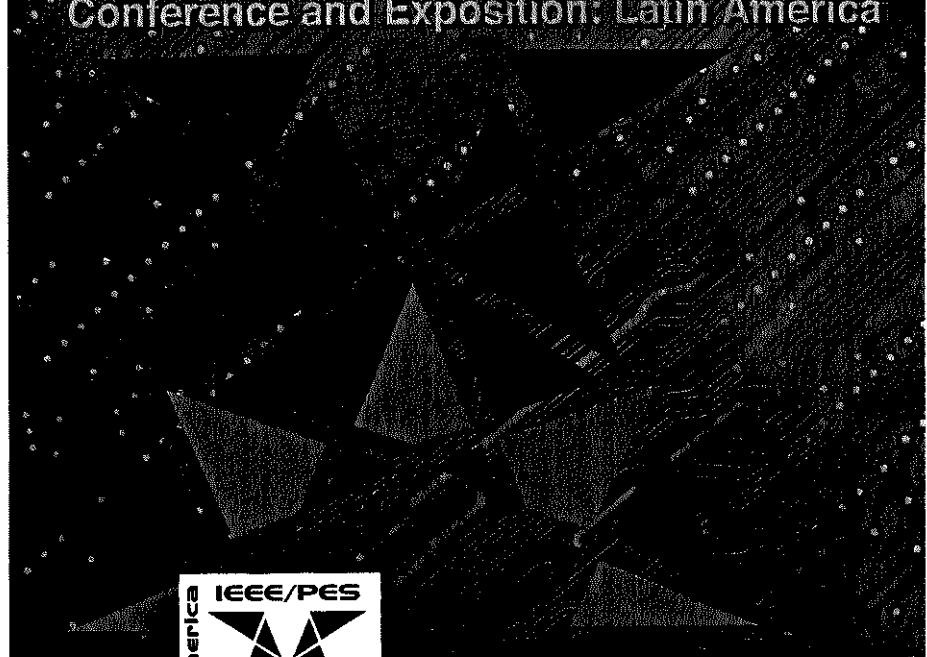


2004 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America



São Paulo - Brazil
November 08-11



2004 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America



Central Committee

Chairman José Antonio Jardini
Vice-Chairman Nelson M. Segoshi
Treasurer Aléssio B. Borelli
Secretary Vanessa Bover



55 11 3814 - 8322

Technical Committee

André Valente	Dorel Ramos Edson Watanabe
Angelo Vian	Eduardo C. Senger
Ariovaldo Garcia	Jorge Amon
Carlos A. Gama	Luiz Carlos Magrini
Cyro Bocuzzi	Marcos Gouvea
Dalton O.C.Brasil	Marcus Banduk
Denis Coury	Mario Masuda
Dilson A. Alves	Nelson Kagan
	Wagner S.Lima

IEEE Catalog number OYEX 956C
ISBN 0-7803-8776-7

Produzido por SONOPRESS R Indústria e
Comércio Fonográfico Ltda. Rua Edgar
Teobaldo Santana, 261 - bairro Fundo - sítio
paulo SP CNPJ 67.562.884/0001-49 - Insc. Est.
113.350.195-112 - Indústria Brasileira.

Estudo da Interação Elétrico-Energética no Planejamento da Operação de Curto-Curtíssimo Prazo Utilizando FPOCA

Luiz Giovani Lopes Rodrigues, Adriano Alber de França Mendes Carneiro, *Member, IEEE* e Geraldo Roberto Martins da Costa, *Member, IEEE*

Resumo-- Este artigo traz um estudo inicial da interação elétrico-energética no planejamento da operação de curto-curtíssimo prazo utilizando um Fluxo de Potência Ótimo em Corrente Alternada (FPOCA). O objetivo é averiguar possíveis disparidades entre o planejamento energético e o planejamento elétrico, através de uma análise da influência dos aspectos elétricos do sistema de transmissão no planejamento energético de curto prazo utilizando-se um FPOCA comparado com o ANAREDE®. O planejamento energético se baseia em uma otimização energética que é feita por um algoritmo simplex convexo aplicado com a teoria de fluxo em rede denominado Programa de Otimização de Sistema Hidrotérmico (POSH), enquanto que o FPOCA utiliza o método Dual-Newton.

Palavras-chaves-- fluxo de potência ótimo, interação elétrico-energética, planejamento da operação de curto-curtíssimo prazo.

I. INTRODUÇÃO

O objetivo da operação do sistema hidrotérmico é de determinar uma estratégia de geração em cada usina que minimize o valor dos custos operativos no horizonte de planejamento. Com esta minimização obtém-se os comportamentos “ótimos” do sistema hidrotérmico, tais como, trajetórias dos volumes, turbinagens e geração hidráulica de cada usina, complementação térmica e energia armazenada de cada usina e do sistema.

Os diferentes horizontes de estudo correspondem a diferentes tipos de análise do desempenho do sistema, tais como efeitos de médio prazo (possibilidade de déficits futuros, valor esperado de gerações térmicas no futuro, etc), efeitos de curto prazo (contratos anuais para suprimento de energia e demanda entre empresas do sistema, programa de manutenções, etc) e efeitos de curto-curtíssimo prazo (controle de cheias, restrições de segurança, etc).

