



SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GOP - 21
16 a 21 Outubro de 2005
Curitiba - Paraná

**GRUPO IX
GRUPO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP**

**OTIMIZAÇÃO DO GERENCIAMENTO DO CONTRATO DE COMBUSTÍVEL DE USINAS TÉRMICAS EM
SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**

Raphael Martins Chabar* Mario Veiga F. Pereira Sergio Granville Luiz Augusto Barroso

PSR Consultoria

RESUMO

O objetivo deste trabalho é apresentar uma ferramenta computacional que determine 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*, as características detalhadas da usina, tais como ciclos de manutenção, potência e taxa de conversão como função da temperatura ambiente etc. De forma integrada, o modelo determina ainda o cronograma ótimo de manutenção das unidades geradoras. 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 *driver* para a tomada de decisão é o preço de curto prazo, 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 empregada é a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Exemplos serão ilustrados com o sistema brasileiro.

PALAVRAS-CHAVE

Otimização estocástica, contrato de combustível, *take-or-pay*, otimização da manutenção, estratégia de operação.

INTRODUÇÃO

Como amplamente discutido na literatura [1,2], a volatilidade dos preços no mercado de curto prazo de energia (também conhecidos como preços *spot*) em sistemas de base térmica é em geral decorrente da flutuação da carga (que, por exemplo, depende de variações climáticas), de saídas forçadas dos equipamentos e flutuações dos preços de combustíveis. Conseqüentemente, esta volatilidade tende a ser alta no curto prazo (base diária ou semanal) e baixa no médio ou longo prazo (horizonte de vários meses a anos).

Em contraste, sistemas com predominância de geração hidrelétrica, como o brasileiro, apresentam uma volatilidade de curto prazo relativamente baixa, mas uma acentuada volatilidade de médio prazo. A razão é que as hidrelétricas podem facilmente modular o atendimento à ponta (transferir energia das horas fora da ponta para as horas de ponta), o que leva a uma equalização dos preços *spot*. Por outro lado, a volatilidade de médio prazo é alta porque geralmente os sistemas hidrelétricos são projetados para garantir o atendimento à carga sob circunstâncias hidrológicas adversas, que não ocorrem com freqüência. Como resultado, na maior parte do tempo, formam-se excedentes temporários de energia, o que implica um preço *spot* muito baixo. Por outro lado, se houver um período de seca, o preço *spot* pode subir abruptamente.

Neste contexto, é sabido 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,

*Rua Voluntários da Pátria, 45 - 1402 - CEP 22270-000 – Rio de Janeiro - RJ - BRASIL
Tel: (21) 2539-7990 - Fax: (21) 2539-1566 - e-mail: chabar@psr-inc.com

pois nos períodos (abundantes) de preços baixos, a usina pode comprar energia “barata” no mercado de curto prazo e atender seu contrato de energia a um custo inferior que seu custo de geração. Como se trata de volatilidade de médio prazo, esta operação flexível permite 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 a rentabilidade do projeto.

Entretanto, a operação flexível dos geradores térmicos, associada à pouca diversificação do mercado de combustíveis como o gás natural, varia com que a remuneração do produtor de gás fosse excessivamente variável. Como o produtor necessita de um fluxo de caixa estável para atender seus compromissos financeiros decorrentes dos investimentos fixos substanciais de perfuração, extração e transporte do gás natural, este impõe aos geradores térmicos um contrato de compra de combustível com cláusulas do tipo *take-or-pay* (ToP). Tais cláusulas constituem em um instrumento simplesmente financeiro, para reduzir a volatilidade da remuneração do produtor de gás e impõem ao gerador a “compra antecipada” de um volume mínimo de gás mensal e anual, seja o gás consumido ou não. 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 de *make-up*).

No Sistema Elétrico Brasileiro, os geradores térmicos efetuam junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS) suas declarações de custo variável de operação e de flexibilidade operativa (geração mínima). O ONS considera então estas declarações como informações para determinar a estratégia de despacho hidrotérmico do sistema. Assim, 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 essencial 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 do combustível devido ao ToP. Outro aspecto relevante consiste na definição do cronograma de manutenções da usina, uma vez que estas estão associadas a um custo direto. Pode ser vantajoso antecipar as paradas para manutenção para períodos de baixos preços *spot* e, com isso, evitar o risco de preço no mercado de curto prazo. Como a estratégia de despacho está diretamente ligada à realização de paradas para manutenção, estes fatores devem ser analisados conjuntamente.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma ferramenta computacional para estabelecer uma estratégia de operação de uma usina térmica considerando a otimização conjunta das manutenções e do gerenciamento do contrato de combustível, de forma a maximizar a rentabilidade total da empresa. O foco deste trabalho será uma usina a gás natural, mas a metodologia pode ser aplicada para qualquer outro combustível cujo contrato de fornecimento possua cláusulas de *make-up*.

