



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

Versão 1.0
22 a 25 Novembro de 2009
Recife - PE

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

PROCEDIMENTO OPERATIVO DE NÍVEL META POR MODELO DE OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR

Mônica de Souza Zambelli

**Fernando Reis de Odriozola(*)
Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP**

Secundino Soares Filho

João Paulo Estrócio

**Erinaldo Farias dos Santos
Companhia Energética de São Paulo - CESP**

RESUMO

Este informe técnico apresenta uma comparação entre o modelo de otimização não linear HYDROMAX e o modelo linear por partes DECOMP PL ÚNICO no âmbito do procedimento operativo de nível meta. Um estudo de caso a partir do parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN) em Abril de 2008 foi montado para avaliar o desempenho do modelo não linear em comparação com o modelo linear por partes em uso pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Os resultados demonstram que o modelo de otimização não linear é mais eficiente, fornecendo maior geração hidrelétrica e, conseqüentemente menor custo de operação, respeitando as mesmas restrições de volume inicial e final impostos pelo procedimento de nível meta.

PALAVRAS-CHAVE

Procedimento de Nível Meta, Modelo de otimização não linear, despacho hidrotérmico, operação de reservatórios.

1.0 - INTRODUÇÃO

A segurança eletro-energética é uma das principais prioridades na operação do SIN. Com o objetivo de garantir o atendimento dos critérios de segurança, pode-se determinar o despacho de usinas térmicas além dos níveis estabelecidos pelos sistemas que compõem a cadeia de planejamento da operação. Isso é feito tanto por meio de regras adicionais incorporadas aos modelos, tais como as Curvas Bianaais de Aversão ao Risco (CAR) ou, antecipadamente a estas, a critério do Operador Nacional do Sistema (ONS), dentro dos períodos de vigência dos Programas Mensais de Operação (PMO).

Violações dos critérios de segurança podem implicar na adoção de medidas adicionais, tais como o relaxamento das restrições de segurança elétrica, de uso múltiplo da água, e se necessário do gerenciamento da demanda. Por essa razão, desde que haja previsões verossímeis, torna-se vantajoso antecipar, no presente, decisões operativas que possam atenuar impactos ou decisões mais graves no futuro. Com essa finalidade, o ONS desenvolveu uma metodologia de aplicação de Procedimentos Operativos de Curto Prazo (POCP), para aumentar a garantia do atendimento energético nos dois primeiros anos do horizonte quinquenal, considerando hipóteses conservadoras de ocorrência de aflúncias e de requisitos de níveis mínimos de armazenamento, denominado Nível Meta (1).

O Nível Meta representa o “Estoque de Segurança” ao final do período seco que procura reduzir a dependência da hidrologia do período úmido. O Nível de Segurança, que visa garantir o Nível Meta ao final do período seco, é calculado pelo ONS através do modelo DECOMP (4) na modalidade PL ÚNICO.

Nessa modalidade, o DECOMP consiste num modelo determinístico linear por partes que alcança a restrição associada ao Nível Meta ao final do período seco (novembro) minimizando o custo de operação do sistema, a partir do nível atual de armazenamento considerado no PMO, adotando as aflúncias correspondentes à série de referência. Assim, sua utilização difere daquela convencionada para o PMO, que considera o primeiro mês

determinístico (divido em semanas) e o segundo estocástico, através de um conjunto de cenários hidrológico, acoplado-se ao NEWAVE pelas funções de custo futuro ao final do segundo mês. Na modalidade PL ÚNICO, o DECOMP considera um período de planejamento em base mensal até o final do período seco, com um cenário único de vazões e, ao invés de se acoplar ao NEWAVE, estabelece um Nível Meta de armazenamento para os subsistemas de interesse. O valor de armazenamento nessa trajetória, ao final do mês do PMO, corresponde ao Nível de Segurança Mensal, o qual é utilizado como referência para determinar o despacho de geração térmica fora da ordem de mérito e, por conseguinte, garantir que o Nível Meta seja respeitado.

Na Unicamp foi desenvolvido um modelo de otimização não linear a usinas individualizadas para o planejamento da operação do SIN, denominado HYDROMAX. O modelo representa de forma detalhada a função de produção das UHEs através de relações não lineares onde a produtividade é variável com a queda. Sua solução ótima é determinada por um algoritmo de fluxo em redes com arcos capacitados (2). O modelo contempla em sua modelagem todos os aspectos considerados no modelo DECOMP PL ÚNICO, sem entretanto linearizar por partes a função de produção. O modelo HYDROMAX, em consonância ao Procedimento Operativo de Níveis Meta do ONS, permite a otimização do custo de operação respeitando restrições de armazenamento nos reservatórios ao fim do período de planejamento.

Este Informe Técnico relata um estudo comparativo entre as metodologias HYDROMAX e DECOMP PL ÚNICO no procedimento operativo de Nível Meta. Foi adotado um estudo de caso com 102 UHEs do SIN para o período de Abril a Novembro de 2008. Neste trabalho, analisa-se o desempenho das metodologias em termos de custo total de operação, geração hidrelétrica e produtividade média das UHEs, custos marginais de operação, e níveis de segurança mensais. Para garantia de igualdade de condições no estudo comparativo, a solução DECOMP PL ÚNICO, representada pelo despacho de geração nas UHEs e UTEs foi re-simulada no mesmo ambiente onde é executado o modelo HYDROMAX, assegurando que os custos e demais estatísticas de interesse foram computados de forma idêntica.