Na cadeia de procedimentos para operação de sistema hidrotérmico o grau de detalhamento cresce à medida que se reduz o horizonte de decisões. A informação de cada nível afeta além do seu horizonte de influência e os seus resultados

Este trabalho teve o apoio financeiro recebido por parte da CAPES – Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior e da FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo.

L. G. L. Rodrigues (e-mail: lgiovani@sel.eesc.usp.br), A. A. F. M. Carneiro (e-mail: adriano@sel.eesc.usp.br) e G. R. M. da Costa (e-mail: geraldo@sel.eesc.usp.br) fazem parte do Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo (USP), São Carlos, SP 13566590 Brasil.

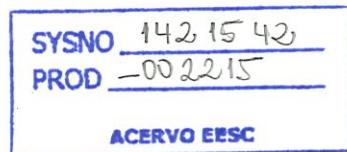
são passados para o nível subsequente. Além disso, uma interação entre o nível inferior e o superior pode ser usada para ajudar a assegurar a otimização global do planejamento.

Baseando-se nisso, verifica-se uma possível “fragilidade” na interação entre o planejamento de curto e curto-curtíssimo prazo, especificamente no que diz respeito à interface elétrico-energética, o que pode levar a uma degeneração da operação “ótima” do sistema em que os “ótimos” energético e elétrico tendem a se distanciar, pois nos modelos convencionais a interação entre o planejamento de curto e curto-curtíssimo prazo é caracterizada somente pelo repasse para o curto-curtíssimo prazo das metas semanais de geração ou defluências ótimas (de cada usina hidroelétrica) sem considerar os aspectos elétricos do sistema de transmissão.

II. ESTADO DA ARTE

Os estudos de curto-curtíssimo prazo tiveram maior abordagem a partir das décadas de 1950 e 1960. Durante este período tais estudos foram feitos extensivamente por Kirchmayer [1]-[3], e Bernholtz e Graham [4] que se basearam em problemas constituídos de um subsistema hidroelétrico, rede elétrica e usinas termoelétricas, cuja resolução é feita de maneira integrada, e a rede elétrica é descrita por uma fórmula de perdas. Um dos primeiros e mais completo modelo foi apresentado por Bonaert, et al. [5], que incorpora tanto o efeito cota, usinas em cascata e o tempo de atraso das afluências, como, também, o vertimento. A rede de transmissão é descrita por equações elétricas, e o modelo também inclui restrições tais como limites do equipamento e condições de operação.

Vários trabalhos relacionados a problemas de despacho “ótimo” de sistemas de potência de grande porte utilizando diversos métodos de resolução são constantes na literatura, dos quais podemos citar o trabalho de Bertsekas et al. [6] baseado em dualidade e técnicas de relaxamento de Lagrange; os trabalhos de Habibollahzadeh e Bubenko [7], Brännlund, et al. [8],[9], Luo et al.[10] , Ohishi et al. [11] e Soares e Ohishi [12] que utilizaram programação em fluxo em redes e fluxo de potência ótimo DC (FPODC) para a resolução do despacho “ótimo”; Johannessen, et al. [13], que se basearam no algoritmo de fluxo em redes interativo para a coordenação dos subproblemas hidráulico e elétrico, e em técnicas heurísticas, com a abordagem de opções de “spot market” para próximo



dia e semana; Nilsson e Sjelvgren[13], que também apresentaram um modelo de programação inteira-mista no qual os principais métodos matemáticos utilizados são: relaxamento de Lagrange, programação dinâmica e programação em rede; Nepomuceno et. al. [15],[16], que propuseram uma nova formulação para o problema de pré-despacho subdividido-o nos submodelos de pré-despacho ativo (PDA) e reativo (PDR) utilizando-se FPODC (Newton) para o PDA, e o modelo de PDR é constituído de T problemas de FPO, que são resolvidos separadamente, mas de maneira incremental; Gorenstein et al. [17] e Granville et al [18] que apresentaram um algoritmo baseado em programação dinâmica dual-estocástica para sistemas hidrotérmicos incluindo restrições de rede de transmissão utilizando um modelo linear de fluxo de potência.

Conforme apresentados anteriormente, os trabalhos comumente encontrados na literatura apresentam algoritmos que utilizam modelos lineares de fluxo de potência ou de fluxo de potência ótimo. Dessa forma, uma importante contribuição do presente trabalho é a utilização de um modelo de fluxo de potência ótimo em corrente alternada (FPOCA), que leva em conta as características não-lineares do sistema de transmissão.