ASPECTOS GERAIS: CONTRATOS DE GÁS, MANUTENÇÕES E DECISÃO SOB INCERTEZA

Os moldes do contrato de combustível

Um contrato típico de fornecimento de combustível estabelece um volume (máximo) de combustível (no caso do gás, em MMm³/dia) que pode ser requisitado junto ao produtor para consumo diário, além do preço por unidade da *commodity* (ex: R\$/MMBtu). Deste montante, o gerador fica obrigado pela cláusula de ToP a comprar (mas não necessariamente a consumir) mensalmente no mínimo X% do volume total mensal de gás do contrato. Se no fim do ano o consumo total de janeiro a dezembro foi inferior a Y% do volume total anual de gás do contrato, a usina compra essa diferença (cláusula de ToP anual). Por exemplo, os valores típicos de ToP mensal e anual para os contratos de fornecimento gás natural praticados no âmbito do Programa Prioritário de Termoelectricidade (PPT) são X=56% e Y=70%. O combustível pago, mas não consumido fica virtualmente armazenado por um período de N anos (no caso do PPT, N=7), contados a partir do mês de sua compra, ao longo do qual pode ser recuperado para consumo (condição de *make-up*), respeitando, obviamente, o montante máximo de combustível que pode ser requerido por dia. Observe que estes valores podem diferir dependendo do combustível. Por exemplo, o carvão mineral pode ter um período de armazenamento superior a 7 anos (maior facilidade de estocagem).

Além das cláusulas de ToP referente à *commodity*, há um ToP para o transporte do combustível, o *ship-or-pay* (SoP), que se refere ao uso do gasoduto (remuneração da infraestrutura de transporte), no caso do gás natural. No contrato é estipulado o preço a ser pago pelo transporte de cada unidade do gás (em R\$/MMBtu) e o gerador térmico fica obrigado a pagar mensalmente pelo transporte de no mínimo Z% do volume total mensal de gás do contrato. Normalmente, esse SoP é de 95%. Ao contrário do ToP da *commodity*, o pagamento de SoP não possui cláusula de *make-up*, ou seja, o valor pago pelo transporte se refere ao uso do gasoduto exclusivamente no mês do pagamento e não pode ser abatido em transportes futuros caso não seja utilizado naquele mês. Devido à ausência de *make-up* para a parcela de transporte, o SoP pode ser visto pelo gerador como um custo fixo.

Existe ainda uma cláusula referente ao pagamento de uma margem para a distribuidora local de gás, que possui a concessão do transporte do combustível na rede de distribuição local. Essa cláusula é idêntica ao SoP, só que o percentual típico é de 70% do volume total de gás contratado e o preço da unidade de gás transportada é inferior.

Custo de oportunidade do combustível

O gerador deve da melhor forma gerenciar o uso do gás contratado respeitando todas estas cláusulas impostas pelo produtor. Como já observado anteriormente, uma estratégia direta do gerador poderia ser simplesmente declarar ao ONS uma inflexibilidade operativa (geração mínima) de modo a consumir exatamente os 70% do contrato de gás, atendendo assim, sem armazenamento, os requisitos de ToP mensal e anual e da margem da distribuidora. No entanto, outras políticas operativas que levem em consideração de forma integrada todas as

características e custos inerentes a essa operação podem ser mais atraentes para o gerador. Nessas políticas, a usina deixaria de despachar um “mínimo” todo tempo e decidiria quando fazê-lo, gerenciando de forma mais eficiente o uso e armazenamento do gás. Entretanto, para determinar esta estratégia, ela precisa saber qual o custo de oportunidade desse gás (cuja compra é compulsória, mas não seu consumo) em sua operação. Esse custo de oportunidade revela se é mais rentável consumir o gás hoje ou armazenar para uso futuro.

Decisão sob incerteza

A decisão de despacho e, conseqüentemente, do uso do gás, depende da trajetória do preço *spot*. Preços baixos são pouco interessantes para a produção e o gerador prefere atender a seus contratos de fornecimento de energia comprando energia no *spot* e guardando o gás para uso futuro. Por outro lado, preços altos são atraentes e o gerador atende sua demanda com um custo menor que o preço *spot* e, caso sua produção seja maior que a energia contratada, ele ainda vende esse excedente no mercado, obtendo um ganho adicional. Como os preços futuros são desconhecidos, o problema torna-se de decisão sob incerteza. Essa incerteza nos preços é modelada com o uso de *cenários*, que representam possíveis realizações do preço e torna o problema de otimização multi-estágio e estocástico. Ao se considerar cenários de preços como dados de entrada do modelo, assume-se que a produção da usina não afeta os preços no mercado *spot*, ou seja, que o gerador é *price-taker* e não exerce poder de mercado. Tal premissa é bastante razoável quando a capacidade instalada da planta é significativamente inferior à do sistema como um todo, conforme observado para usinas térmicas individuais no sistema brasileiro.

