



XVI SNPTEE
Seminário Nacional de Produção e
Transmissão de Energia Elétrica

GRUPO IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

GOP/009

21 a 26 de Outubro de 2001
Campinas - São Paulo - Brasil

UM PROCEDIMENTO PARA PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO INCLUINDO RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

Frederico S. Moreira

Takaaki Ohishi

Luiz C.P. da Silva

Vivaldo F.da Costa*

UNICAMP

RESUMO

Este artigo apresenta uma metodologia para o cálculo de um Programa de Operação considerando o aspecto da estabilidade de tensão. O objetivo desta metodologia é obter uma programação da operação com maiores margens de estabilidade de tensão, fornecendo à Operação em Tempo Real uma proposta operativa com maior nível de segurança. A metodologia proposta consiste de um processo iterativo de modelos que enfoca a reprogramação do despacho de geração ativa através de um processo de penalização das usinas com alto impacto negativo nas margens de estabilidade. Estas usinas são identificadas através da técnica de análise modal, a qual atribui fatores de participação para todas as usinas geradoras do sistema. A partir dos fatores de participação define-se fatores de penalidade a serem utilizados no fluxo de carga ótimo, que re-executado resulta em um despacho ativo direcionado para obedecer requisitos mínimos de segurança.

PALAVRAS-CHAVE: Margem de Estabilidade de Tensão, Fatores de Participação Modal, Despacho Ativo, Reprogramação da Operação.

1.0 - INTRODUÇÃO

A função principal da programação da operação de um sistema de energia elétrica é definir um plano de produção de energia elétrica para um horizonte de curto prazo, em geral de um dia à frente. Este plano de produção, que denominaremos Programa de Operação (PO), estabelece a produção média de energia elétrica para todos os intervalos de tempo do próximo dia, e estes valores são utilizados pela Operação em Tempo Real (OTR) como uma referência operativa do sistema. A menos de algum desvio significativo nas condições previstas sobre as demandas, disponibilidades de equipamentos e recursos energéticos, provavelmente o sistema operará em

torno deste programa proposto [1]. Esta forte vinculação entre o PO e a OTR implica, de um lado, numa grande influência do planejamento sobre o desempenho da operação do sistema, tanto em termos econômicos como também em termos operativos; e, de outro lado, torna-se necessário que aspectos relevantes à OTR sejam incorporados aos modelos e procedimentos do PO.

Como para a OTR os aspectos operativos, principalmente do sistema elétrico, são mais importantes, requer-se então a representação dos requisitos operativos do sistema elétrico na elaboração do PO. Nesse sentido, muitos modelos de PO levando em conta aspectos elétricos foram desenvolvidos [2-3]. Os artigos [4-5] apresentam modelos com uma representação linear da rede de transmissão, enquanto que nos trabalhos [6-7] a rede foi modelada via um modelo não linear. Estes modelos tratam somente da operação de rede no caso básico. Em relação à operação do sistema elétrico, uma questão que tem merecido muita atenção principalmente na última década, é o problema da Instabilidade de Tensão (IT) [8-10]. Este fenômeno tem sido responsável por diversos blecautes em várias partes do mundo, e se caracteriza por um descontrole sobre as tensões em determinados pontos da rede de transmissão [11]. A IT ocorre com mais frequência em redes de transmissão com reduzida folga em sua capacidade operativa, como é o caso do sistema brasileiro [9]. Portanto, a análise da operação do sistema sob a ótica da instabilidade de tensão é uma necessidade presente e de grande importância para assegurar um nível adequado de segurança.

Este artigo apresenta uma metodologia para a programação da operação com o objetivo de determinar um PO com melhores Margens de Estabilidade de Tensão (MET). Entende-se por MET o acréscimo de carga, a partir do caso base, que o

sistema pode atender até atingir o limite de estabilidade de tensão, definido pelo *nose* da curva PV [12]. Quanto maior a MET, maior é o nível de segurança. Um outro aspecto importante é que a MET depende do ponto de operação. A abordagem proposta se baseia em três modelos, os quais são utilizados iterativamente visando obter um programa de operação que atenda os requisitos operativos dos sistemas de geração e transmissão, e que proporcione um nível de margem mínimo em relação à instabilidade de tensão. O primeiro é um modelo para o cálculo de um PO, o segundo modelo calcula as MET's, e o terceiro modelo calcula os fatores de participação dos geradores.