III. A MODELAGEM ENERGÉTICA DE SISTEMAS ELETROENERGÉTICOS

O planejamento de curto prazo é, convencionalmente, uma etapa de planejamento energético propriamente dito, no qual há um refinamento da abordagem dos aspectos energéticos do sistema devido à representação individualizada de suas usinas. A representação individual de cada usina hidroelétrica é importante, visto que o objetivo principal deste tipo de planejamento é determinar as metas de operação de cada usina, a cada intervalo, respeitando o acoplamento hidráulico das diversas cascatas existentes no sistema, e que aproveite as possíveis diversidades hidrológicas entre os vários rios. Neste horizonte de planejamento, é interessante determinar quanto cada usina deve gerar para obter o melhor rendimento global, minimizando as perdas e custos na geração. É importante ressaltar que nesta etapa, diferente do planejamento de médio prazo, abrange um horizonte em que as incertezas sobre as afluências são menores devido à proximidade com o presente.

No Brasil, o procedimento adotado é o de utilizar a mesma meta de geração hidroelétrica global dada pelo NEWAVE[©][19] que utiliza programação dinâmica dual-estocástica (PDDE), para o médio prazo, e fazer uma desagregação desta geração hidráulica total entre todas as usinas para o curto prazo, utilizando o DECOMP[©][20], também baseado no PDDE. Uma metodologia alternativa que melhor representaria o planejamento de curto prazo é a que adota uma abordagem determinística do sistema, com usinas individualizadas, baseada em previsões de afluências fornecidas por um modelo de séries temporais [21]-[23]. Os resultados do planejamento energético são passados para os níveis inferiores da cadeia de planejamento, vindo logo a seguir o planejamento de curto prazo que já considera os

aspectos elétricos, com uma representação da rede elétrica, adotando-se um horizonte de planejamento semanal, com discretização horária.

A resolução de problemas em planejamento energético, que envolvem usinas hidroelétricas e termoelétricas, tem sido sugerida através de algoritmos não-lineares que podem ser formulados como fluxo em redes [24]. Os problemas de operação hidrotérmica formulados como fluxo em redes aproveitam a estrutura particular da rede hidráulica, através da estratégia de partição de variáveis em conjunto de variáveis básicas e não-básicas, identificadas por um único índice. Esta estratégia conserva a identidade de cada usina em cada período de tempo, desde a usina mais a montante progredindo pela cascata até a usina mais a jusante. Esta abordagem determinística utiliza um algoritmo simplex convexo aplicado de forma adaptada à rede do sistema hidroelétrico, que é caracterizada por uma arborescência temporalmente expandida, o que permite a utilização da teoria de fluxo em redes, denominado Programa de Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH) [25],[26]. Esta metodologia tem sido utilizada pela Duke Energy International – Geração Paranapanema, para estudos de otimização do planejamento da operação de suas usinas, no rio Paranapanema [27].

IV. O MODELO DE FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O FPO pode ser apresentado como:

$$\begin{aligned} & \min f(\mathbf{x}) \\ \text{s.a. } & \begin{cases} g_i(\mathbf{x}) = 0 & i = 1, 2, \dots, m < n \\ h_j(\mathbf{x}) \leq 0 & j = 1, 2, \dots, p \\ \mathbf{x}_{\min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{\max} \end{cases} \end{aligned} \quad (1)$$

onde:

$\mathbf{x} \in \mathbb{R}^n$ – é o vetor de variáveis de estado e controle do sistema;

$f(\mathbf{x})$ – é uma função escalar que representa a função-objetivo do sistema de potência (perdas na transmissão);

$g_i(\mathbf{x}) = 0$ – é o conjunto das equações de fluxo de potência;

$h_j(\mathbf{x}) \leq 0$ – é o conjunto das inequações funcionais do sistema de potência;

\mathbf{x}_{\min} e \mathbf{x}_{\max} – são limites mínimo e máximo das variáveis de estado e controle do sistema.

O vetor \mathbf{x} representa as magnitudes das tensões, ângulos de fase, taps de transformadores e ângulos de controle dos desfasadores. A função-objetivo $f(\mathbf{x})$ pode assumir diferentes formas, tais como: perdas de potência ativa na transmissão ou o custo de geração de potência ativa dos geradores despachados. A igualdade $g_i(\mathbf{x}) = 0$ representa as equações de fluxo de potência. As restrições de desigualdade $h_j(\mathbf{x}) \leq 0$ representam as restrições funcionais do fluxo de potência, isto é, limites de fluxo de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e transformadores, limites de injeção de potência

reativa nas barras de controle de reativo e injeção de potência ativa na barra de referência (slack).

A. O Método Dual-Newton

O método Dual-Newton é caracterizado pela associação da função Lagrangiana Aumentada (LA) com o método de Newton, o que permite aproveitar as boas características de cada um desses métodos quando utilizados individualmente [28]. O método da LA trata todas as restrições através de um método dual. Todas as restrições, incluindo as equações de igualdade são associadas às variáveis duais (multiplicadores de Lagrange) e termos de penalidades quadráticos. Assim, considere o problema:

$$(P) = \begin{cases} \min f(\mathbf{x}) \\ \text{s.a. } g(\mathbf{x}) = 0 \\ h(\mathbf{x}) \leq 0 \end{cases} \quad (2)$$

No método Dual-Newton, o método de Newton trata as restrições de igualdade enquanto a função LA atua sobre as restrições de desigualdade. Assim:

$$(PM) = \begin{cases} \min \sum_j f(\mathbf{x}) + \frac{v_j}{2} [h_j(\mathbf{x}) + e_j]^2 \\ \text{s.a. } g(\mathbf{x}) = 0 \\ h(\mathbf{x}) + e = 0 \\ e \geq 0 \end{cases} \quad (3)$$

onde:

v_j – penalidades associadas às restrições de desigualdades;

e_j – folga associada às restrições de desigualdades.