Em um sistema hidroelétrico, os preços *spot* de um período estão bastante correlacionados com os do período seguinte, devido, principalmente, à correlação temporal existente entre as afluições do sistema. Isto significa que, dado um preço “baixo” observado em uma etapa, existe uma maior probabilidade das próximas observações de preços *spot* serem também baixas (ou “não altas”). Esta autocorrelação de preços *spot* pode ser modelada através de uma distribuição de probabilidades. Para cada possível preço *spot* em uma dada etapa, associa-se um conjunto de probabilidades condicionais que representam as possibilidades deste preço transicionar (evoluir) para os outros possíveis cenários de preços *spot* na etapa seguinte. Este processo estocástico pode ser modelado através de uma Cadeia de Markov, onde se constroem as matrizes de probabilidades de transição para os diversos estados de preços na etapa $t+1$ partindo-se de cada estado de preço na etapa t . Detalhes desta modelagem por Cadeia de Markov e de sua construção podem ser encontrados em [1,4,5,6].

Cronograma de manutenção

Outro aspecto importante na definição da estratégia de operação da usina consiste na definição de um cronograma de realização de paradas programadas para manutenção, já que cada ciclo de manutenção está associado a um custo direto. Como o nível de despacho de uma usina flexível é reduzido no sistema brasileiro, suas necessidades de manutenção são também inferiores. Além disso, é interessante programar as manutenções para os meses em que os preços *spot* estão baixos. Assim, a otimização conjunta das manutenções e do gerenciamento do contrato de combustível é essencial para se definir o despacho mais rentável para a empresa.

MODELO COMPUTACIONAL

Analogamente à modelagem dos reservatórios de usinas hidráulicas [3,4,5,6], o mecanismo de armazenamento virtual do combustível devido às cláusulas de ToP mensal e anual pode ser modelado por dois reservatórios. Um reservatório A onde fica armazenado todo gás não consumido proveniente do ToP mensal que ainda pode ser recuperado e um reservatório B onde fica a diferença entre os montantes totais anuais referentes ao ToP mensal e anual. O esquema de fornecimento/armazenamento de combustível é ilustrado na Figura 1 onde os percentuais exemplificados são de 56% para o ToP mensal e 70% para o ToP anual.

O aporte de $0.56 \times CT_t \text{ Hm}^3$ (onde CT_t é o volume de gás estabelecido no contrato para o mês t), correspondente à cláusula de ToP mensal da *commodity*, pode ser diretamente consumido ($CToP_t$) e/ou armazenado no reservatório A (ARM_t). Este aporte é cobrado ao preço do gás *commodity* na etapa t (PGC_t) definido no contrato. Entretanto, a recuperação de gás do reservatório A ($GToP_t$), já pago no momento de seu armazenamento, só é permitida caso a parcela de ToP mensal tenha sido integralmente consumida.

Por sua vez, a cláusula de complemento do ToP anual, onde se aporta a diferença entre 70% do contrato anual e a soma dos aportes de 56% mensais é representada da seguinte maneira: no primeiro mês (início do mês) de cada ano contratual há um aporte ao reservatório B da diferença total entre 70% e 56% (= 14%) do contrato anual. Não há pagamento por esse aporte inicial. A cada estágio t , o gerador pode transferir gás do reservatório B para o A. Esta transferência (GTR_t) é cobrada ao preço PGC_t e corresponde à compra de gás adicional ao ToP mensal.

No último mês (início do mês) de cada ano contratual, todo o montante de gás contido em B (se houver) é transferido para o reservatório A e é cobrado, também ao preço PGC_t . Com esta operação, o volume de gás neste reservatório é zerado, garantindo a condição de cobrança da complementação do ToP no ano.

Além disso, caso ambos os reservatórios A e B estejam vazios em uma dada etapa, todo o ToP mensal dessa etapa já fora consumido e a usina desejar produzir mais energia, então ela pode comprar gás adicional (ΔG_t), respeitando o limite máximo de consumo mensal de gás.

