



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

GOP 20
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

INCLUSÃO DOS CONTRATOS DE FORNECIMENTO DE GÁS NATURAL NA MODELAGEM DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO A MÉDIO PRAZO – METODOLOGIA, IMPACTOS E RESULTADOS

Leonardo de Almeida Matos Moraes^{1,2*} Claudia Sagastizábal^{1,2} Maria Elvira Piñeiro Maceira^{1,3}

¹ **CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA – CEPTEL**

² **INSTITUTO NACIONAL DE MATEMÁTICA PURA E APLICADA – IMPA**

³ **UNIVERSIDADE DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - UERJ**

RESUMO

No Brasil, o despacho das usinas termelétricas não ocorre de maneira constante durante o ano, devido principalmente ao parque hidráulico aqui existente, composto por diversas bacias com distintas características hidrológicas, e à interligação física dos diversos subsistemas. Desta maneira, sem medidas preventivas ocorre um fluxo de caixa irregular para os produtores de gás natural – GN.

De modo a se ter uma maior previsibilidade e regularidade nestes fluxos, os contratos de fornecimento deste combustível normalmente são firmados sob cláusulas *take-or-pay* (ToP). Através destes contratos os geradores se obrigam a realizar aportes financeiros mínimos mensais aos produtores de GN, ainda que a utilização efetiva mensal do mesmo leve a quantias menores do que as pagas.

A consideração destas características nos modelos de despacho hidrotérmico permite uma melhor aplicação do recurso de GN na busca de um menor custo esperado de operação do sistema, posto que a flexibilidade na decisão de compra e utilização do GN pode evitar que ocorram vertimentos turbináveis, mesmo em períodos de hidrologia favorável.

A metodologia apresentada neste trabalho considera as características dos contratos com cláusulas ToP no planejamento da operação de médio prazo e se diferencia de modelos atualmente encontrados na literatura pelo fato de visar a um menor custo esperado de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) como um todo, já que trata os contratos do ponto de vista do operador. Este trabalho apresenta ainda o processo de inclusão dos contratos de GN no modelo de planejamento da operação energético de médio prazo NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, abrangendo sua formulação matemática, impactos e resultados obtidos através de estudos de casos reais do Sistema Interligado Nacional.

PALAVRAS-CHAVE

Planejamento da Operação a Médio Prazo, Geração Termelétrica, Fornecimento de Gás, Contratos *Take-or-Pay*.

1.0 - INTRODUÇÃO

A fim de contextualizar o problema considerado neste trabalho, é apresentada a seguir uma cronologia sucinta do uso de GN pelas usinas termelétricas no Brasil.

Em 1996 foi desenvolvido o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB). Este projeto fazia parte do processo de implementação de um reordenamento institucional no setor, tendo em vista o seu desenvolvimento futuro. Este projeto tinha como metas assegurar o suprimento seguro e confiável de energia elétrica, através de uma otimização dos processos operacionais e uma maior eficiência econômica em todos os seus segmentos, de forma a se estimular os investimentos e reduzir os riscos para os investidores.

Para que houvesse concorrência eficaz no ambiente regulamentado, se fazia necessária uma regulamentação econômica do setor, levando a uma diversificação da matriz elétrica nacional. Neste cenário, a geração de energia elétrica através de usinas termelétricas ocorreria de maneira competitiva, estimulando investimentos.

Desta forma, foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), visando à implantação de usinas termelétricas a GN. O PPT foi instituído considerando-se um cenário futuro com aumento da participação das fontes térmicas, de 5 para 20% até o ano de 2010. Novamente, para que existissem condições de competição entre geração termelétrica e hidrelétrica no Brasil, se fazia necessária a redução dos custos das usinas térmicas, redução esta intimamente ligada a um amadurecimento do mercado de gás no país.

O PPT buscava, então, estimular um aumento de demanda por gás no mercado brasileiro, promovendo o seu desenvolvimento e amadurecimento. De maneira a se estimular investimentos neste mercado, se fazia necessário promover garantias aos investidores. Assim, o programa assegurava suprimento de GN pelo prazo de vinte anos, um teto máximo para o preço do suprimento do recurso e acesso a eventuais programas de apoio financeiro no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

Em 2002 foi criado o PROINFA, com o intuito de promover a diversificação da matriz energética brasileira. Parte dos recursos aplicados nesse programa é provida pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), um encargo setorial composto por quotas pagas por todos os agentes que comercializam energia com consumidor final. No que tange à termelétricidade a GN, havia embasamento legal de que uma parcela dos recursos da CDE teria destinação para a cobertura dos custos das instalações de transporte de GN a serem implantados para os estados onde, até o final de 2002, não existisse o fornecimento de GN canalizado.