A função Lagrangiana do problema representada por (3) minimizada com relação a e , com exceção das penalidades nas restrições de igualdade, é dada por:

$$LA = f(\mathbf{x}) + \sum_i \lambda_i g_i(\mathbf{x}) + \sum_j \begin{cases} \mu_j h_j(\mathbf{x}) + \frac{v_j}{2} h_j^2(\mathbf{x}), & h_j(\mathbf{x}) \geq -\frac{\mu_j}{v_j} \\ -\frac{\mu_j^2}{2v_j}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (4)$$

Esta função é uma combinação da Lagrangiana Clássica relativa às restrições de igualdade com a LA relativa às restrições de desigualdade.

O problema original representado por (2) é resolvido através de uma seqüência de problemas irrestritos:

$$(PI)^k = \begin{cases} \min_{\mathbf{x}, \lambda} h(\mathbf{x}, \lambda, \mu^k, v^k) & \text{para } k = 1, 2, 3 \dots \end{cases} \quad (5)$$

onde:

λ – vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de igualdade;

μ^k – vetor dos multiplicadores de Lagrange associado às restrições de desigualdade;

v^k – vetor de penalidades associadas às restrições de desigualdades.

Os problemas irrestritos são resolvidos impondo-se as condições necessárias de primeira ordem de otimalidade sobre a função LA, isto é:

$$\begin{aligned} \nabla_{\mathbf{x}} LA &= 0 \\ \nabla_{\lambda} LA &= 0 \end{aligned} \quad (6)$$

As condições de otimalidade dadas por (6) para os problemas irrestritos de (5) são calculadas pelo método de Newton através da equação matricial:

$$\begin{bmatrix} \nabla_{\mathbf{x}}^2 LA & \nabla_{\mathbf{x}\lambda}^2 LA \\ \nabla_{\lambda\mathbf{x}}^2 LA & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x} \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{\mathbf{x}} LA \\ \nabla_{\lambda} LA \end{bmatrix} \quad (7)$$

Após a solução de um problema irrestrito k , isto é, \mathbf{x} e λ determinados, verifica-se a factibilidade do ponto \mathbf{x} . Caso este ponto seja ainda não-factível, os multiplicadores e as penalidades associadas com as restrições de desigualdade são atualizados pelas equações:

$$\mu_j^{k+1} = \begin{cases} \mu_j^k + v_j h_j(\mathbf{x}), & h_j(\mathbf{x}) \geq -\frac{\mu_j}{v_j} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (8)$$

$$v_{k+1} = \beta v^k, \beta \geq 1$$

onde, β é o fator de incremento da penalidade.

O método Dual-Newton engloba um grande número de vantagens devido à associação do método de Newton com o método da LA. Entre estas vantagens pode-se citar: uma característica de convergência de segunda ordem, o que significa convergência mais rápida; a capacidade de encontrar a solução partindo de pontos não-factíveis, possibilitando o uso do método em estudos de planejamento; a matriz Hessiana não fica mal condicionada, pois os fatores de penalidade crescem lentamente, ou podem deixar de crescer, até a solução. Porém a maior das vantagens foi tratar as restrições de desigualdade com muita simplicidade. Esta simplicidade permite a inclusão dos taps dos transformadores no conjunto de restrições de desigualdade melhorando, consideravelmente, o estudo da parte reativa do problema.

V. ESTUDO DA INTERAÇÃO ELÉTRICO-ENERGÉTICA

Este trabalho apresenta uma análise quantitativa do efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o "ótimo" energético.

A primeira etapa desta análise obtém as metas semanais de geração de cada usina através da otimização do sistema hidrotérmico no horizonte de curto prazo, isto é, uma otimização energética do sistema para o horizonte de um ano com discretização semanal. Essa otimização é feita utilizando-se o POSH. A partir das metas de geração hidráulica de cada usina, fornecidas pelo planejamento energético, é feita uma análise do comportamento elétrico do sistema para cada

semana do horizonte estudado. Esta análise é feita utilizando-se um Fluxo de Potência Ótimo CA (FPOCA). Os resultados fornecidos pelo FPOCA permitem analisar alguns comportamentos do sistema, tais como, perdas na transmissão, despacho de potência reativa e/ou ativa, e tensões das barras sujeitas aos limites impostos de tensão e potência reativa. Com os resultados desses comportamentos é feita uma análise quantitativa do comportamento da rede de transmissão face ao “ótimo” energético.