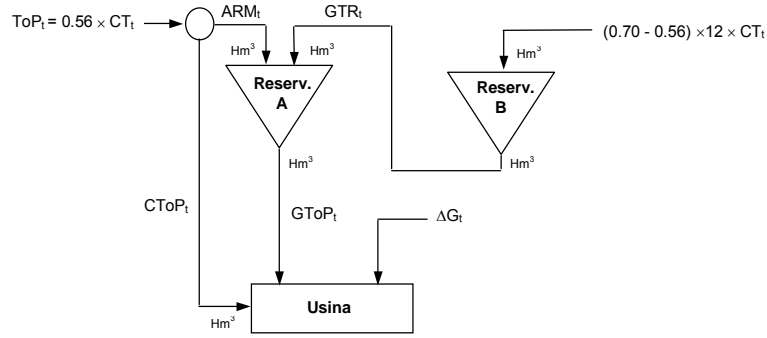


FIGURA 1 - Esquema de fornecimento/armazenamento de combustível

Como o combustível armazenado no reservatório A tem validade para ser recuperado, uma estrutura adicional registra, para todo gás em A, quando cada porção proveniente de ToPs passados foi armazenada. Quando cada porção atinge um número de anos armazenado em A superior ao máximo armazenamento permitido pelo contrato, essa porção é descartada ($GDesc_t$). Naturalmente, quando um volume de gás é recuperado do reservatório A, ele é abatido dessa estrutura adicional, descartando sempre do gás mais antigo para o mais recente.

Como o gerenciamento dos ToPs, o esquema de manutenção pode também ser modelado através de reservatórios. As manutenções são definidas por ciclos (que correspondem a um tipo de manutenção) e cada ciclo possui um custo direto. Quando uma unidade atinge o número de horas de operação de um ciclo, é obrigada a parar por um determinado número de dias para manutenção. A Tabela 1 ilustra um exemplo de ciclos de manutenção para as máquinas de uma usina. Se essa parada ocorre num período de preços altos, o lucro da usina é restringido uma vez que sua capacidade de geração fica reduzida. Neste caso, então, é interessante antecipar a realização de manutenções para períodos de preços baixos, mesmo que a unidade não tenha completado o número de horas de um ciclo. A antecipação de manutenções é permitida, mas nunca o adiamento.

TABELA 1- Exemplo das especificações de manutenções

Ciclo	Frequência	Duração média	Custo (MR\$)
Câmara de Combustão (<i>Combustor</i>)	a cada 8 mil horas	7 dias	3,5
Circuito de condução de calor (<i>Hot path</i>)	a cada 24 mil horas	14 dias	10
Grande manutenção (<i>Major</i>)	a cada 48 mil horas	21 dias	20

Em termos da modelagem deste mecanismo, cada unidade geradora da usina apresenta para cada ciclo um reservatório de horas restantes de operação até a próxima manutenção. Num caso com 3 ciclos e 3 unidades, 9 reservatórios são utilizados. São reservatórios de diferentes capacidades, as quais são iguais à frequência do ciclo que modelam. No início do estudo, esses reservatórios são preenchidos com o número de horas que cada unidade da usina se encontra até o próximo ciclo de manutenção. Conforme as unidades geram, a quantidade de horas rodadas é subtraído de todos os reservatórios (todos os ciclos) daquela unidade. Caso uma manutenção seja realizada em uma dada unidade, seja por decisão de antecipação ou pelo fato de o reservatório ter sido totalmente esvaziado e se deseja colocar a unidade novamente em operação, ela fica parada durante o tempo do serviço, a usina paga seu custo direto e esse reservatório é totalmente preenchido (até sua capacidade).

O procedimento de solução de problemas de otimização multi-estágio estocásticos envolvendo reservatórios é amplamente conhecido na literatura, sendo intensivamente aplicado em problemas de despacho hidrotérmico [3,4]. Devido ao comportamento exponencial da dimensionalidade desses problemas, o algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) é apropriado para a obtenção da solução num tempo computacional viável.

Em termos da programação dinâmica, o problema de uma dada etapa para um dado preço é formulado como [1]:

$$FBF_t^k(VA_t, VB_t, \{VH_t^{i,j}, i=1\dots Nunid, j=1\dots Nman\}, \pi_t^k) =$$

$$\text{Max } RI_t + \sum_{s=1}^S p_{t+1}(k,s) \times FBF_{t+1}^s(VA_{t+1}, VB_{t+1}, \{VH_{t+1}^{i,j}, i=1\dots Nunid, j=1\dots Nman\}, \pi_{t+1}^s)$$

Sujeito a:

- Restrições de balanço dos reservatórios fictícios (reserv. A, B e de horas para próximas manutenções), como:

$$VA_{t+1} = VA_t + ARM_t - GToP_t + GTR_t - GDesc_t$$

$$VB_{t+1} = VB_t - GTR_t$$

$$VH_{t+1}^{i,j} = VH_t^{i,j} \cdot (1 - X_t^{i,j}) + \overline{VH}_t^j \cdot (X_t^{i,j}) - \gamma EG_t^i; \text{ para toda unidade } i \text{ e toda manutenção } j$$

- Priorização do consumo de gás: 1º é consumido todo o $CToP_t$, depois $GToP_t$ e por último o ΔG_t .
- Contabilização da renda imediata na etapa t (RI_t), que inclui o resultado no *spot*, a receita com contratos de venda de energia, o pagamento pelo gás (ToPs, SoP e margem da distribuidora), custos fixos e variáveis de operação e despesas com manutenções.

- Transformação do gás em energia:

$$\frac{\sum_{i=1}^{\text{Nunid}} \phi_i^i E G_t^i}{H_c} = \text{CToP}_t + \text{GToP}_t + \Delta G_t$$

- Restrição no consumo máximo de gás.
- Limitação no número de realizações de manutenções de um mesmo tipo (ciclo) num mesmo mês.
- Limitação da geração devido a paradas para manutenções e ao sorteio de quebras nos equipamentos.
- Restrições do mecanismo do contrato de gás, como a transferência de todo o combustível do reservatório B para o A no fim de cada ano (cláusula do complemento do ToP anual) e o aporte de gás em B no início de cada ano.
- Variação da capacidade máxima de geração com a temperatura ambiente, degradação da potência e eficiência (conversão do gás em energia) das unidades geradoras com as horas de operação.
- Incidência de tarifas e impostos.

Onde:

- VA_t é o volume de gás no reservatório A, VB_t é o volume de gás no reservatório B e $VH_t^{i,j}$ é o “volume” de horas que a unidade i tem até a próxima manutenção do tipo j (Nunid é nº de unidades geradoras e Nman é o nº de ciclos de manutenção).
- π_t^s é o preço *spot* na etapa t e cenário s .
- $p_{t+1}(k,s)$ é a probabilidade de transição do preço do cenário k na etapa t (valor conhecido) para o preço do cenário s na etapa $t+1$ (probabilidade condicional de transição do preço).
- $X_t^{i,j}$ é a variável binária de decisão de realização da manutenção do tipo j na unidade i na etapa t .
- \overline{VH}^j é a capacidade do reservatório de horas para manutenção do tipo j (igual à frequência do ciclo).
- EG_t^i é a energia gerada em MWh pela unidade i na etapa t .
- γ é o inverso da potência; ϕ_i^i é o fator de conversão da unidade i de MMBtu para MWh; H_c é o poder calorífico do gás (em Btu/m³).

Esse problema de Programação Linear Inteira é resolvido para cada etapa (mês) e cenário de preço num processo iterativo até a convergência do algoritmo de PDDE (detalhes do algoritmo encontram-se em [1]). Nele se maximiza a renda imediata (RI) levando em consideração as prováveis remunerações futuras, caracterizadas pelas funções de benefício futuro (FBF), as quais traduzem os custos de oportunidade de armazenamento nos reservatórios (custo de oportunidade de armazenar o gás do ToP, de realizar manutenções etc). Desta forma, em cada etapa, e para cada estado (amostra) de preço, a solução ótima é aquela que maximiza a soma da renda imediata mais o valor esperado da renda futura. As FBF descrevem a renda total futura da etapa $t+1$ até o final do horizonte, vista da etapa t . Elas são construídas iterativamente pelo algoritmo para cada etapa $t-1$ ao se resolverem os problemas da etapa t , a partir das rendas imediatas ótimas em t e das variáveis duais do problema associadas às restrições de balanço dos reservatórios (A, B e de horas para manutenção).

APLICAÇÃO DO MODELO

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 [2,3]. O cálculo da política operativa e simulação do sistema foram realizados para um conjunto de 80 cenários hidrológicos, produzidos sinteticamente por um modelo estocástico de vazões. Com isso, foi obtida uma amostra de 80 cenários de preços *spot* para o horizonte do estudo, de março 2004 a dezembro 2008 em etapas mensais. Um maior detalhamento da operação dentro do mês é obtido com a consideração de três patamares de carga.