A seção 2.0 deste artigo introduz a metodologia proposta e a teoria relacionada. Os resultados obtidos através da aplicação desta metodologia em um sistema teste são apresentados na seção 3.0, e finalmente, conclusões preliminares são discutidas na seção 4.0.

2.0 – METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia para a obtenção do Programa de Operação com Margem de Estabilidade de Tensão (POMET) consiste em um processo de obtenção e reprogramação de um PO. Esta reprogramação visa o aumento das MET's e se baseia em informações obtidas através da análise modal. Apresenta-se a seguir os principais passos da elaboração do POMET:

- i) Obter uma solução inicial para o PO.
- ii) Para todos os intervalos de tempo calcula-se a respectiva MET.
- iii) Se em todos os intervalos de tempo a MET está acima de um valor pré-especificado, então o atual PO apresenta margens de estabilidade adequadas e encerra-se o processo. Porém, se em algum intervalo a margem estiver reduzida, então segue-se para o passo (iv).
- iv) Reprogramar o despacho de geração de potência ativa dos intervalos com MET reduzida visando aumentar a margem de estabilidade.
- v) Reprogramar os demais intervalos de tempo não reprogramados no passo (iv), visando o atendimento das metas energéticas. O processo se encerra quando todos os intervalos atendem requisitos mínimos de margens e obedecem as metas energéticas.

A seguir cada um dos passos da metodologia é detalhado.

2.1 - Obtenção do PO inicial

O PO inicial é obtido através da resolução do seguinte problema de PD.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i \in G} f_i(p_i^t) \quad (1)$$

$$S.a \quad \underline{g}^t(\underline{p}^t, \underline{q}^t) = \underline{0} \quad ; t = 1, \dots, T \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T p_i^t = m_i \quad ; i \in H \quad (3)$$

$$p_i^{\min} \leq p_i^t \leq p_i^{\max} \quad ; i \in G; t = 1, \dots, T \quad (4)$$

$$q_i^{\min} \leq q_i^t \leq q_i^{\max} \quad ; i \in R; t = 1, \dots, T \quad (5)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k^t \leq V_k^{\max} \quad ; k \in K; t = 1, \dots, T \quad (6)$$

Onde : t,i,k - índices de tempo, usinas e barras, respectivamente; T – número de intervalos de tempo; G – conjunto das usinas (termelétricas e hidrelétricas); f_i – função de custo associado à usina i; p_i^t – potência ativa gerada na usina i, durante o intervalo de tempo t; \underline{g}^t – conjunto (vetor) das equações de fluxo de carga do intervalo t; \underline{p}^t – vetor de injeções de potência ativa do intervalo t; \underline{q}^t – vetor de injeções de potência reativa do intervalo t; m_j – meta energética da usina hidrelétrica j; H – conjunto das usinas hidrelétricas; R – conjunto das barras com geração de potência reativa; K – conjunto das barras; V_k^t – magnitude de tensão na barra k, durante o intervalo de tempo t.

O critério de otimização (1) mais comum é o custo de geração. Nos sistemas puramente hidrelétricos pode-se adotar uma função de perda como critério de otimização. As equações de fluxo de carga (2) representam a rede de transmissão durante o intervalo de tempo t. As restrições (3) representam as metas energéticas das usinas hidrelétricas – estas estabelecem o montante de energia que cada usina deve produzir no próximo dia. As restrições (4-6) representam os limites operativos relativos à geração de potência ativa, potência reativa e tensão respectivamente.

O problema (1-6) é resolvido através de um método de Relaxação Lagrangeana [1], no qual o problema é dualizado em relação à restrição de metas energéticas (3), possibilitando assim uma decomposição que resulta na resolução de um modelo de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) para cada um dos intervalos de tempo do problema. A solução assim obtida é considerada a solução inicial para o Programa de Operação (PO).

2.2 – Cálculo das MET's

Neste trabalho a MET é calculada como sendo o máximo acréscimo de carga que o sistema pode atender a partir do caso base, até atingir o ponto de IT. Para obter margens de estabilidade utiliza-se o método de curvas PV [11,12]. As curvas PV são obtidas considerando-se incrementos de carga em todas as barras de carga do sistema de maneira proporcional ao carregamento do caso base. O perfil de geração do sistema também é incrementado proporcionalmente ao

caso base para atender aos acréscimos de carga. Para cada carregamento resolve-se o problema de fluxo de potência e o conjunto de pontos de equilíbrio obtidos define a curva PV. Como ilustrado na Figura 1, a MET representa a distância, em MW ou em porcentagem, do ponto de operação (caso base) ao ponto de máximo carregamento do sistema (nose da curva PV).