Os resultados demonstram que um modelo mais preciso, com representação não linear da função de produção fornece uma solução mais adequada para a operação do sistema, com significativa redução de custos. Outras publicações já vem sinalizando a necessidade de aperfeiçoamento do modelo DECOMP, utilizado pelo SEB (5).

Este trabalho está organizado como se segue. Na seção 2 descreve-se o procedimento operativo de nível meta. Na seção 3 apresenta-se o modelo de otimização não linear. Na seção 4 apresenta-se o estudo de caso e seus resultados. Na seção 5 resumem-se as principais conclusões do trabalho.

2.0 - PROCEDIMENTO OPERATIVO DE NÍVEL META

Os POCP aprovados pela ANEEL (1) descrevem a metodologia para se determinar o nível de segurança ao final de cada mês, representado pelo armazenamento mínimo de determinados subsistemas, de modo a garantir a segurança energética do SIN. Inicialmente se deve estabelecer o nível meta de armazenamento no final do período seco, ou seja, final do mês de novembro, em cada um dos subsistemas com os quais se deseja controlar o risco para garantir o suprimento. Em condições normais, estes níveis meta devem ser os níveis necessários em novembro do primeiro ano para se atingir os valores das CAR no mês de abril do segundo ano, visto que tais curvas têm o mesmo objetivo de garantir a segurança energética. Estes níveis meta devem permanecer os mesmos durante todo o período seco.

A cada mês, durante o PMO, são gerados cenários de afluência com os quais se fará a análise do risco de não atendimento do nível meta. Estes cenários são gerados com o modelo GEVAZP com metodologia específica baseada na consideração do passado recente e ruídos históricos. Nesta metodologia a vazão prevista em cada usina num determinado mês depende das vazões verificadas no passado recente e das vazões verificadas nesse mesmo mês em cada um dos anos anteriores. São assim gerados tantos cenários de afluências quantos são os anos que constam no histórico de afluências.

Para cada cenário de afluências gerado é executado o modelo DECOMP PL ÚNICO sempre com o mesmo nível meta e as mesmas restrições. Os despachos resultantes de cada uma dessas rodadas são então ordenados pelo montante de despacho térmico e o cenário correspondente ao nível de risco de 5% é adotado como referência para o cálculo do nível de segurança mensal. No caso estudado, com 76 cenários gerados, o cenário correspondente ao 5º maior despacho térmico foi o adotado como referência. O armazenamento alcançado no final do primeiro mês no cenário de referência é então chamado de nível de segurança. Na hipótese do modelo despachar a térmica déficit no cenário de referência o valor correspondente ao armazenamento adicional necessário para evitar tal despacho é acrescentado ao nível de segurança.

O nível de segurança passa então a ser um limite a ser observado no PMO para o despacho proposto pelo modelo DECOMP na modalidade Benders. Caso a rodada inicial do DECOMP não alcance os níveis de segurança, uma nova rodada é executada com a inclusão de restrições de armazenamento no final do primeiro mês.

3.0 - MODELO DE OTIMIZAÇÃO NÃO LINEAR

O problema de otimização da operação energética de um sistema hidrotérmico de potência pode ser formulado de modo determinístico como se segue:

Objetivo:

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\lambda_t \cdot \sum_{j=1}^J \psi_j(z_{j,t}) \right] \quad (1)$$

Sujeito a:

$$z_t + p_t = D_t \quad \forall t \quad (2)$$

Restrições Termelétricas:

$$z_t = \sum_{j=1}^J z_{j,t} \quad \forall t \quad (3)$$

$$Z_{j,t}^{\min} \leq z_{j,t} \leq Z_{j,t}^{\max} \quad \forall j,t \quad (4)$$

Restrições Hidrelétricas:

$$p_t = \sum_{i=1}^I p_{i,t} + P_{Ct} \quad \forall t \quad (5)$$

$$p_{i,t} = k_i \cdot h_{i,t} \cdot q_{i,t} \quad \forall i,t \quad (6)$$

$$h_{i,t} = h_{M_i}(x_{i,t}^{med}) - h_{J_i}(u_{i,t}) - h_{P_i}(q_{i,t}) \quad \forall i,t \quad (7)$$

$$x_{i,t}^{med} = \frac{x_{i,t-1} + x_{i,t}}{2} \quad \forall i,t \quad (8)$$

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + \left(y_{i,t} + \sum_{k \in \Omega_i} u_{k,t} - u_{i,t} \right) \cdot \gamma_t \quad \forall i,t \quad (9)$$

$$u_{i,t} = q_{i,t} + v_{i,t} \quad \forall i,t \quad (10)$$

$$X_{i,t}^{\min} \leq x_{i,t} \leq X_{i,t}^{\max} \quad \forall i,t \quad (11)$$

$$u_{i,t} \geq U_{i,t}^{\min} \quad \forall i,t \quad (12)$$

$$Q_{i,t}^{\min} \leq q_{i,t} \leq q_{i,t}^{\max}(h_{i,t}) \quad \forall i,t \quad (13)$$

$$v_{i,t} \geq 0 \quad \forall i,t \quad (14)$$

Onde:

T : número de intervalos de tempo do horizonte de planejamento;

I : número de usinas hidrelétricas do sistema;

J : número de usinas termelétricas do sistema;

(i, t) : válido para a usina i durante o intervalo t ;

(s, t) : válido para o subsistema s durante o intervalo t ;

λ_t : coeficiente de atualização dos custos para valor presente;

$\psi(.)$: função de custo de geração termelétrica [\\$];

z : geração termelétrica [MW];

p : geração hidrelétrica [MW];

D : consumo de energia elétrica do sistema [MW];

k : constante de produtividade específica [MW/m³/s/m];

h : altura de queda líquida do reservatório[m];

$h_M(x)$: função que descreve a cota de montante [m];

$h_J(u)$: função que descreve a cota de jusante [m];

h_P : perda de carga hidráulica da usina [m];

x : volume do reservatório no final do intervalo [hm³];

x^{med} : volume médio do reservatório no intervalo [hm³];

u : vazão defluente do reservatório [m³/s];

q : vazão turbinada do reservatório [m³/s];

v : vazão vertida do reservatório [m³/s];

y : vazão incremental afluente do reservatório [m³/s];

γ : parâmetro de conversão de vazão (m³/s) em volume (hm³);

Ω_i : conjunto de usinas imediatamente à montante da usina i .

O custo operacional $\psi_j(\cdot)$ representa o custo de geração da usina térmica j . Os custos associados à importação de mercados vizinhos e ao déficit de energia (acionamento) podem ser modelados como térmicas fictícias. O coeficiente λ_t representa a atualização para valor presente dos custos mensais de complementação não hidráulica, sendo dependente da taxa de desconto adotada.

A equação (2) garante o atendimento do mercado total de energia D_t , pela soma das gerações hidrelétrica, p_t , e termelétrica, z_t , totais produzidas em um dado intervalo t .

As equações (3) e (4) compõem as restrições termelétricas. A faixa operativa de uma usina termelétrica j , em um intervalo t , tem seu limite mínimo de geração definido por restrições operativas ou por contratos de fornecimento de combustível (inflexibilidade térmica), e seu limite máximo de geração em função da disponibilidade da usina, que é dada pela potência instalada abatendo-se fatores de capacidade máxima e indisponibilidade prevista ou forçada de máquinas.

As equações (5) a (14) definem as restrições operativas das hidrelétricas. A geração hidrelétrica total do sistema é dada, na equação (5), pela soma das energias fornecidas por cada UHE acrescida do termo $P_{CS,t}$, que representa a energia fornecida por pequenas centrais, geralmente estabelecida por contratos.

A geração hidrelétrica $p_{i,t}$ em cada usina i no intervalo de tempo t é representada pela equação (6), sendo essa uma função não-linear do volume de água armazenado no reservatório $x_{i,t}$ e das vazões turbinada $q_{i,t}$ e vertida $v_{i,t}$ da usina. A equação (9) representa o balanço de conservação de água nos reservatórios, onde a vazão defluente $u_{i,t}$ é dada pela equação (10). Uma vez que o vertimento não contribui para a produção de energia e portanto para a redução do custo da operação, esse é tratado com uma variável de folga, assumindo valores diferentes de zero apenas quando não for possível turbinar mais ($q=q^{max}$) e não for possível acomodar mais água no reservatório ($x=x^{max}$).

Na equação (7), a cota de montante $h_M(x)$ e a cota de jusante $h_J(u)$ são funções representadas por polinômios de até quarto grau em função do volume e da vazão defluente, respectivamente. A função de perda de carga hidráulica $h_F(q)$ representa a perda, em metros, associada ao atrito entre a água e as paredes da tubulação de adução, que pode ser uma função quadrática da vazão turbinada, mas que, neste caso é considerada constante, de acordo com a modelagem adotada pelo SEB.

Os limites operativos de volume e vazões defluentes dos reservatórios foram indexados no tempo, nas equações (11)-(14), para permitir a consideração de restrições de usos múltiplos da água. O limite mínimo de operação de um reservatório pode variar no tempo em função, por exemplo, do uso do reservatório para fins de navegação, abastecimento de água, irrigação e recreação. O limite máximo de operação pode variar no tempo em função de restrições de controle e segurança de barragens e controle de cheias (volume de espera). Ainda, o modelo considera os limites de intercâmbio e atendimento as demandas por subsistemas.

No procedimento de Nível Meta utiliza-se um horizonte de até 9 meses com discretização mensal. O objetivo principal é o gerenciamento otimizado dos reservatórios de acumulação das usinas hidrelétricas visando à minimização dos custos de complementação do mercado através de geração termelétrica, importação e eventualmente racionamento. Busca-se também estimar os custos marginais (CMO) e totais de operação.