A térmica considerada possui três unidades geradoras que operam em ciclo combinado (com eficiência de ~ 7.000 MMBTU/MWh) totalizando 780 MW. Os dados de manutenção das máquinas são aqueles da Tabela 1. Considerou-se que a indisponibilidade média anual da usina é de 3%, sendo que 90% das falhas duram 24h e 10% delas duram 360h. Assumiu-se que a usina possui um contrato de venda de 725 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, SoP e margem da distribuidora deste contrato são aqueles do PPT, respectivamente 56%, 70%, 95% e 70%. Para este estudo de caso, assumiu-se que o preço da *commodity* é de R\$3,5/MMBTU, de seu transporte é de R\$4,5/MMBTU e a margem da distribuidora é de R\$0,5/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 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. Além disso, com respeito à realização de manutenções, a política sem BF (que não considera custos de oportunidade) não leva em conta os benefícios da antecipação das paradas programadas e, portanto, elas só ocorrem quando as unidades atingem o número de horas de operação de cada ciclo, podendo, inevitavelmente, coincidir com meses de preços altos.

Três casos foram construídos a partir desse caso geral: caso 1: caso determinístico (apenas 1 cenário hidrológico) sem considerar manutenções, caso 2: caso determinístico considerando manutenções, e o caso 3: estocástico com manutenção. Os casos determinísticos foram analisados porque ilustram de forma mais clara os mecanismos de armazenamento de combustível e antecipação de manutenções, embora a vida real esteja descrita no caso completo (estocástico com manutenção).

1.1 Caso 1 - Determinístico sem manutenção

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 nas Figuras 2(a) e 2(b). Além disso, as Figuras 3(a) e 3(b) 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. A política com BF proporciona um aumento de aproximadamente 2% no valor presente do fluxo de caixa da usina (de MMR\$938) em comparação com aquela sem BF (MMR\$956). Obviamente, neste ou em outros casos, esse ganho pode variar dependendo do cenário de preço projetado, mas há a possibilidade de ganho adicional não desprezível com esta nova política operativa, e que pode ser mensurado com a ferramenta desenvolvida.