Atualmente, as usinas termelétricas a GN são responsáveis por, aproximadamente, 45% do parque térmico brasileiro instalado, o que corresponde a 10,6% da capacidade total. Porém, na maior parte dos cenários, isto não significa que 10,6% da energia gerada no país seja gerada por fontes termelétricas a GN. Em 2006, o valor médio de energia termelétrica gerada no Brasil por esta fonte foi de 4,0% [1]. A Figura 1 apresenta a evolução do consumo de GN no Brasil, desde 1970 até o ano de 2004, mostrando que o país acompanha a tendência mundial de um uso cada vez maior desta fonte energética.

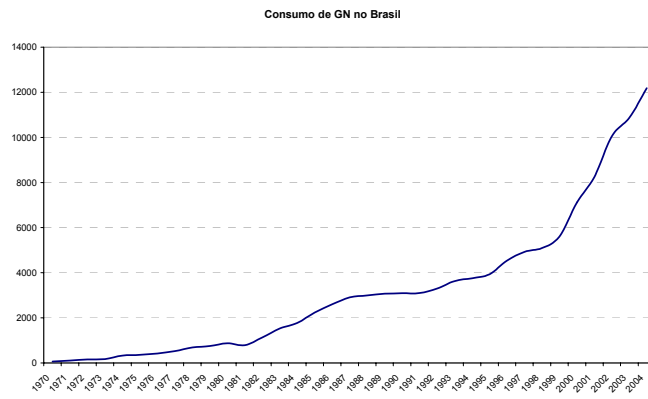


FIGURA 1 – Consumo de Gás Natural no Brasil – Fonte: MME

A importância da consideração detalhada das usinas termelétricas a GN se torna mais evidente ao se observar o fato de haver 6.266 MW de termelétricas a este combustível outorgados. Embora não haja perspectiva de todos estes projetos serem executados no curto prazo, é uma parcela potencialmente significativa, que o modelo de planejamento da operação de médio prazo deve considerar.

O objetivo deste trabalho é apresentar o processo de inclusão dos contratos de GN no modelo de planejamento energético de médio prazo, NEWAVE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica [2], abrangendo sua formulação matemática, impactos e resultados obtidos através de estudo de caso real do SIN.

Este trabalho está organizado em 7 seções. A seção 2 descreve as principais características dos contratos de fornecimento de GN às usinas termelétricas. A seção 3 apresenta a maneira como é considerado este problema em modelos existentes. A seção 4 apresenta resultados obtidos, enquanto são encontradas conclusões na seção 5. Na seção 6 estão presentes as referências bibliográficas.

2.0 - CONTRATOS DE GÁS

Devido à sua grande extensão e localização geográfica, o Brasil possui diversas bacias hidrográficas com comportamentos distintos para as afluências hidrológicas. Unida a esta característica está a estrutura do SIN, que

permite a utilização dos recursos hídricos de diferentes regiões no suprimento da demanda de todo o seu território, transformando o sistema em um grande parque gerador, predominantemente hidrelétrico e com uma grande capacidade de regularização. Desta forma, o despacho das usinas termelétricas no decorrer do ano é variável e sazonal, sendo altamente influenciado pelas vazões afluentes às diversas bacias hidrográficas. Associada a este despacho irregular está a baixa diversificação do mercado de GN no Brasil, o que leva a um fluxo de caixa inconstante aos produtores de gás. Por estes motivos, os contratos de fornecimento de GN possuem, usualmente, cláusulas de *take or pay* – ToP [3].