A solução do modelo de otimização determinístico e não linear dado pelas equações (1)-(14) para uma dada condição inicial de armazenamento dos reservatórios (x_0) é obtida por um algoritmo de fluxo em redes com arcos capacitados, especialmente desenvolvido para tirar vantagem da estrutura particular do problema (2). Algoritmos de fluxo em redes são reconhecidamente mais eficientes do que algoritmos clássicos de programação linear baseados em método simplex, e por essa razão estes tem sido amplamente aplicados a problemas de planejamento e programação da operação de sistemas hidrotérmicos (3). A grande vantagem desse método é que este permite uma representação mais eficiente da matriz básica como uma árvore na rede. O algoritmo de fluxo em redes implementado para resolver o problema (1)-(14) simplifica a representação das bases (árvores) e o procedimento para sua troca pela exploração do fato de que a rede tem apenas três arcos (armazenamento, turbinagem e vertimento) saindo de cada nó, que representa cada UHE em cada intervalo de tempo.

4.0 - ESTUDO DE CASO

O desempenho das políticas operacionais foi comparado no sistema computacional de suporte à decisão denominado HYDROLAB. Um módulo de importação de dados foi implementado a fim de que o estudo de caso contemple todas as informações do deck de dados e configurações do DECOMP na modalidade PL ÚNICO, tal como disponibilizado pelo ONS. Neste trabalho foi importado o deck de dados referente ao PMO de Abril de 2008, considerando a evolução dinâmica do parque gerador e do mercado programados até novembro de 2008. Uma taxa de desconto de 12% a.a. foi utilizada para cálculo do valor presente do custo da operação.

Na tabela 1 encontra-se um resumo dos resultados das abordagens DECOMP PL ÚNICO e HYDROMAX para o SIN. São apresentados o valor médio e o desvio padrão da geração hidrelétrica e o valor atualizado do custo total da operação.

Tabela 1 – Resultados para o SIN.

ABORDAGEM	GERAÇÃO HIDRELÉTRICA (MW)		CUSTO ATUALIZADO DA OPERAÇÃO (Milhões R\$)
	Média	Desvio Padrão	
DECOMP PL ÚNICO	42.047,9	2597,2	11.804,54
HYDROMAX	42.369,4	829,7	10.326,63

Os resultados indicam que com a abordagem não linear obteve-se uma geração hidráulica 0,76% maior que a solução linear por partes. O desvio padrão da geração indica que a oferta hidráulica proposta por este modelo é ainda 68% mais estável que aquela apresentada pela solução Decomp. Esse resultado é consequência de uma operação mais eficiente das usinas hidrelétricas, que em geral operaram com maior armazenamento do que na solução linear por partes, e com variações mais suaves de um estágio para o outro. Assim, o modelo HYDROMAX consegue alcançar uma maior produtividade nas usinas hidrelétricas e, conseqüentemente, gerar mais energia com a mesma quantidade de água disponível, o que também proporciona uma operação mais segura do SIN. Como consequência disso, o modelo HydroMax apresentou uma redução de 12,5% no valor total do custo da operação, atualizado para valor presente, conforme é utilizado na função objetivo de ambos os modelos.

Cabe comentar que o tempo de processamento da solução registrado pelos programas Decomp e HYDROMAX foi 54s e 42s respectivamente. A diferença nesses tempos deve ser considerada desprezível sobretudo por terem sido medidas em máquinas diferentes.

Na figura 1 são apresentados os gráficos das trajetórias de geração hidrelétrica e energia armazenada do SIN. Os níveis finais dos reservatórios no modelo HYDROMAX foram fixados conforme os resultados da solução DECOMP PL ÚNICO. Este, por sua vez, obedecendo o Procedimento Operativo de Curto Prazo em questão, foi alimentado com metas/restrições de energia armazenada por sub-sistema. Desta forma, a partir dos níveis iniciais e finais de cada reservatório fornecidos pela solução DECOMP PL ÚNICO, o modelo HYDROMAX propõe uma solução própria para o aproveitamento ótimo dos recursos hídricos disponíveis respeitando os níveis de armazenamento pré fixados para os reservatórios.

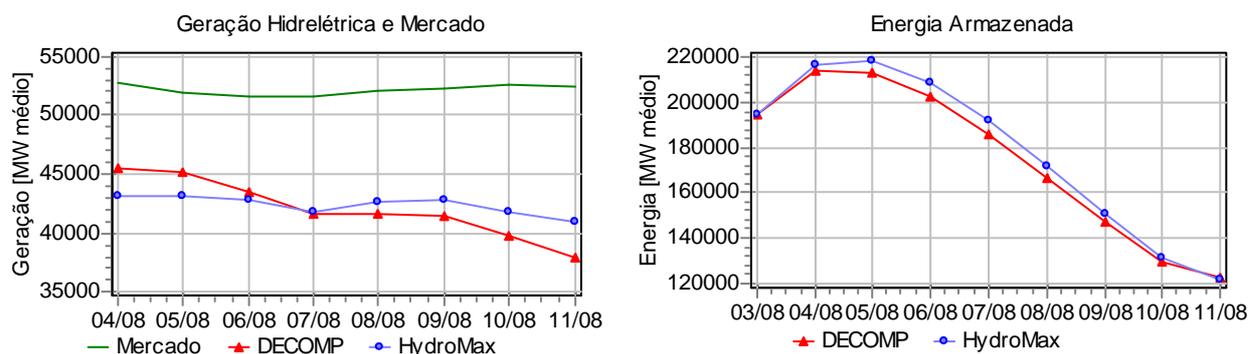


Figura 1 – Trajetórias de geração hidrelétrica e energia armazenada do SIN.