VI. TESTES

O sistema de transmissão utilizado nos testes foi um Sistema CESP 440 kV Equivalente, composto por 53 barras e pelas usinas hidroelétricas de Água Vermelha, Ilha Solteira, Três Irmãos, Jupiá, Porto Primavera, Capivara e Taquaruçu. Como os reservatórios de Ilha Solteira e Três Irmãos são interligados pelo canal de Pereira Barreto, adotou-se o reservatório de Ilha Solteira Equivalente.

Cabe ressaltar que o ciclo hidrológico da região Sudeste/Centro-Oeste se inicia aproximadamente no mês de

maio e vai até abril, sendo dividido em período seco (maio a novembro) e período chuvoso (dezembro a abril). A Fig. 1b. mostra o comportamento “ótimo” dos volumes das usinas a reservatório do sistema em relação a sua posição na cascata. Observa-se que Água Vermelha que é a usina que está mais a montante, chega a deplecionar seu volume até os 70% do volume útil do seu reservatório, com o objetivo de receber as afluências maiores que vêm com o período mais úmido e evitar o vertimento de água (ver Fig. 1a.). Em quase todo o horizonte, as usinas de Ilha Solteira Equivalente e Porto Primavera, que estão mais a jusante na cascata, tendem a permanecer com um comportamento a fio d’água (a menos de uma oscilação entre a 31^ª e a 38^ª que não chega a 10% do volume útil de Ilha Solteira Equivalente), procurando manter seu volume sempre no máximo para aumentar sua produtividade e valorizar toda a água do sistema. Dessa forma, Água Vermelha, por estar mais a montante, assim como Capivara, oscilam seu volume para se encarregarem da regulação de sua cascata, demonstrando a importância do efeito cota na produtividade do sistema (ver Fig. 1b.).

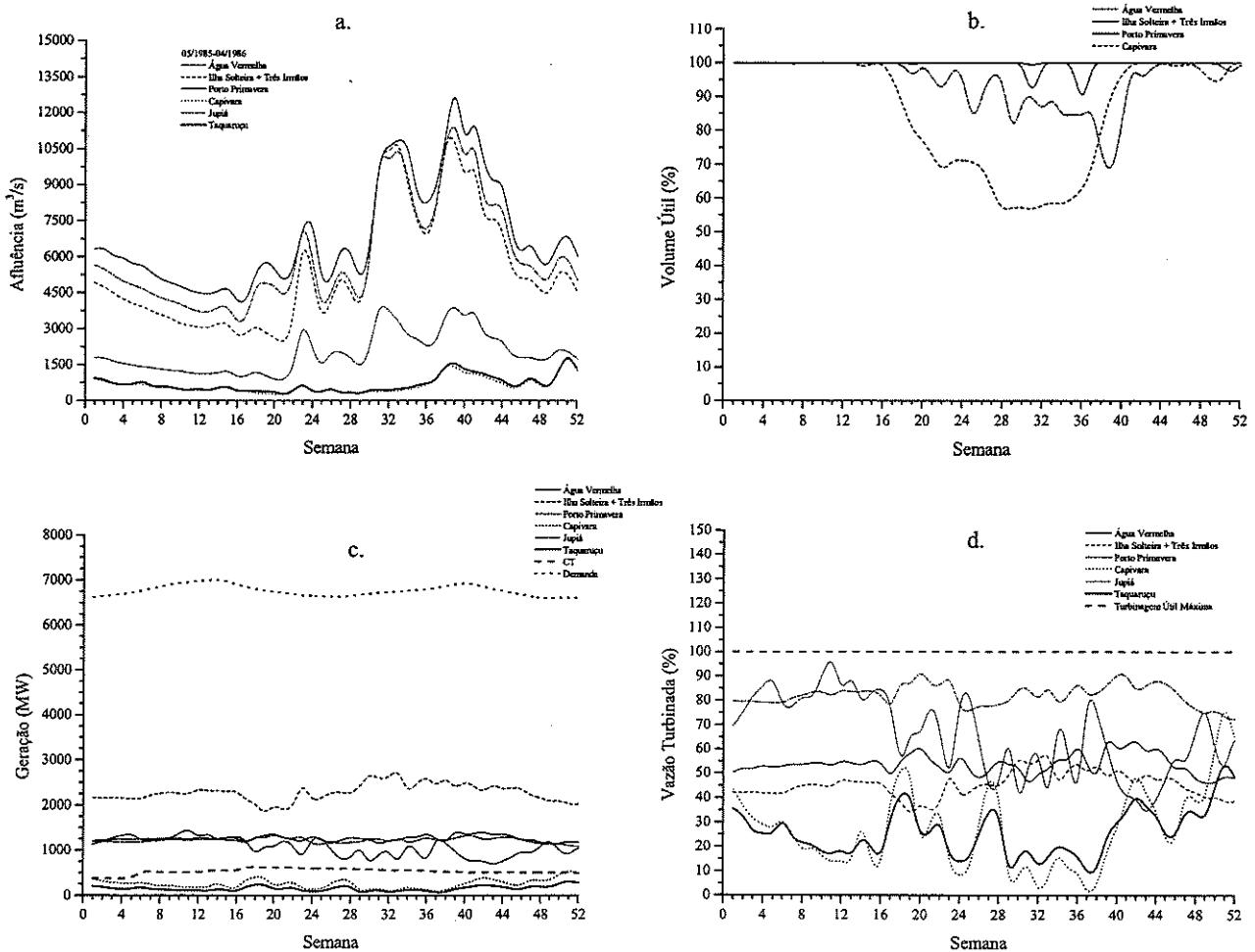


Fig 1. Comportamento Energético do Sistema 440 kV Equivalente da CESP.