Os contratos com cláusulas ToP garantem aos fornecedores de GN um fluxo de caixa mensal mínimo. Os compradores de GN, neste caso, os geradores de energia, são obrigados a efetuarem uma compra mensal mínima de gás, percentual da energia contratada para todo o período do contrato mesmo que a quantidade comprada não seja solicitada fisicamente ao fornecedor em sua totalidade em um determinado mês. Esta obrigatoriedade se chama cláusula ToP mensal. Analogamente, uma compra mínima de gás é garantida a cada ano através de uma cláusula ToP anual. Valores típicos para um contrato de fornecimento de GN praticados no Brasil são de 56 e 70% das energias mensal e anual contratadas, para as cláusulas mensal e anual de ToP, respectivamente. Caso o gerador não opte pela utilização de toda a quantidade de GN comprada no mês no qual efetuou o pagamento, a parcela excedente, paga, porém não utilizada, fica disponível pelo fornecedor ao gerador por um prazo típico de 7 anos, desde que os limites máximos de fornecimento diário/mensal sejam respeitados.

Além das cláusulas de ToP existem cláusulas semelhantes para o transporte do combustível, chamadas de *ship or pay* (SoP), que se referem ao uso do gasoduto (remuneração da infra-estrutura de transporte), no caso do GN. Este custo pode ser considerado como um custo mínimo fixo para o gerador. No modelo proposto, será considerado apenas o custo de ToP, já que o custo fixo de SoP é facilmente incorporado aos custos de geração.

3.0 - MODELAGEM DO PROBLEMA

Durante a descrição da modelagem matemática as variáveis de decisão do problema de despacho hidrotérmico para um determinado período são representadas por letras minúsculas, enquanto os valores conhecidos no início da resolução deste mesmo problema são escritos com letras maiúsculas.

3.1 Modelo Atual

O modelo computacional atualmente utilizado pelo ONS para a otimização da operação eletroenergética a médio prazo do SIN, com respaldo legal pela legislação vigente, é o NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL [2]. O programa NEWAVE, em sua versão atual, não diferencia as usinas termelétricas por tipo de combustível. Desta forma, não há modelagens distintas para as usinas térmicas a GN, não sendo possível se representar, por exemplo, os contratos de fornecimento a GN com cláusulas ToP.

Para todas as usinas termelétricas são declarados valores mensais de inflexibilidade, os quais se traduzem em valores mínimos de geração em alguns meses do horizonte de planejamento, expressos mediante restrições da seguinte forma:

$$gt_w^t \geq \underline{gt}_w^t, \quad (3.1)$$

onde gt_w^t é a geração térmica da usina w no período t , e \underline{gt}_w^t é a inflexibilidade informada.

Como esta geração térmica inflexível é alocada à curva de carga prioritariamente à geração da fonte hídrica [4], sendo abatida esta parcela da demanda a ser atendida, esta modelagem leva, em alguns períodos, a vertimentos turbináveis. Isto ocorre pois, mesmo em situações de grande quantidade de energia estocada nos reservatórios e de aflúncias hidrológicas favoráveis, parte do mercado de energia é atendida por usinas termelétricas devido à alocação prioritária desta geração. Em contraste, caso se tivesse à disposição a flexibilidade das cláusulas ToP, seria possível se utilizar os recursos térmicos de melhor maneira, como, por exemplo, em períodos de baixa estocagem de energia e/ou de aflúncias hidrológicas desfavoráveis.

3.2 Modelagem Através de Modelo Auxiliar

São encontrados, na literatura, alguns modelos que pretendem explorar a flexibilidade oferecida pelas cláusulas ToP dos contratos de fornecimento de gás. Como exemplo, em [5] utiliza-se um modelo auxiliar que realiza a otimização do ponto de vista da usina, segundo o esquema ilustrado na Figura 2.

Este procedimento utiliza um modelo de planejamento da operação a médio-prazo, de maneira a se obter cenários de custos marginais de operação (preços *spot* de venda de energia, CMO) para o SIN. Nesta etapa, a usina em questão não é considerada na configuração. De posse destes cenários, um programa auxiliar é utilizado para calcular a declaração ótima de inflexibilidade da usina de maneira que se satisfaça as cláusulas de ToP, manutenções, e se otimize o lucro médio esperado para a usina em questão. Este procedimento considera que a usina em questão nunca será o recurso marginal despachado nos cenários (ou, por aproximação, na maior parte destes).