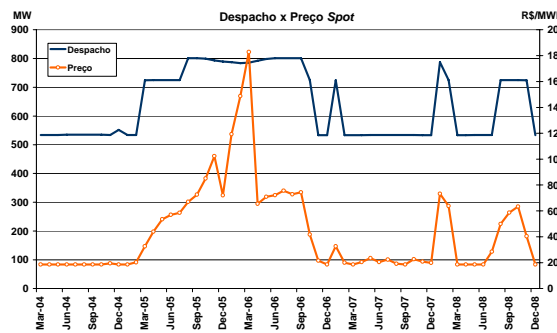


FIGURA 2 (a) – otimização sem BF

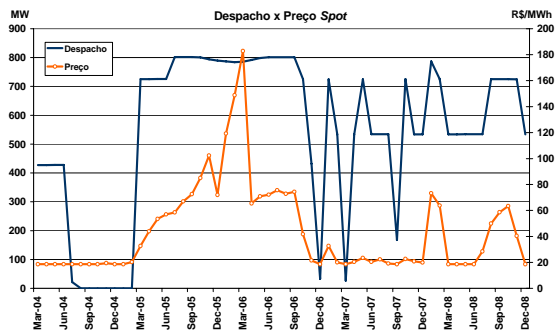


FIGURA 2 (b) – otimização com BF

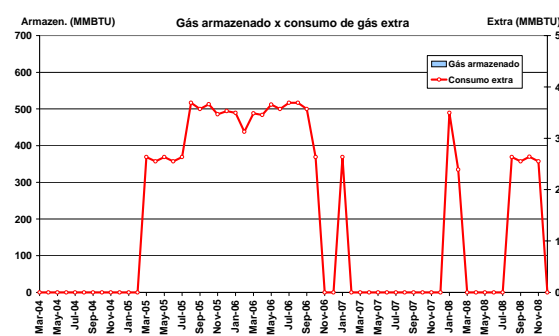


FIGURA 3 (a) – otimização sem BF

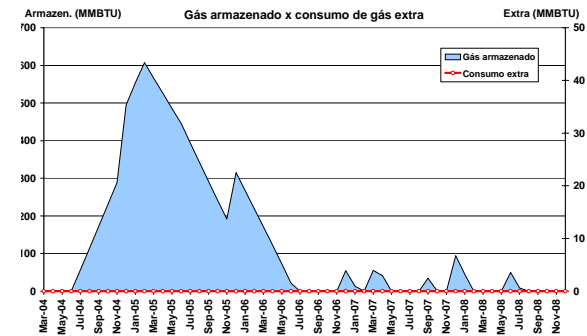


FIGURA 3 (b) – otimização com BF

1.2 Caso 2 - Determinístico com manutenção

Agora, apenas para ilustrar uma outra situação, um cenário de preços *spot* diferente daquele do caso 1 foi utilizado. Considerou-se também, de forma integrada ao gerenciamento do contrato de combustível, a otimização da realização de manutenções. As Figuras 4(a) e 4(b), 5(a) e 5(b), são equivalentes às analisadas no caso 1 acima, mas agora para uma nova projeção de preços. As conclusões anteriores são, portanto, também válidas aqui. No caso 2 observa-se que, mesmo com BF, ocorre a compra de gás extra ToP. No entanto, essa compra é bastante inferior àquela da política sem BF e ocorre porque realmente há a necessidade (no período de set. a dez. de 2006) de gás adicional. Isto é, uma política operativa com BF que resulte num mesmo resultado financeiro, mas que não apresente consumo de gás extra entre set. e dez. de 2006 seria tal que apenas antecipasse esse consumo extra (como um “cobertor curto”). Além disso, se inevitavelmente haverá consumo extra, é melhor que ele ocorra o mais tarde possível, numa estratégia de “esperar para ver”.

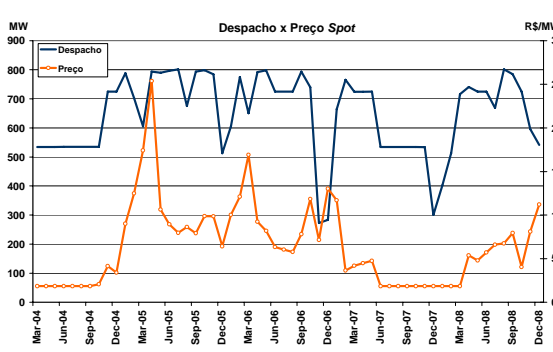


FIGURA 4 (a) – otimização sem BF

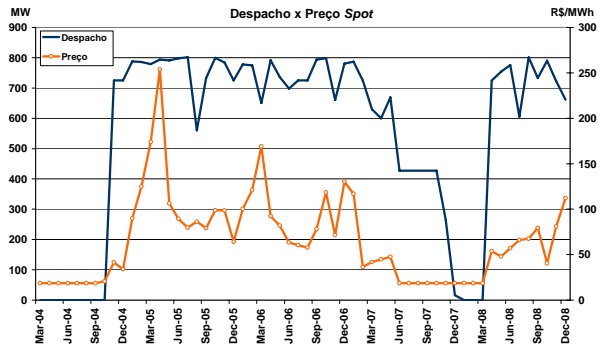


FIGURA 4 (b) – otimização com BF

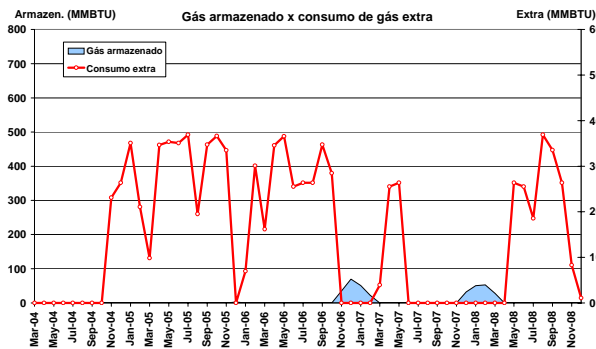


FIGURA 5 (a) – otimização sem BF

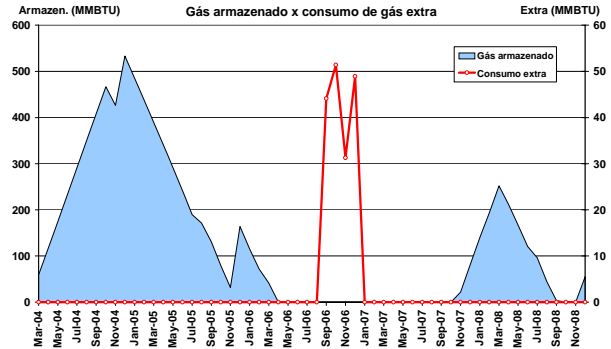


FIGURA 5 (b) – otimização com BF

Quanto às manutenções, a sinalização do futuro através da função de BF realoca a realização destas, antecipando-as para os períodos úmidos enquanto a política sem BF realiza-as sempre no limite do ciclo, seja qual for o preço *spot* neste momento, como se observa comparando as operações nas Figuras 6(a) e 6(b). Além disso, a operação que considera o BF proporciona um menor despacho das unidades geradoras (só há despacho quando o preço é atraente), o que fica evidente ao se observar que a primeira manutenção realizada ocorre mais cedo no caso sem BF. Esse desgaste menor das unidades prolongando o tempo até a manutenção torna a política com BF ainda mais eficiente que a política convencional. A função de BF, neste caso, proporciona um aumento de aproximadamente 7% no fluxo de caixa da usina, que passa de MMR\$ 845 (caso convencional) para MMR\$ 906 (caso com BF).