A complementação térmica (CT) apresenta um comportamento com tendência constante (ver Fig. 1c.), pois o custo de geração térmica, é representado por uma função quadrática convexa e crescente, o que leva a geração térmica ser representada por uma função aproximadamente constante no ponto “ótimo”. As trajetórias das gerações de cada usina, mostradas na Fig. 1b., representam as metas de geração que são repassadas para o planejamento elétrico. A Fig. 1d. apresenta o comportamento das vazões turbinadas de cada usina, não apresentando nenhum vertimento neste caso.

Para a determinação do comportamento elétrico do sistema, sem a minimização das perdas na transmissão, foi utilizado o ANAREDE[®], a fim de se obter o estado da rede elétrica (tensões, ângulos de fase, injeções de potência ativa e reativa nas barras), a distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa e as perdas na transmissão. Os resultados obtidos com o ANAREDE[®] são utilizados como referência para comparação dos resultados obtidos com o FPOCA.

Para a análise da disparidade entre “ótimos” do planejamento energético e do elétrico, foi tomada a semana de demanda média (44^a semana). Esta análise está mostrada na Tabela II.

TABELA II
EFEITO DAS RESTRIÇÕES ELÉTRICAS E DAS PERDAS SOBRE O “ÓTIMO” ENERGÉTICO

1985-1986	Demanda = 6781 MW									
	Geração (MW)									
Usina	A. Verm.	I. Solt.	T. Irm.	Jupiá	P. Pri.	Capiv.	Tagua	C.T.	Import.	Perdas
POSH	757.0	1942.9	377.0	1292.0	1371.0	310.0	195.0	524.4	259.3	
ANAREDE [®]	757.0	1942.9	377.0	1292.0	1371.0	310.0	195.0	524.4	259.3	247.7
FPOCA	694.9	2343.3	455.0	1347.9	1164.1	320.4	233.2	197.7	259.3	234.8
Desvio (%)	-8.2	+20.6	+20.7	+4.3	-15.1	+3.4	+19.6	-62.3	0.0	-5.2

A Tabela II mostra que as restrições elétricas e as perdas na transmissão proporcionaram um desvio considerável no despacho das gerações dado pelo FPOCA em relação ao “ótimo” energético dado pelo POSH. Houve até mesmo uma diminuição da geração térmica do sistema, porém, observa-se um aumento considerável da geração hidráulica em algumas usinas, o que pode comprometer os níveis futuros de seus reservatórios e, consequentemente, sua produtividade devido ao efeito cota, possibilitando uma “degeneração” do “ótimo” energético do sistema. Isto demonstra a conveniência de se procurar um “ótimo” que atenda o planejamento elétrico e energético e, assim, contribuir para a otimização global do sistema.

O erro máximo de injeção de potência ativa nas barras dado pelo ANAREDE[®] foi menor do que 1.10^{-3} enquanto que pelo FPOCA foi de 0.0001. Para a injeção de potência reativa o erro máximo foi de 0.09 e -0.0016, respectivamente.

A Tabela III mostra que os níveis de tensões dados pelo FPOCA estão entre os limites mínimo e máximo impostos ao sistema, que são de 0.95 pu e 1.10 pu, respectivamente. Observa-se que o FPOCA promoveu um aumento nos módulos das tensões e uma pequena diminuição da abertura entre os ângulos de fase, possibilitando uma melhoria nos

níveis de tensão das barras, também notada nas demais barras.

TABELA III
TENSÕES DE BARRA.

1985-1986	Tensão [pu] \angle Ângulo [grau]		
	Barra	ANAREDE [®]	FPOCA
563(RibPreto440)		0.935 \angle -29.9	0.965 \angle -29.9
567(SBarbara440)		0.944 \angle -32.4	0.976 \angle -32.1
570(Sumaré440)		0.944 \angle -32.9	0.977 \angle -32.6
574(BomJardim440)		0.952 \angle -35.2	0.983 \angle -34.7
584(Cabreuvu440)		0.956 \angle -34.3	0.986 \angle -33.9
599(Taubaté440)		0.950 \angle -44.2	0.986 \angle -43.1

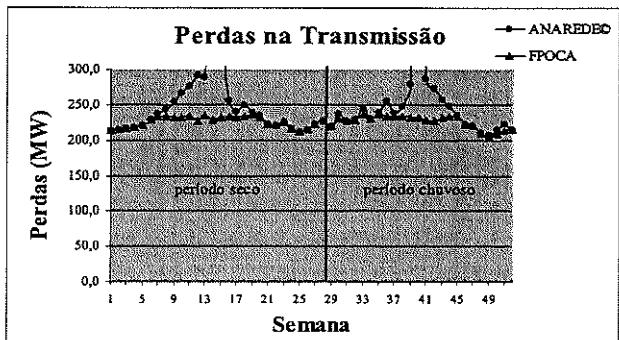


Fig. 2. Perdas na transmissão.