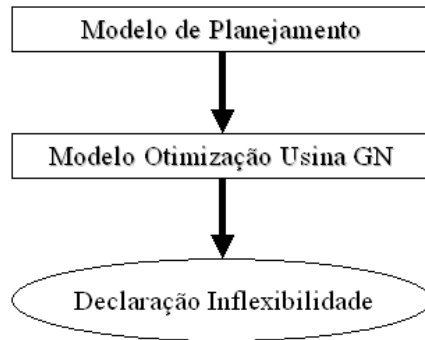


FIGURA 2 – Esquema do modelo auxiliar de otimização considerando cláusulas de ToP

Neste esquema, há a necessidade de se ter um modelo gerador de preços de venda de energia (por exemplo, através do NEWAVE). Além disto, sua característica principal é a de visar a um máximo retorno esperado ao proprietário de uma determinada usina termelétrica, e não buscar o menor custo esperado de operação do sistema. Adicionalmente, a política de operação utilizada (função de custo futuro) e os próprios cenários de CMO foram produzidos sem considerar a usina em estudo. Todavia, o montante de energia disponibilizado para geração por esta usina, bem como o custo de operação e os níveis de inflexibilidade da mesma poderiam afetar significativamente a política de operação resultante e, por conseqüência, os preços de venda de energia.

3.3 Modelo Proposto

Como já foi mencionado, o modelo proposto visa a considerar as cláusulas de ToP dos contratos de fornecimento de GN diretamente no modelo de planejamento da operação de médio prazo, de maneira a se aproveitar a flexibilidade na compra/decisão de uso do gás na busca por um menor custo esperado de operação do sistema, e não apenas de um operador individual.

Desta forma, são substituídas as restrições (3.1) de geração térmica mínima para as usinas termelétricas a GN por restrições que satisfazem o contrato entre gerador e fornecedor do recurso. Assim, o programa decide sobre as quantidades de GN a se comprar e usar mensalmente.

3.3.1 Modelagem Matemática

O controle das variáveis, GN comprado e efetivamente usado na geração de energia, se dá, na modelagem proposta, através de “reservatórios” térmicos, em analogia aos reservatórios equivalentes de energia hidráulica, já utilizados no NEWAVE. Diferentemente do caso hidráulico, porém, são utilizados 2 “reservatórios” térmicos para se modelar o contrato com cláusulas ToP para cada usina termelétrica a GN. A função destes reservatórios é levar a informação, período a período, sobre a quantidade de gás disponível para a usina e a quantidade de gás contratada inicialmente, porém ainda não comprada por parte do gerador de energia. Desta forma, pode-se garantir que as compras mínimas mensal e anual de gás sejam satisfeitas. Os seguintes reservatórios utilizados na modelagem são:

- reservatório ETD: GN comprado porém ainda não utilizado (energia disponível para a usina); e
- reservatório ETC: GN contratado inicialmente e ainda não comprado.

A evolução do nível de cada um destes reservatórios no tempo (períodos/meses) se dá através do balanço dos níveis dos reservatórios de acordo com a quantidade de gás (energia) comprado e efetivamente utilizado na geração, criando a necessidade de se ter estas 2 novas variáveis para cada usina térmica a GN com contratos com cláusulas ToP.

O relacionamento entre as usinas e os reservatórios pode ser visto através do diagrama apresentado na Figura 3.

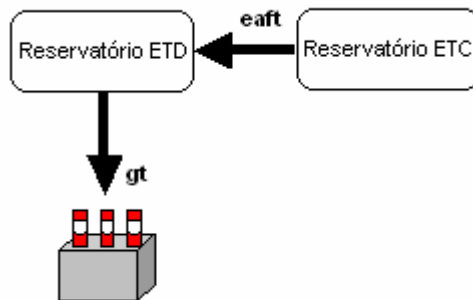


FIGURA 3 – Relacionamento entre reservatórios térmicos e usina térmica

A partir da observação do diagrama esquemático de relacionamento entre os reservatórios térmicos e a usina térmica, se pode escrever a equação de controle dos níveis finais dos reservatórios. Chamando de gt_w^t a quantidade de energia gerada pela usina térmica w no período t , e $eaft_w^t$ a quantidade de energia comprada por esta mesma usina no mesmo período (onde $eaft$ é sigla de *energia afluyente térmica*, em analogia à energia afluyente aos reservatórios hidráulicos), se ETD^{t-1} é o nível inicial do reservatório de Energia Térmica Disponível, então seu nível final, etd^t , é:

$$etd^t = ETD^{t-1} + eaft_w^t - gt_w^t. \quad (3.2)$$

Da mesma maneira, se ETC^{t-1} é o nível inicial do reservatório de Energia Térmica Comprada no período t , então, após uma compra de energia mensal de $eaft_w^t$, seu nível final, etc^t , é:

$$etc^t = ETC^{t-1} - eaft_w^t. \quad (3.3)$$

É fácil notar que o ToP mensal pode ser representado facilmente através de um valor mínimo de compra de energia, ou seja, através de uma transferência mensal mínima de energia do reservatório ETC para o reservatório ETD, como representado pela restrição:

$$eaft_w^t \geq \left(\frac{\gamma_{mês}}{100} \right) EC_{mês}, \quad (3.4)$$

onde $\gamma_{mês}$ representa a porcentagem mínima de compra mensal de energia e $EC_{mês}$ a energia contratada mensalmente – energia contratada anual rateada pelos meses no qual o contrato é válido no ano em questão. Conforme descrito na seção 2, este coeficiente normalmente vale $\gamma_{mês} = 56$.

A representação do ToP anual, no entanto, não é encontrada de forma tão direta. Para entender a sua modelagem, se faz necessário explicar melhor o gerenciamento do reservatório ETC. Como há um controle mensal sobre a compra de energia contratada, neste trabalho divide-se a energia total contratada pelos anos de duração do contrato, de modo a se encontrar a energia contratada por ano. Caso o primeiro (último) ano de contrato não se inicie (termine) no primeiro (último) mês do ano, a energia contratada para este ano é equivalente ao número de meses nos quais a usina possui um contrato de fornecimento de gás ativo.

Dada a energia contratada para um determinado ano, representada por EC_{ano} , o modelo automaticamente faz o nível inicial do reservatório ETC igual a EC_{ano} no primeiro mês de contrato válido do ano – t_0 . Desta forma, caso o contrato termine no período τ deste ano, o reservatório deve sofrer um deplecionamento mínimo de $\gamma_{ano}\%$ até o período τ , onde γ_{ano} é a parcela de ToP anual, usualmente de valor $\gamma_{ano} = 70$. Assim, para o período τ deve-se ter a seguinte restrição de nível máximo do reservatório ETC:

$$etc^\tau \leq \left(1 - \frac{\gamma_{ano}}{100} \right) EC_{ano}, \quad (3.5)$$

o que garante o deplecionamento mínimo citado anteriormente.

Porém, como o modelo NEWAVE utiliza a técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica – PDDE [6] – para o cálculo da política ótima de operação, há uma decomposição do problema multiestágios em uma seqüência de problemas de um estágio. Com esta desagregação temporal, deve-se garantir, a cada período, que a operação do mesmo não cause inviabilidades na operação dos períodos seguintes. Assim, para um período t , intermediário no ano, $t_0 \leq t \leq \tau$, deve-se garantir que se possa nos $(\tau - t)$ períodos restantes deplecionar suficientemente o nível do reservatório ETC de modo que a equação (3.5) seja válida para $t = \tau$. Como tem-se um limite de fornecimento mensal de GN, $eaft^{máx}$, dado pelo fornecedor do recurso, a restrição utilizada para o nível máximo do reservatório ETC em um período t com contrato deve levar em consideração esta restrição, tornando-se:

$$etc^t \leq \left(1 - \frac{\gamma_{ano}}{100} \right) EC_{ano} + (\tau - t) eaft^{máx}. \quad (3.6)$$

Porém, mesmo que se tenha um alto limite de fornecimento de GN devido à infra-estrutura de transporte, deve-se considerar também a geração térmica máxima da usina nos períodos restantes do ano. Este fator é importante pois a usina pode ter seu limite máximo significativamente alterado em alguns períodos do horizonte de planejamento, devido a, por exemplo, manutenções programadas em seus equipamentos. Neste caso, o limite de geração térmica pode ser mais restritivo que o de fornecimento do recurso. Assim, a restrição de nível máximo para o reservatório ETC, no fim de cada período, é:

$$etc^t \leq \left(1 - \frac{\gamma_{ano}}{100} \right) EC_{ano} + \sum_{i=t+1}^{\tau} \min(gt_i^{máx}, eaft^{máx}), \quad (3.7)$$

onde $gt_i^{máx}$ representa a geração térmica máxima da usina no período i .

É válido notar que, para $t = \tau$, as equações (3.5) e (3.7) são idênticas, já que o somatório da equação (3.7) não existe neste período. Esta relação é esperada, já que a equação (3.7) vale para todo período t tal que $t_0 \leq t \leq \tau$.

