma das 80 séries consideradas. Essa série de preços escolhida é igual àquela utilizada no caso 1. Apesar da série ser a mesma, percebe-se que os resultados no caso estocástico são bem diferentes daqueles obtidos no caso 1 determinístico, haja vista que anteriormente a política tomada era tal que resultasse na melhor estratégia operativa para aquele (e só aquele) cenário. Já no caso estocástico, diversas outras trajetórias de preços *spot* podem ocorrer e a decisão a ser tomada é aquela que seja a melhor em termos de valor esperado, já que não se sabe *a priori* qual dos 80 cenários irá ocorrer.

6 CONCLUSÃO

Com o crescimento da inserção do gás natural na geração de energia elétrica no Brasil, cujo contrato de suprimento impõe cláusulas de *take-or-pay*, obrigando pagamentos mínimos pelo gás, o problema de determinar a estratégia de operação ótima de usinas de termelétricas, definindo o gerenciamento mais eficiente do contrato de gás, se torna cada vez mais importante.

Como visto ao longo desta dissertação, as decisões de consumo/armazenamento de combustível num mês têm consequências na operação futura da usina, devendo então ser formulado como multi-estágio, de forma a capturar o benefício financeiro futuro que o armazenamento de gás pode trazer. Além disso, esse gerenciamento de gás se baseia no preço spot (de hoje e no futuro), já que o mais interessante para um gerador com contrato de venda de energia é acumular combustível do *take-or-pay* (que deve ser pago obrigatoriamente) dos períodos de preços baixos (comprando no spot para atender sua carga) para utilizá-lo nos períodos de preços altos. Enquanto o acoplamento temporal, por si só, aumenta substancialmente a complexidade do problema de operação, o preço spot é uma variável estocástica, para a qual não se sabe o valor a se realizar no futuro. O problema é então de decisão sob incerteza multi-estágio.

Problemas de decisão multi-estágio e estocásticos vêm sendo tradicionalmente resolvidos por programação dinâmica estocástica (PDE), como os problemas de despacho hidrotérmico de mínimo custo com poucos reservatórios. Da mesma forma, o problema de operação termelétrica com *take-or-pay*, cujo esquema de consumo/armazenamento de combustível é modelado aqui através de dois reservatórios (um para o gás armazenado proveniente do *take-or-pay* mensal e outro para a condição de complementação do *take-or-pay* anual), é neste trabalho formulado por PDE, onde todo o algoritmo de solução é descrito em detalhe.

O objetivo desta tese foi de apresentar uma metodologia de programação dinâmica estocástica (PDE) para a otimização da operação de um gerador termelétrico sob cláusulas de *take-or-pay*, levando em consideração múltiplos estágios e a incerteza nos preços spot. A estratégia ótima de operação e gerenciamento do contrato de combustível define então o despacho da usina térmica, considerando as especificações do contrato de gás e suas cláusulas de *take-or-pay*, as oportunidades de compra e venda de energia no mercado *spot*, as características operativas da usina e seus contratos de suprimento de energia.

A abordagem proposta foi ilustrada com um exemplo real no sistema brasileiro, onde foi observado que existe um ganho importante – que pode ser avaliado por meio dessa metodologia – associado à definição de uma estratégia de operação que gerencie de maneira ótima a utilização do combustível já comprado. A obtenção dessa estratégia ótima tem grande importância tanto para a operação real de usinas térmicas existentes, bem como para uma análise econômico-financeira de investimento em novos empreendimentos de geração térmica a gás natural, haja vista que a solução do problema fornece como resultados a distribuição de probabilidade da geração e da renda da usina em cada estágio do horizonte de planejamento. Pode-se assim avaliar a viabilidade financeira do investimento de geração, permitindo o financiamento do projeto.

De forma direta, não implicando nenhuma modificação no algoritmo, se representa diversas especificações técnicas reais que influenciam na operação da usina, como configuração variável no tempo (aumento e diminuição do número de unidades geradoras e potência ao longo do tempo, aumento da eficiência de conversão (de gás para energia) da usina por fechamento de ciclo (passando de ciclo simples para ciclo combinado), sorteio de falhas e de duração das mesmas, eficiência da geração e potência variável com a temperatura ambiente e como o número de horas de operação (desgaste dos equipamentos) etc.