Observa-se que o modelo não linear HYDROMAX proporciona uma geração hidrelétrica mais estável no período de planejamento e superior em média àquela fornecida pelo modelo DECOMP PL ÚNICO. Essa maior geração hidrelétrica decorre de um despacho hidrelétrico menor nos três primeiros meses, compensado por um despacho consideravelmente maior nos demais meses do período de planejamento. Dessa maneira, o modelo HYDROMAX apresenta uma trajetória de energia armazenada superior ao longo de todo o período de planejamento, operando as UHEs com maior armazenamento, e por consequência, com maior produtividade.

Na figura 2, as trajetórias de energia armazenada são apresentadas por subsistema.

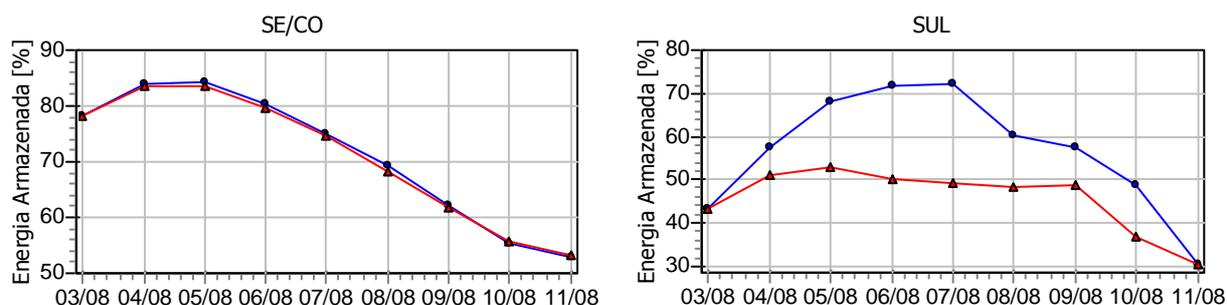


Figura 2 (a) – Trajetórias da energia armazenada do SIN por subsistema.

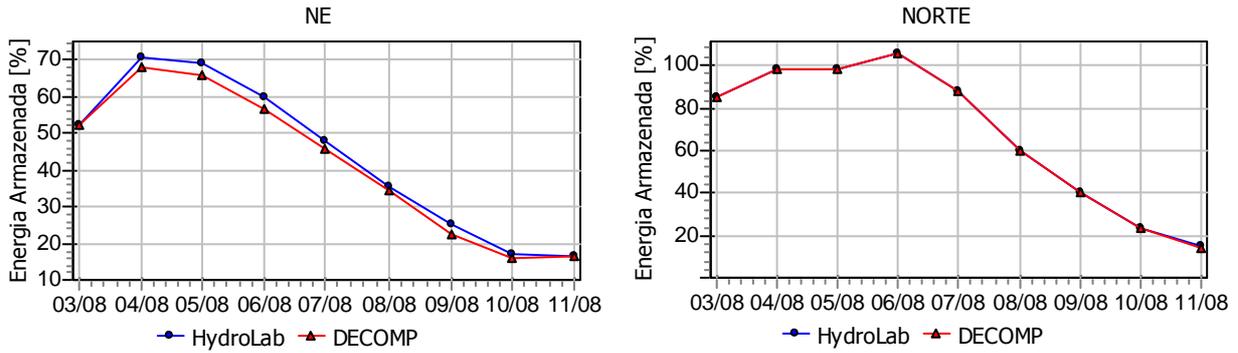


Figura 2 (b) – Trajetórias da energia armazenada do SIN por subsistema.

Pode-se perceber que os pontos iniciais e finais coincidem para todos os subsistemas, conforme esperado. Os subsistemas Sul e Nordeste apresentaram diferenças significativas, sendo que as curvas fornecidas pelo modelo não linear são superiores àquelas fornecidas pelo modelo DECOMP. No caso do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, onde se localiza a maior parte dos reservatórios de acumulação, verifica-se que as soluções dos dois modelos foram muito semelhantes. O subsistema Norte, composto apenas pelas usinas Tucuruí e Curua-Una, apresentou trajetórias idênticas devido a imposição de trajetória de armazenamento para essas usinas, ainda, o valor ultrapassa 100% em junho devido ao enchimento do reservatório de Curua-Una, ainda em motorização.

Na figura 3 os custos total e marginal da operação, para os modelos comparados, são apresentados. Como os intercâmbios entre subsistemas não atingiram seus limites segundo ambos os modelos, o custo marginal da operação foi idêntico para todos os subsistemas, e aqui é referido como o CMO do SIN. A operação mais eficiente das usinas hidrelétricas, segundo o modelo HYDROMAX, tem consequência sobre os custos totais e marginais do sistema, sendo estes menores e mais estáveis do que os fornecidos pelo modelo DECOMP PL ÚNICO.