Com relação às perdas, a Fig. 2. mostra a comparação entre os resultados dados pelo ANAREDE[®] (fluxo de potência ac convencional) e pelo FPOCA. Para as semanas de 12 a 15 e a semana 40, não houve convergência do ANAREDE[®], mas o FPOCA conseguiu obter soluções para estes casos. Verificou-se que o FPOCA efetuou uma minimização média das perdas da ordem de 3.85%, ou 9.00 MW no sistema estudado. Considerando o Valor Normativo da energia gerada das grandes usinas hidroelétricas (definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica) cotado por volta de US\$ 30,00 por MWh, seria economizado em torno de US\$ 2.380.000,00 anualmente, reforçando a importância de estudos em minimização das perdas na transmissão [29].

VII. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um estudo inicial da interação elétrico-energético no planejamento de curto prazo. A análise dos testes realizados permitiu uma avaliação quantitativa do efeito das restrições elétricas e das perdas na transmissão sobre o “ótimo” energético e verificar uma possível disparidade entre os planejamentos energético e elétrico. Dessa forma, verificou-se a importância de se considerar os aspectos elétricos, já no planejamento de curto prazo, com o intuito de tornar a interface elétrico-energética mais forte, pois as metas de geração obtidas com o planejamento de curto prazo já incluiriam o efeito dos aspectos elétricos do sistema, e assim se obteria metas de geração melhores para o planejamento de curto prazo. Com isto, observa-se a

importância do estudo de técnicas para se procurar um “ótimo” que atenda o planejamento elétrico e o energético, pois se trata de um problema com um objetivo comum que é a minimização dos custos de operação, com melhor desempenho do sistema, porém com enfoques distintos, eventualmente conflitantes. Essa abordagem contribuiria para o controle dos desvios da trajetória “ótima” do sistema, e melhorar a otimização global do planejamento da operação eletroenergética. Os testes também mostraram a eficiência do FPOCA na otimização elétrica e sua importância como ferramenta de minimização das perdas na transmissão.

VIII. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à CESP – Companhia Energética de São Paulo, pelos dados fornecidos.