4.0 - RESULTADOS

Conforme comentado anteriormente, o modelo proposto foi incorporado ao programa NEWAVE. O conjunto de dados referente ao Planejamento Mensal da Operação (PMO) do mês de março de 2007 foi utilizado como base para os testes deste trabalho.

No caso base, foi incluída uma usina termelétrica, no subsistema Nordeste, com as seguintes características: geração térmica máxima de 1.000 Mwmês, e geração térmica mínima de 700 Mwmês, ambas invariáveis durante todo o período de planejamento. Assim, foram gerados 2 casos a serem comparados: aquele onde a compra mínima de GN está representada de forma tradicional, como um valor de inflexibilidade mensal, e um outro, onde a compra mínima é representada através de restrições que descrevem as cláusulas ToP, com os valores representados na Tabela1:

Tabela 1 – Dados do contrato ToP para a usina com contrato ToP

Característica	Valor
Energia Contratada	58.000 Mwmês
$\gamma_{\text{mês}}$	56%
γ_{ano}	70%

*representa o montante total contratado durante o horizonte de planejamento, equivalente, neste exemplo, à capacidade máxima da usina multiplicada pelo número de meses do horizonte.

Para a representação através da nova formulação, ao fim de cada ano garante-se uma compra de 70% da energia originalmente contratada por esta usina para este ano, o que equivale, em custo, à geração térmica mínima da mesma usina no caso com inflexibilidade mensal declarada. Além disto, o custo de geração da usina foi escolhido de tal forma que a mesma não despachasse compulsoriamente o seu valor original de geração térmica mínima em todas as séries e períodos, porém respeitando a compra mínima anual de gás. O valor utilizado foi o de 300R\$/Mwmês, tanto para o custo de operação no caso com inflexibilidade declarada como o custo de compra do GN no caso que representa os contratos ToP.

A seguir, são apresentados os resultados para uma simulação determinística deste caso teste. Esta simulação considera apenas um cenário de afluência hidrológica e tem a função de apresentar, mais claramente, a estratégia de compra e geração de energia por parte da usina ToP. Com apenas um cenário, o modelo possui certeza absoluta acerca das afluências futuras e pode evitar gerações mínimas “desnecessárias”, nos períodos nos quais o custo de geração da usina é superior ao custo marginal de operação do sistema, tendo em vista períodos de custos marginais maiores. Por se tratar de uma única classe térmica, os impactos no custo total de operação são pequenos, como apresentado na Tabela 2, porém pode-se observar a diferença na operação da mesma. Adiante, a Figura 4 apresenta a geração da usina nas duas situações, com inflexibilidade declarada (sem ToP) e com a consideração das cláusulas do contrato de fornecimento (com ToP).