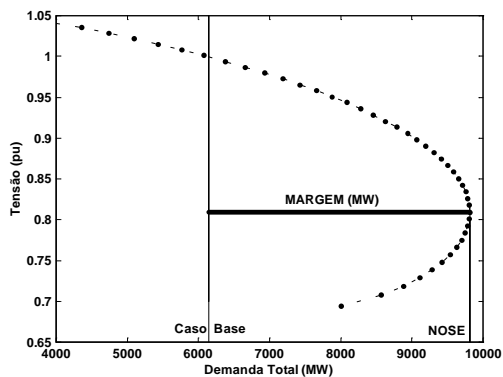


FIGURA 1 : Curva PV e margem de estabilidade

2.3 – Teste das MET's

Se em todos os intervalos, a respectiva MET estiver acima de um valor previamente fixado, então a presente solução do PO possui uma MET de nível adequado, e o processo se encerra. Porém, se em algum intervalo de tempo, a correspondente MET for muito reduzida, será necessária uma reprogramação para melhorar o nível de segurança do sistema para este intervalo.

Existem atualmente alguns critérios de estabilidade de tensão sendo definidos ou discutidos. Por exemplo, tanto a ELETROBRAS quanto o WSCC (*Western Systems Coordinating Council*) vem recomendando uma margem mínima de estabilidade de tensão de 5% mesmo considerando a pior contingência simples (de um elemento) [9,10]. Isto significa que para um sistema atender um pico de carga de 10000MW, deve-se ter 10500MW como máxima capacidade de transferência de potência, ainda considerando a ocorrência da contingência simples mais severa. Este número de 5% ainda não é definitivo, e pode vir a ser definido um critério mais restrito (por exemplo 2 ou 3%) para os membros do sistema interligado brasileiro. No entanto, a preocupação com a avaliação de restrições de estabilidade de tensão na operação do sistema brasileiro é claramente crescente, principalmente porque nas últimas duas décadas a demanda de carga tem crescido a uma taxa maior do que a expansão do parque gerador.

2.4 – Reprogramação do Despacho via Fatores de Participação dos Geradores

Na metodologia proposta neste trabalho, a reprogramação enfoca as gerações de potência ativa.

Isto porque no contexto de um PD, há maior interesse sobre a geração de potência ativa do que sobre a geração de potência reativa, tanto em termos financeiros como também em termos técnicos. Isto porque sobre a potência ativa há mais requisitos (restrições) do que sobre a potência reativa. O objetivo da reprogramação é obter um novo despacho de geração de potência ativa de modo a aumentar a respectiva MET. A coordenação desta reprogramação é feita através da atribuição de um custo (linear) sobre a geração de potência ativa. Estes custos são proporcionais aos fatores de participação dos geradores e visam equalizar estes fatores.

2.4.1 Definição dos Fatores de Participação

A penalidade atribuída a uma dada geração deve refletir a influência da mesma sobre a MET. Neste trabalho, os fatores de penalidade baseiam-se em fatores de participação, calculados no ponto de máximo carregamento do sistema. Estes fatores indicam a influência da cada gerador sobre a IT. A teoria dos fatores de participação é apresentada a seguir.

As equações linearizadas de um sistema de potência qualquer podem ser escritas como:

$$\Delta P = J_{P\theta}\Delta\theta + J_{PV}\Delta V \quad (7)$$

$$\Delta Q = J_{Q\theta}\Delta\theta + J_{QV}\Delta V \quad (8)$$

Fazendo-se a hipótese de $\Delta Q=0$ em (8), as condições de estabilidade do sistema podem ser estudadas com relação somente à variações de potência ativa. Com isso pode-se obter de (7-8) o sub-problema ativo, descrito por:

$$\Delta\theta = J_{RP\theta}^{-1}\Delta P \quad (9)$$

onde $J_{RP\theta} = J_{P\theta} - J_{PV}J_{QV}^{-1}J_{Q\theta}$ é definida como a matriz Jacobiana reduzida ativa [13]. Os autovetores associados ao modo crítico da matriz $J_{RP\theta}$ revelam, portanto, as barras onde variações de potência ativa afetam mais sensivelmente a margem de estabilidade de tensão do sistema. Estas são as áreas críticas da estabilidade de tensão a partir de uma perspectiva de potência ativa. Elas representam locais para ações de planejamento ou de operação relacionadas com potência ativa, tais como corte de carga, expansão da geração, ou redespacho da geração, com o propósito de melhorar as margens de estabilidade de tensão dos sistema.