IX. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Kirchmayer, L. K., Development of Transmission Loss Formula, in *Economic Operation of Power Systems*, New York: John Wiley & Sons, Inc, 1958, pp. 49-115.
- [2] Kirchmayer, L. K., Economic Operation of a Combined Steam and Hydroelectric Power System, in *Economic Control of Interconnected Systems*, New York: John Wiley & Sons, Inc, 1959, pp. 68-97.
- [3] Kirchmayer, L. K., Ringlee, R. J., “Optimal Control of Thermal-Hydro System Operation”, in *1964 IFAC Proceedings*, pp. 430/1-430/6.
- [4] Bernholtz, B., Graham, L. J., “Hydrothermal Economic Scheduling”, in *AIEE Transactions Apparatus and Systems*, vol. 79, Dec. 1960; vol. 81, Feb. 1962; Jun. 1963.
- [5] Bonaert, A. P., El-Abiad, A. H., Koivo, A. J., “Optimal Scheduling of Hydro-Thermal Power Systems by a Decomposition Technique Using Perturbations”, in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-91(1), pp. 263-271, Jan. 1972.
- [6] Bertsekas, D. P., Lauer, G. S., Sandell JR., N. R., Posbergh, T. A., “Optimal Short-Term Scheduling of Large-Scale Power Systems”, in *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. 28, n.1, pp. 1-11, Jan. 1983.
- [7] Habibollahzadeh, H., Bubenko, J. A., “Application of Decomposition Techniques to Short-Term Operation Planning of Hydrothermal Power System”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, n.1, pp. 41-47, Feb. 1986.
- [8] Bränlund, H., Sjelvgren, D., Andersson, N., “Optimal Short Term Operation Planning of a Large Hydrothermal Power System Based on a Nonlinear Network Flow Concept”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, n.4, pp. 75-81, Nov. 1986.
- [9] Bränlund, H., Sjelvgren, D., Bubenko, J. A., “Short Term Generation Scheduling with Security Constraints”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, n.1, pp. 310-316, Feb. 1988.
- [10] Luo, G. X., Habibollahzadeh, H., Semlyen, A., “Short-Term Hydrothermal Dispatch Detailed Model and Solutions”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, n.4, pp. 1452-1462, Oct. 1989.
- [11] Ohishi, T., Soares, S., Carvalho, M. F. H., “A Short Term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, n.2, pp. 637-643, May 1991.
- [12] Soares, S., Ohishi, T., “Hydro-dominated short-term hydrothermal scheduling via a hybrid simulation-optimisation approach: a case study”, in *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, n.6, pp. 569-575, Nov. 1995.
- [13] Johannessen, A., Gjelsvik, A., Fosso, O. B., Flatabø, N., “Optimal Short Term Hydro Scheduling Including Security Constraints”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, n.2, pp. 576-583, May. 1991.
- [14] Nilsson, O., Sjelvgren, D., “Mixed-Integer Programming Applied to Short-Term Planning of a Hydro-Thermal System”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n.1, pp. 281-286, Feb. 1996.
- [15] Nepomuceno, L., Ohishi, T., Soares, S., “Uma Metodologia de Pré-Despacho AC com Base em um Modelo de FPO Newton”, *SBA Controle & Automação*, vol. 11, n.3, pp. 169-175, Set.-Dez. 2000.
- [16] Nepomuceno, L., Oliveira, A., Ohishi, T., Filho, S., “Incorporating Voltage/Reactive Representation to Short-Term Generation Scheduling Models”, in *Proc. 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Chicago, USA, pp. 1541-1546.
- [17] Gorenstein, B. G., Campodónico, N. M., Costa, J. P., Pereira, M. V. F., “Stochastic Optimization of a Hydro-Thermal System Including Network Constraints”, in *Proc. 1991 IEEE Power Industry Computer Application Conference*, Baltimore, USA, pp. 127-133.
- [18] Granville, S., Oliveira, G.C., Thomé, L.M., Campodónico, N., Latorre, M. L., Pereira, M. V. F., Barroso, L. A., “Stochastic Optimization of Transmission Constrained and Large Scale Hydrothermal Systems in a Competitive Framework”, in *Proc. 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Toronto, Canada.
- [19] CEPPEL: Centro de Pesquisa de Engenharia Elétrica, *Modelo DECOMP – Manual de Referência*, Rio de Janeiro, 2000.
- [20] CEPPEL: Centro de Pesquisa de Engenharia Elétrica, *Modelo NEWAVE – Manual de Referência*, Rio de Janeiro, 2000.
- [21] Carneiro, A. A. F. M., Soares, S., Carvalho, M. F. H., “Um Modelo Adaptativo para o Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos de Potência”, in *Anais do 7º Congresso Brasileiro de Automação*, ITA, São José dos Campos, Brasil, vol. 2, pp. 823-829, 1998.
- [22] Carneiro, A.A.F.M. e Kadowski, M., “Operação Simulada de Sistemas Hidroelétricos com Regras por Redes Neurais”, in *Anais do XIV SNPTEE: Simpósio Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Grupo X, Tema 5, n. FL/GOP/ 07, (editado em CD), Belém, Brasil, Out. 1997.
- [23] Martinez, L., “Políticas de Controle Malha Fechada e Malha Aberta no Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos”, Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, 2001.
- [24] Rosenthal, R. E., “A Nonlinear Network Flow Algorithm for Maximization of Benefits in a Hydroelectric Power System”, in *Operations Research*, vol. 29, n.4, pp. 763-787, Jul.-Aug. 1981.
- [25] Soares, S., Carvalho, M. F., “Programa para Otimização de Sistemas Hidrotérmicos (POSH)”, in *Anais do 6º Congresso Brasileiro de Automação*, Belo Horizonte, Brasil, vol. 1, pp. 191-197, 1986.
- [26] Silva Filho, D., Carneiro, A. A. F. M., Castro, R., Chaves, J. R. A., “Influência das regras de Operação sobre Parâmetros de Dimensionamento de Usinas Hidroelétricas”, in *Anais do VII SEPOPE: Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning*, Curitiba, Brasil, CD-ROM, 21-26 mai. 2000.
- [27] Soares, S., Silva Filho, D., Carneiro, A. A. F. M., “Otimização da Operação Energética das Usinas do Rio Paranapanema”, in *Anais do I CITENEL: Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, Brasília, Brasil, CD-ROM, Nov. 2001.
- [28] Costa, G. R. M., “O Método Dual-Newton Aplicado ao Fluxo de Carga Ótimo”, Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, 1990.
- [29] Maria, G. A., Findlay, J. A., “A Newton Optimal Power Flow For Ontario Hydro EMS”, in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, n.3, pp. 576-584, Aug. 1987.

X. BIOGRAFIAS

Luiz Giovani Lopes Rodrigues recebeu o grau de B.Sc. e de M.Sc. em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil, onde atualmente é doutorando em Engenharia Elétrica.

Adriano Alber de França Mendes Carneiro recebeu o grau de B.Sc. em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, Brasil, o grau de M.Sc. em Sistemas de Potência da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, Brasil, e o grau de Ph.D. em Planejamento da Operação de Sistemas de Potências da Universidade Estadual de Campinas, Brasil. Atualmente ele é Professor Assistente no Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil.

Geraldo Roberto Martins da Costa recebeu o grau de B.Sc. e de M.Sc. em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil e o grau de Ph.D. da Universidade Estadual de Campinas, Brasil. Atualmente ele é Professor Associado no Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, Brasil.