Tabela 2 – Custos totais de operação nos 2 casos

Caso	Custo (10^6 \$)
Sem ToP	49.487,55
Com ToP	48.291,06

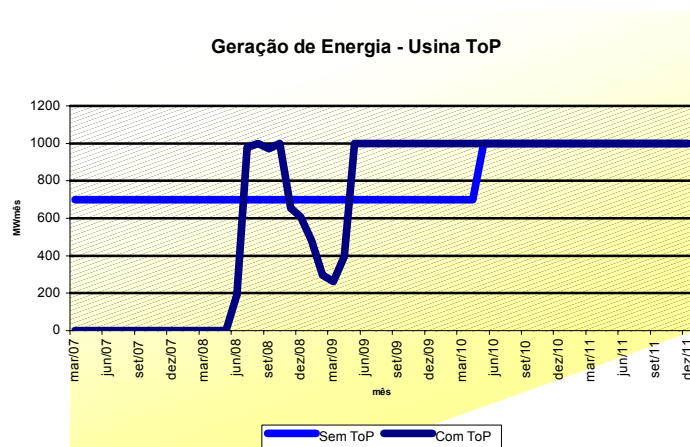
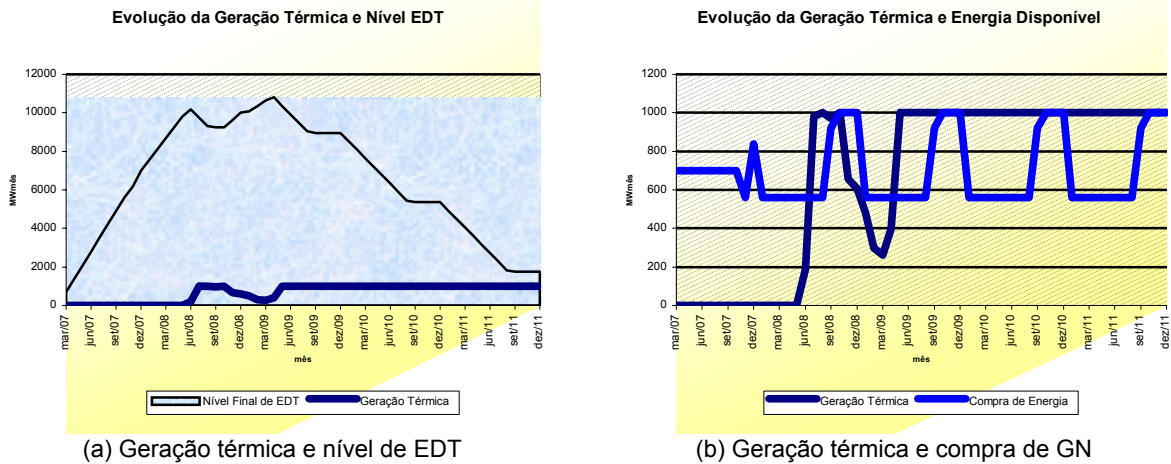


Figura 4 – Geração térmica da classe ToP nas 2 situações

Como pode-se notar, quando consideradas as cláusulas ToP, a usina termelétrica, em alguns períodos do horizonte de planejamento, não gera 700 Mwmês, limite este imposto à mesma usina quando não consideradas

as cláusulas do contrato de fornecimento do GN. Assim, o menor custo total de operação se deve, especialmente, à escolha, por parte do modelo, da compra do GN e da geração de energia em melhores momentos dentro de cada ano do período de planejamento.

Como pode ser visto na Figura 5, a restrição imposta pela cláusula de ToP mensal é atendida para todos os meses do horizonte de planejamento. Do início do período de planejamento até o mês de maio de 2008, ocorre a compra de GN sem que o modelo decida pela geração da usina, o que eleva significativamente o nível de EDT. A partir deste mês a usina termelétrica passa a ser despachada pelo modelo diminuindo o nível de EDT ao longo do horizonte de estudo.

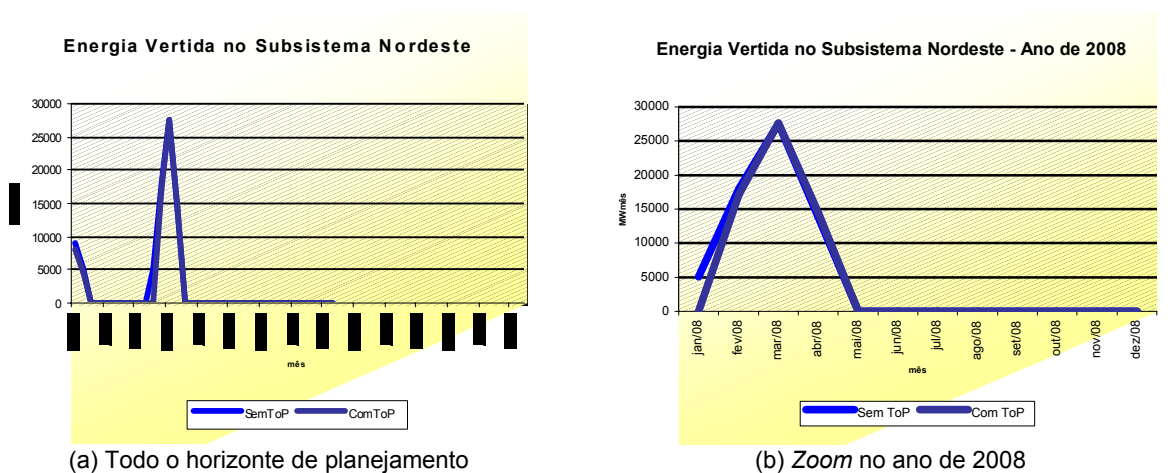


(a) Geração térmica e nível de EDT (b) Geração térmica e compra de GN
Figura 5 – Evolução da geração térmica, compra de GN e nível de EDT ao longo do horizonte de planejamento