Seguindo o trabalho de [14], um Fator de Participação Ativo (FPA) pode ser definido como uma combinação dos autovetores direito e esquerdo da matriz $J_{RP\theta}$. O FPA contém dois componentes, como segue:

$$FPA = \begin{bmatrix} FPA_{PV} \\ FPA_{PQ} \end{bmatrix} \quad (10)$$

onde FPA_{PV} define um fator de participação para as barras dos geradores, e FPA_{PQ} é um fator de participação para as barras de carga, ambos a partir do ponto de vista de potência ativa.

Quanto maior for o fator de participação de um gerador, maior será o aumento na margem de estabilidade do sistema se a injeção de potência ativa deste gerador for aumentada. Em outras palavras, este índice classifica no topo geradores que possam injetar potência ativa adicional na rede sem diminuir severamente as reservas de reativos do sistema. Este índice pode ser usado para a definição de um despacho de geração ativa visando o aumento das margens de estabilidade de tensão do sistema.

A Figura 2 ilustra os fatores de participação para um sistema teste com quatro geradores. Quanto maiores as diferenças entre os fatores de participação mais facilmente as margens de estabilidade podem ser melhoradas através de modificações no despacho ativo. Demonstra-se em [13] que para melhorar a MET é importante obter novos pontos de operação nos quais os fatores de participação sejam mais equalizados. Mostra-se que o despacho ativo dos geradores onde todos os fatores de participação são iguais apresenta as maiores margens. Portanto, baseado nestes estudos e utilizando os fatores de participação para definir uma direção para modificar o perfil de geração do sistema, a reprogramação do despacho de um dado intervalo de tempo irá procurar um novo ponto de operação com fatores de participação mais homogêneos.

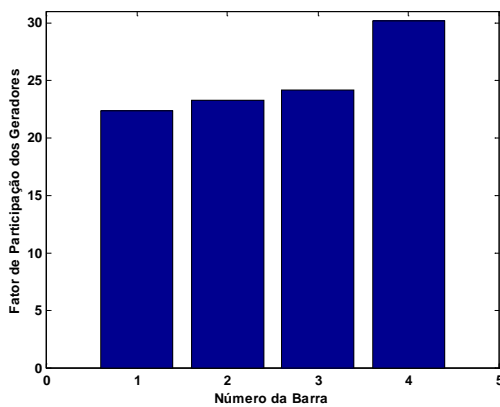


FIGURA 2 : Fatores de participação dos geradores

2.4.2 Definição dos Fatores de Penalidade

Os fatores de penalidade são atualizados iterativamente, visando aumentar a geração nas usinas com fatores de participação maiores e diminuir a geração em usinas com os menores. Os fatores de

penalidade são calculados seguindo o seguinte procedimento:

i) Calcula-se o Fator de Participação médio:

$$\overline{FPA}_{PV} = \sum_{i \in G} FPA_{PV-i} / n \quad (11)$$

FPA_{PV-i} : fator de participação associado à usina i .
 n : é o número de usinas

ii) Calcula-se a direção de caminhada

$$d_i = \overline{FPA}_{PV} - FPA_{PV-i} \quad (12)$$

iii) Calcula-se os fatores de penalidade

$$\mu_i^k = \mu_i^{k-\phi} + \alpha \cdot d_i, i \in G \quad (13)$$

k – iterações de atualização dos fatores.

Para usinas com grandes fatores de participação, tem-se d_i negativo e com isso contribui-se para diminuir os valores das penalidades, e para incentivar aumentos de geração nestas usinas. Por outro lado, para usinas com fatores menores, tem-se $d_i > 0$ e uma contribuição para tornar μ_i positiva.

Após a atualização dos fatores de penalidade resolve-se novamente um problema de FPO, no qual à função objetivo é acrescentado um termo linear μ_i . O processo de reprogramação (atualização dos fatores de penalidade e resolução de FPO's) se encerra quando o aumento na MET de uma iteração para outra fique abaixo de um valor pré-estabelecido.

3.0 – RESULTADOS NUMÉRICOS

Esta metodologia foi aplicada a um exemplo ilustrativo, composto de 4 usinas hidrelétricas, 23 barras e 40 linhas de transmissão. Para o cálculo das MET's são necessárias as demandas por barra, em todos os intervalos de tempo de um dia completo. Na prática estes dados são obtidos via modelos de previsão de demanda. Por se tratar de um exemplo ilustrativo, estas cargas foram calculadas supondo uma variação paralela, ou seja, igual para todas as barras de carga do sistema, segundo a curva apresentada na Figura 3.