Além das características da operação representadas neste trabalho, a formulação por PDE, ou por outras técnicas de programação dinâmica, permite estender o problema de

forma a considerar outros aspectos operativos interessantes como a consideração de manutenções e a determinação de um cronograma ótimo para elas.

7 REFERÊNCIAS

- [1] Bellman, R. (1957): Dynamic Programming. Princeton.
- [2] Bertsekas, D., Dynamic Programming and Stochastic Control, Academic Press, 1976
- [3] Benders J.F. (1962): Partitioning procedures for solving mixed-variables programming models. *Numerische Mathematik* 4, 238-252.
- [4] Birge, Louveaux, Introduction to stochastic programming, Springer, New York, 1997.
- [5] Kelman J., J. R. Stedinger, L. A. Cooper, E. Hsu, and S. Yuan, (1990): Sampling Stochastic Dynamic Programming Applied to Reservoir Operation. *Water Resources Research* 26(3): 447-454.
- [6] Conejo A. J. and Prieto F. J., “Mathematical Programming and Electricity Markets”, Sociedad de Estadística e Investigación Operativa TOP, Vol. 9, No. 1, pp.1-53, 2001.
- [7] Conejo A. J., Nogales F., Arroyo J. M., “Price Taker Bidding Strategy Under Price Uncertainty”, IEEE Trans. Power Syst, Vol. 17, No.4, 2002.
- [8] Competition in Electricity Markets, IEA, 2001.
- [9] Davis R.E., Stochastic dynamic programming for multi-reservoir hydro-optimization, Technical report 15, Syst.Contr., Palo Alto, Calif., 1972.
- [10] Flatabo, N., Haugstad A, Mo B., Fosso O. (1998). Short and Medium-term Generation Scheduling in the Norwegian Hydro System under a Competitive Power Market Structure, Proceedings of EPSOM Conference, Zurich.
- [11] Gjelsvik A., Belsnes M., Haugstad A. (1998). An algorithm for stochastic medium-term hydrothermal scheduling under spot price uncertainty. Proceedings of 13th Power Systems Computation Conference, Trondheim, Norway.
- [12] Granville, S., Oliveira, G. C., Thomé, L. M., Campodónico, N., Latorre, M., Pereira, M. V. and Barroso L. A., “Stochastic optimization of transmission

- constrained and large scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework”, Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003.
- [13] Kelman, J. – Modelos para Gerenciamento de Recursos Hídricos, vol.1, Capítulo 4, Coleção ABRH, 1987.
- [14] Pereira, M.; Campodónico, N.; Kelman, R. – Long term Hydro Scheduling based on Stochastic Models, EPSOM '98, Zurique, Setembro 1998.
- [15] Pereira, M.; Pinto, L. M.V.G. – Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning, Mathematical Programming, Vol. 52, 359-375, 1991.
- [16] Pritchard, G., Zakeri, G. (2003): Market offering strategies for hydroelectric generators. Operations Research 51, 602-612.
- [17] Scott, T.; Read, E.: Modelling Hydro Reservoir Operation in a Deregulated Electricity Market, International Transactions in Operational Research 3 (3-4):243-253, 1996.
- [18] Wallace, S.W., Fleten S.-E. (2003): Stochastic programming models in energy. In: Stochastic Programming: Handbooks in OR & MS, Vol.10 (A. Ruszcynski, A. Shapiro eds), Elsevier Science.
- [19] S. Granville, R. Kelman, L.A. Barroso, R. Chabar, M.V. Pereira, P. Lino, P. Xavier e I. Capanema, “Um Sistema Integrado para Gerenciamento de Riscos em Mercados de Energia Elétrica”, XVII SNPTEE, Uberlândia, 2003.
- [20] S. Granville, G.C. Oliveira, L.M. Thomé, N. Campodónico, M. Latorre, M.V. Pereira, e L.A. Barroso, “Stochastic optimization of transmission constrained and large scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework”, Proceedings of the IEEE General Meeting, Toronto, 2003 – Disponível em <http://www.psr-inc.com>.
- [21] S. Wallace, S. E. Fleten, “Stochastic programming models in energy”, Stochastic Programming in the series Handbooks in Operations Research and Management Science, Vol.10, pp. 637-677, 2003.
- [22] N. Flatabo, A. Haugstad, B. Mo, O. Fosso “Short and Medium-term Generation Scheduling in the Norwegian Hydro System under a Competitive Power Market” Proceedings of EPSOM Conference, 1998.
- [23] A. Gjelsvik, M. Belsnes, A. Haugstad “An algorithm for stochastic medium-term hydrothermal scheduling under spot price uncertainty” Proceedings of 13th Power Systems Computation Conference, 1999.