Ainda é possível se observar na Figura 5b o comportamento da compra de energia por parte da usina termelétrica. No primeiro ano de planejamento, há a compra de uma grande quantidade de GN, mesmo sem a necessidade de utilização do mesmo, devido às restrições impostas pelas cláusulas ToP. Assim, seria necessária a compra de uma menor quantidade deste recurso ao longo do resto do período de planejamento, fato este ressaltado pela compra do valor mínimo mensal de GN – 560 MWh/mês – ao longo do início de cada ano. Porém, no período final de cada ano, o modelo eleva a compra mensal de GN de maneira a cumprir a correspondentes meta anual de compra.

Os resultados confirmam que a operação com a consideração das cláusulas ToP é mais econômica. Além disso, neste caso, parte da energia comprada não foi utilizada pela usina termelétrica. Este fato significa que a operação ótima para esta série é a opção da usina termelétrica por gerar, em média, menos de 70% de sua capacidade máxima (inflexibilidade declarada no primeiro caso).

A Figura 6 apresenta o vertimento, em forma de energia, ocorrido em cada um dos casos – considerando ou não das cláusulas ToP – para o sistema Nordeste, ao qual a usina ToP está conectada. Os impactos não são muito significativos, devido ao fato de só se ter modelado uma única usina de potência instalada pequena. Porém pode-se notar a redução do vertimento para o caso com a consideração dos contratos ToP, principalmente ao se analisar o ano de 2008, cujo gráfico é apresentado na parte (b) da Figura 5.



(a) Todo o horizonte de planejamento (b) Zoom no ano de 2008
Figura 6 – Vertimento do subsistema Nordeste

5.0 - CONCLUSÃO

Devido ao fato da geração termelétrica a GN ser a segunda fonte mais importante na oferta de energia anual, conforme [1], é de fundamental importância que a operação do sistema possua uma melhor representação desta fonte em seus modelos de planejamento.

Neste trabalho, foi apresentada uma opção de incorporação das cláusulas dos contratos ToP no modelo NEWAVE. Através da consideração destas cláusulas, foi verificado que é possível se obter um menor custo total de operação do SIN, evitando, em alguns momentos, vertimentos turbináveis. Estes vertimentos podem ser evitados através da escolha de um melhor momento para o atendimento da carga através das usinas termelétricas com contratos ToP para o fornecimento de GN, já que estas podem optar por uma utilização futura do recurso comprado nos meses do período de planejamento.

A incorporação da consideração desta nova funcionalidade ao modelo utilizado para o planejamento da operação de médio prazo – NEWAVE – implica em um aumento no número de variáveis de decisão em cada problema de resolvido no processo da Programação Dinâmica Dual Estocástica. Porém, em testes realizados com configurações reais do SIN, não foi verificado um aumento significativo no tempo de processamento do modelo. Além disto, toda a modelagem utilizada mantém a característica linear dos problemas, caso particular da programação convexa, o que é imprescindível para a validade da metodologia de solução empregada.

Como desenvolvimento futuro, pode ser considerada a infra-estrutura de gasodutos, através, por exemplo, da variação mensal do limite de fornecimento de GN às usinas termelétricas e uma incorporação das funcionalidades descritas neste trabalho em simulações estocásticas, tendo em vista sua aplicabilidade no planejamento da operação energética do SIN.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº. 179. Brasília, 2005.
- (2) INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Flexibility in natural gas supply and demand. OECD/IEA. Paris, 2002.
- (3) M.E.P. MACEIRA, L.A. TERRY, F.S. COSTA, J.M. DAMÁZIO, A.C.G. MELO, Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system, 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, 2002.
- (4) MACEIRA, M.E.P., SUANO, C.M., COSTA, J.P., Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas – NEWAVE – especificação funcional, Relatório Técnico CEPEL 1003/93, 1993.
- (5) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Matriz Energética Preliminar – Exercício de 2006. Disponível em www.mme.gov.br.
- (6) R.M. CHABAR, M.V.F. PEREIRA, S. GRANVILLE, L.A. BARROSO. Otimização do gerenciamento do contrato de combustível de usinas térmicas em sistemas hidrotérmicos. XVIII SNPTEE. Curitiba, 2005.
- (7) RUDNICK, H. Integration between gas and electricity markets. IEEE Power Engineering Review. 1997.