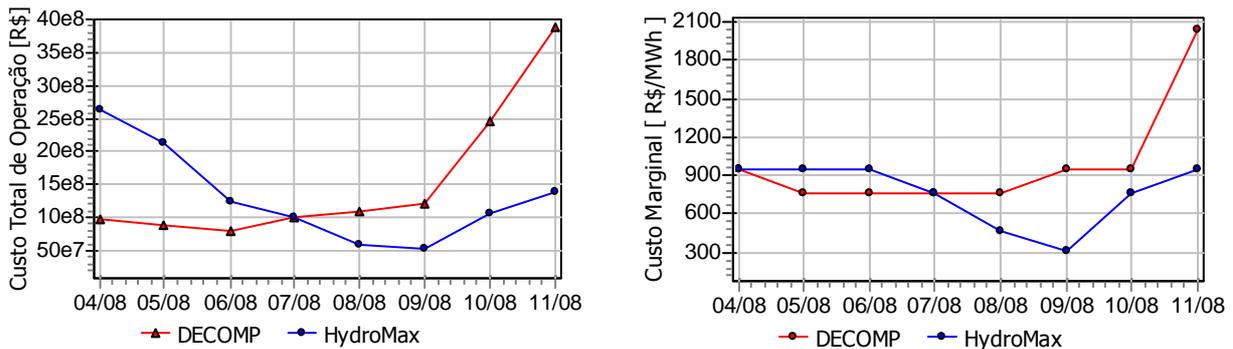


Figura 3 – Trajetórias de custo total e custo marginal da operação do SIN.

As diferenças de custo entre as metodologias foram expressivas. No caso estudado, a solução HYDROMAX acarreta deficits nos primeiros meses, ao passo que na solução DECOMP PL ÚNICO os deficits se dão nos últimos meses do período de planejamento, conforme pode ser visto na figura 4 onde são apresentados os balanços de geração dos subsistemas segundo os modelos HYDROMAX e DECOMP. É importante notar ainda que a profundidade do deficit declarado no último intervalo de tempo pelo DECOMP, ultrapassa o patamar de 5% do mercado no subsistema Sudeste (corte de carga equivalente a 2237 MW-Médios). Há deficits de energia dentro do primeiro patamar em todos os demais subsistemas. Isso explica os elevados valores de custo marginal e custo total apresentados na solução DECOMP nos estágios finais do estudo.

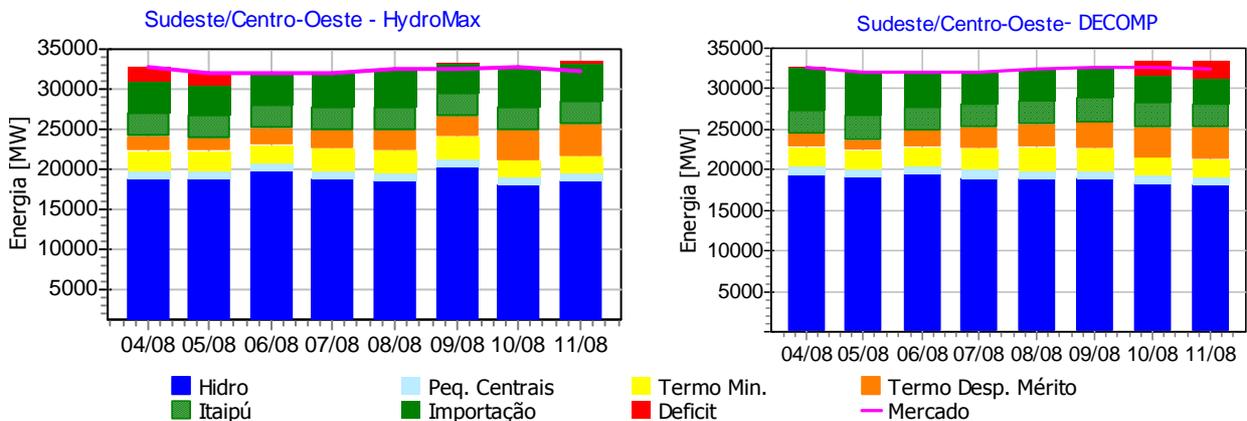


Figura 4 – Gráficos de balanço energético por subsistema (a).