- [24] L.A.Barroso, B.Flach, R. Kelman, S.Binato, J.M.Bressane, M.Pereira “Integrated Gas-Electricity Adequacy Planning in Brazil: technical and economical aspects” Proceedings of the IEEE General Meeting, San Francisco, 2005.
- [25] M.V.F. Pereira and L.M.V.G. Pinto, “Operation Planning of Large-Scale Hydrothermal Systems”, Proceedings of the 8th PSCC, Helsinki, Finland, 1984.
- [26] Optimization of natural-gas pipeline systems via dynamic programming Wong, P.; Larson, R.; Automatic Control, IEEE Transactions on Volume 13, Issue 5, Oct 1968 Page(s):475 – 481.
- [27] Natural gas and electricity optimal power flow Seungwon An; Qing Li; Gedra, T.W.; Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES Volume 1, 7-12 Sept. 2003 Page(s):138 - 143 Vol.1.
- [28] Optimal seasonal scheduling of natural gas units in a hydro-thermal power system Skugge, G.; Bubenko, J.A.; Sjelvgren, D.; Power Systems, IEEE Transactions on Volume 9, Issue 2, May 1994 Page(s):848 – 854.
- [29] Coordinating fuel inventory and electric power generation under uncertainty Takriti, S.; Supatgiat, C.; Wu, L.S.-Y.; Power Systems, IEEE Transactions on Volume 16, Issue 4, Nov. 2001 Page(s):603 – 608.
- [30] D. Dentcheva and W. Römisch, “Optimal power generation under uncertainty via stochastic programming,” in Stochastic Programming Methods and Technical Applications, ser. Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems. Berlin: Springer-Verlag, 1998, vol. 458, pp. 22–56.
- [31] S. Takriti, B. Krasenbrink, and L. S.-Y. Wu, “Incorporating fuel constraints and electricity spot prices into the stochastic unit commitment problem,” Operations Research, to be published.
- [32] R. Egging, S. A. Gabriel, "Examining Market Power in the European Natural Gas Market", October 2004, Energy Policy, in press.
- [33] S. A. Gabriel, J. Zhuang, S. Kiet. "A Large-Scale Complementarity Model of the North American Natural Gas Market", Energy Economics.
- [34] S. A. Gabriel, S. Kiet, J. Zhuang. 2003. "A Competitive Equilibrium Model for the Natural Gas Market Based on a Mixed Complementarity Formulation", Operations Research.

- [35] Avery, William, Gerald Brown, John Rosenkranz, and Kevin Wood. (1992). Optimization of Purchase, Storage, and Transmission Contracts for Natural Gas Utilities. *Operations Research*, 40(3), 446—462.
- [36] Chin, Louis and Thomas Vollmann. (1992). Decision Support Models for Natural Gas Dispatch. *Transportation Journal*, 32(2), 38—45.
- [37] Levary, Reuven and Burton Dean. (1980). A Natural Gas Flow Model Under Uncertainty in Demand. *Operations Research*, 28(6), 1360—1374.
- [38] O'Neill, Richard, Mark Willard, Bert Wilkins, and Ralph Pike. (1979). A Mathematical Programming Model for Allocation of Natural Gas. *Operations Research*, 27(5), 857—872.
- [39] Ortiz, Alejandro. (2001). Optimización bajo Condiciones de Incertidumbre: Aplicación en la Compra de Gas Natural. M.Sc. thesis, Engineering School, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [40] Carter, R. G. 1998. "Pipeline optimization: dynamic programming after 30 years." In *Proceedings of the 30th PSIG Annual Meeting*. Denver. Available from the Pipeline Simulation Interest Group Web site: <http://www.psig.org/>.
- [41] Lall, H. S. and P. B. Percell. 1990. "A dynamic programming based gas pipeline optimizer." In *Analysis and Optimization of Systems*, edited by A. Bensoussan and J. L. Lions. *Lecture Notes in Control and Information Sciences* 144: 123—132. Berlin: Springer-Verlag.
- [42] Wong, P. J. and R. E. Larson. 1968. "Optimization of natural-gas pipeline systems via dynamic programming." *IEEE Trans. Automat. Control* 13(5): 475—481.