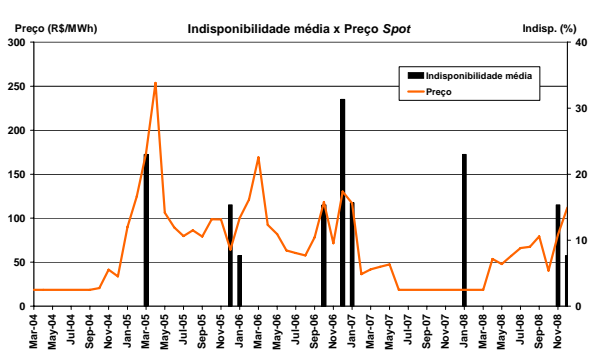


FIGURA 6 (a) – otimização sem BF

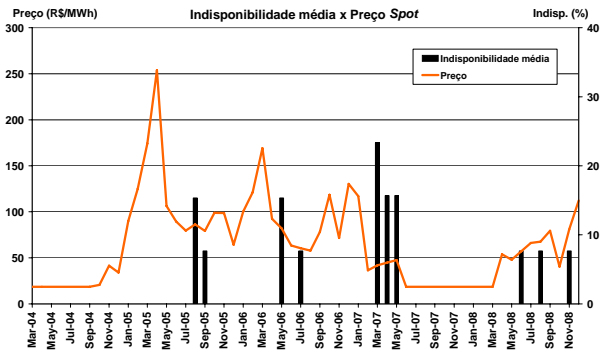


FIGURA 6 (b) – otimização com BF

1.3 Caso 3 - Estocástico com manutenção

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

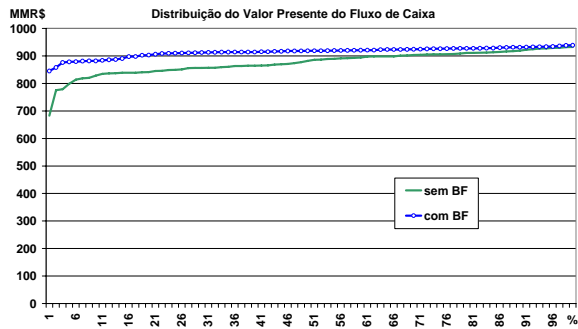


FIGURA 8 – distribuição dos fluxos de caixa

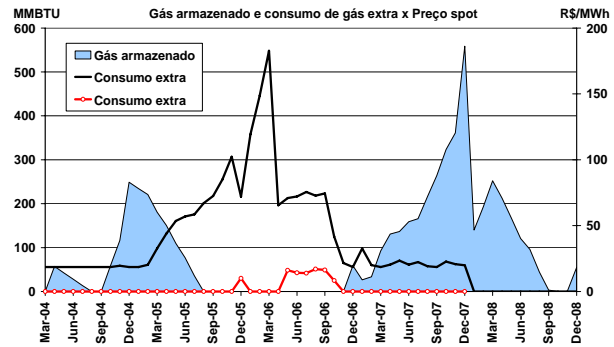


FIGURA 9 – resultados para uma série (com BF)

A Figura 8 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 9, 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. Em todos os casos anteriormente simulados, a estratégia ótima foi obtida através de uma declaração de inflexibilidade, que é a variável pela qual, na prática, a usina materializa a estratégia definida pelo modelo. Esta declaração é subproduto da ferramenta, sendo fornecida.

CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um modelo computacional que determina 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*, as características operativas detalhadas da usina etc. De forma integrada, o modelo determina ainda o cronograma ótimo de manutenção das unidades geradoras. Como as decisões de uma etapa têm impacto nas etapas seguintes e é função da tendência futura do preço de curto prazo, há um acoplamento temporal entre as decisões tomadas e o problema tem um caráter de decisão sob incerteza multi-estágio. Foi mostrado que existe um ganho não desprezível associado à definição de uma estratégia de operação e manutenção (ao invés de um plano fixo), onde esta estratégia busca gerenciar de maneira ótima a utilização do combustível já comprado e otimizar a realização de manutenções. Essa estratégia operativa é “traduzida” para o “mundo real” através da declaração de inflexibilidade pelo agente.

BIBLIOGRAFIA

- (1) R. M. Chabar, Tese de Mestrado, “Otimização da operação e manutenção de usinas termelétricas sob incerteza em sistemas hidrotérmicos”, Puc-Rio, 2005.
- (2) 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 SNTPEE, Uberlândia, 2003.
- (3) 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>.
- (4) 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.
- (5) 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.
- (6) 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.