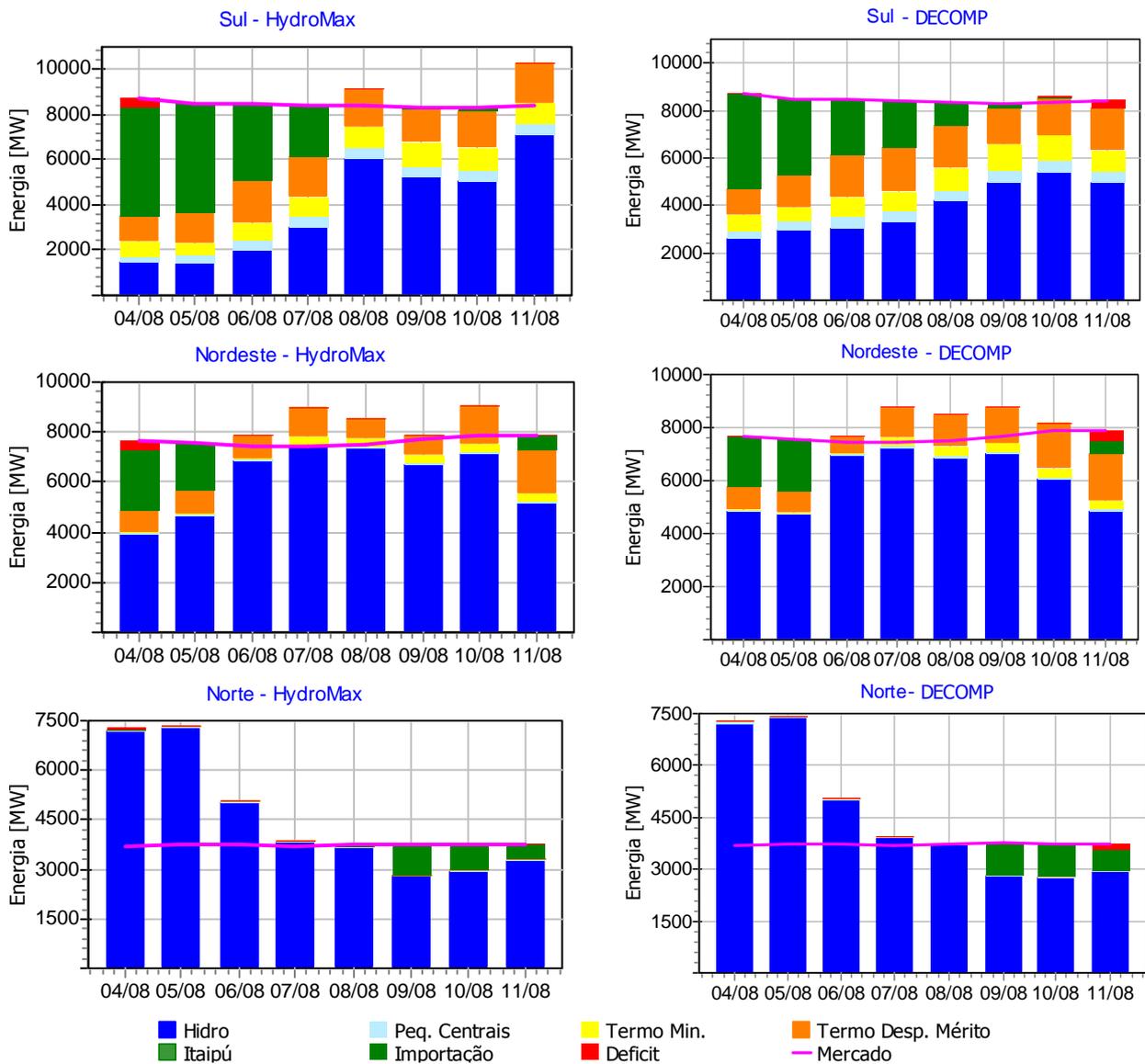


Figura 4 – Gráficos de balanço energético por subsistema (b).

Nas figuras 5 e 6 apresentam-se as trajetórias de geração hidrelétrica e armazenamento das UHEs Sobradinho e Foz do Areia. Pode-se observar que o modelo HYDROMAX fornece menor geração hidrelétrica nos primeiros meses, ultrapassando a geração do modelo DECOMP PL ÚNICO nos meses finais, o que está de acordo com os resultados globais observados para o SIN. Esse incremento de geração hidrelétrica fornecida pelo modelo não linear é possível pois este gerencia melhor os níveis de armazenamento ao longo do período de planejamento, o que garante maior produtividade das UHEs.

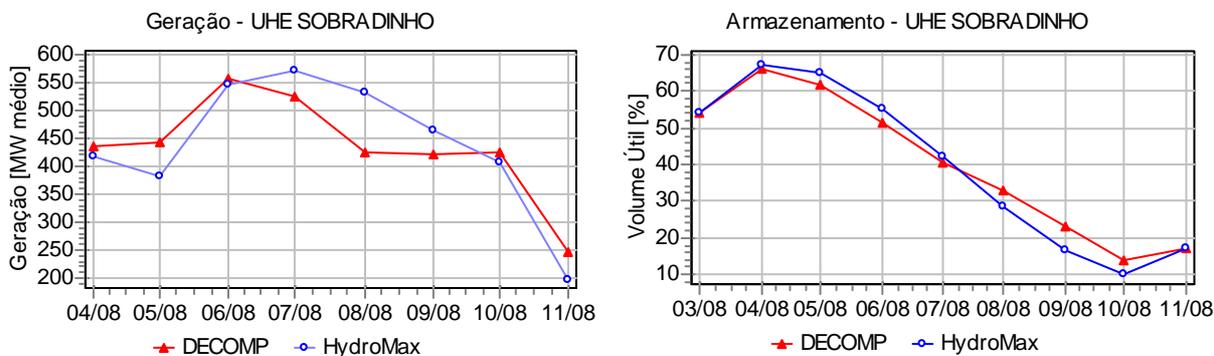


Figura 5 – Trajetórias de geração hidrelétrica e armazenamento da UHE Sobradinho.

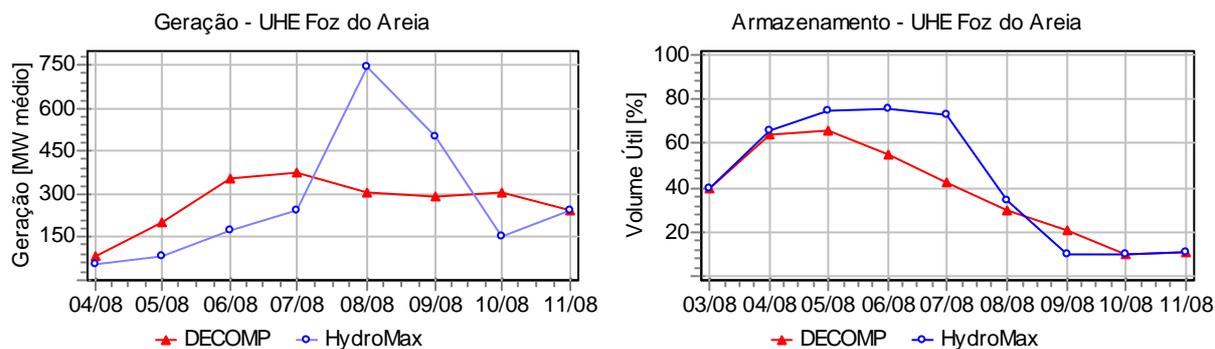


Figura 6 – Trajetórias de geração hidrelétrica e armazenamento da UHE Foz do Areia.

5.0 - CONCLUSÃO

Este informe técnico apresentou uma comparação entre dois modelos de otimização a usinas individualizadas no âmbito do procedimento operativo de nível meta. O modelo não linear HYDROMAX, desenvolvido na Unicamp, considera a função de produção das UHEs não linear, ou seja, com produtividade variável com a queda, ao passo que o modelo linear por partes DECOMP PL ÚNICO considera uma linearização da função de produção.

O estudo comparativo considerou o deck de dados de Abril de 2008 e analisou o desempenho dos dois modelos para a série hidrológica de referência, assumindo as mesmas condições iniciais e finais de armazenamento dos reservatórios. Para assegurar igualdade de condições na comparação, a solução DECOMP PL ÚNICO foi re-simulada no mesmo ambiente computacional do modelo HYDROMAX, garantindo que os dados considerados foram exatamente os mesmos do referido deck de dados.

Os resultados mostraram que o modelo não linear proporciona um melhor aproveitamento dos recursos hídricos, operando os reservatórios com maior armazenamento e, conseqüentemente maior produtividade, o que resulta em menor custo operativo e menores custos marginais de operação. Além disso, proporciona também menor volatilidade na geração hidrelétrica e conseqüentemente também nos custos marginais de operação ao longo do período de planejamento.

Em relação ao procedimento de Nível Meta, pode-se concluir que é preciso manter níveis de armazenamento mais altos ao início da estação seca a fim de garantir a segurança e a eficiência do sistema, mesmo que para tal seja necessário antecipar despacho termelétrico de mérito.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a colaboração dos engenheiros Alberto Sergio Kligerman, Sergio Menezes Medeiros e Carlos Eduardo Vilas Boas do ONS pela revisão do informe técnico e sugestões de melhoria. Esse trabalho contou com o apoio da FAPESP e CNPq.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) J. S. Nazareno, F. C. Munhoz, R. A. Silva, "Nota Técnica nº 077/2008-SRG/ANEEL, Proposta de abertura de audiência pública para o estabelecimento dos Procedimentos Operativos de Curto Prazo", ANEEL, 2008.
- (2) Oliveira G.G. & Soares S. "A Second-Order Network Flow Algorithm for Hydro-thermal Scheduling", IEEE Trans. on Power Syst. **10**(3), 1652–1641, 1995.
- (3) Rosenthal, R.E.: A nonlinear network flow algorithm for maximization of benefits in a hydroelectric power system. Operations Research **29**(4), 763–785, 1981.
- (4) Rodrigues, M.A.M., Maceira, M.E.P., Ross, R.P.D., Kopiler, A., Tito, F.L., Henriques, L.A.C., Castro, A., Araújo, A.C.P., Zarur, P.D., Mello, J.C.O., Andrades, D.B. "Sistema de Encadeamento de Modelos Energéticos", In: XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, SP, 2001.
- (5) Diniz, A.L., Costa, F.S., Pimentel, A.L.G., Xavier, L.N.R. e Maceira, M.E.P. "Improvement in the Hydro Plants Production Function for the Mid-Term Operation Planning Model in Hydrothermal Systems", EngOpt 2008 - International Conference on Engineering Optimization, Rio de Janeiro, Junho, 2008