O problema (1-6) é resolvido, obtendo-se o PO inicial. Para cada intervalo desta solução calcula-se as MET's, as quais estão apresentadas na Figura 3. Nesta figura apresenta-se também a curva de demanda total ao longo do dia, e observa-se que à medida em que aumenta-se a demanda, diminui-se a MET. Os despachos de geração de potência ativa dos intervalos das 17:00 h às 22:00 h foram reprogramados com o objetivo de aumentar as suas MET's.

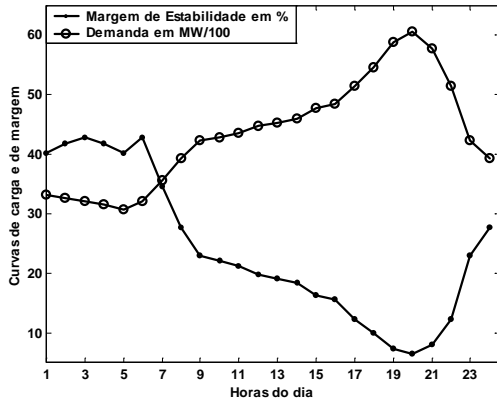


FIGURA 3 : MET's para o PO inicial

Mostra-se na Figura 4 as MET's dos intervalos das 17:00h às 22:00h para a solução inicial (PO inicial) e para o PO final reprogramado. Pode-se notar que a aplicação da metodologia de reprogramação do despacho ativo proposta neste trabalho resulta em melhoria das margens em todos os intervalos testados.

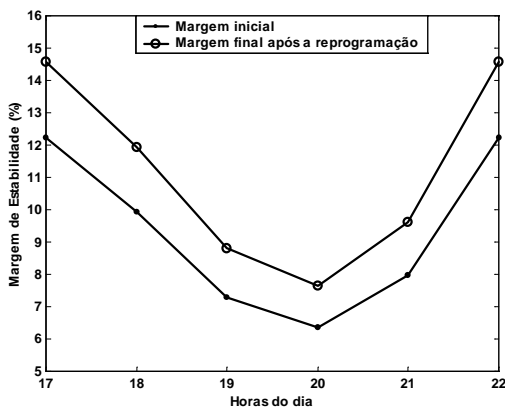


FIGURA 4 : As MET's do PO Inicial e Final

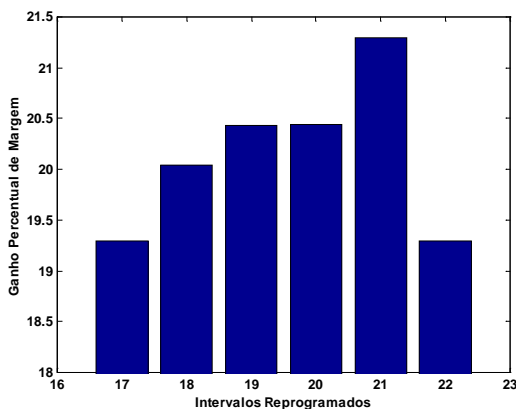


FIGURA 5 : Ganhos percentuais sobre as MET's

A Figura 5 mostra os ganhos percentuais sobre as MET's nos intervalos reprogramados em relação à margem inicial. Em todos os intervalos reprogramados, foram obtidos ganhos expressivos

sobre as MET's. Os valores dos ganhos em si são pouco significativos, dado que se trata apenas de um exemplo fictício. No entanto, o que há de significativo nestes resultados é constatar a influência do despacho ativo sobre as MET's e a adequação da metodologia proposta.

A seguir detalha-se o processo de reprogramação do despacho de geração ativa do intervalo das 20:00 h. Este horário é o que apresenta a menor margem de estabilidade para o sistema testado. Mostra-se na Figura 6 a evolução dos fatores de participação e da geração de potência ativa de cada usina à medida em que o processo iterativo se desenvolve. No caso deste exemplo houve uma transferência de geração de potência ativa das usinas 1 e 2 para as usinas 3 e 4. As usinas 1 e 4 foram as que sofreram maiores variações em seus despachos de geração de potência ativa e foram também as que apresentaram maiores variações em seus fatores de participação. Observa-se também que houve uma progressiva equalização nos fatores de participação.

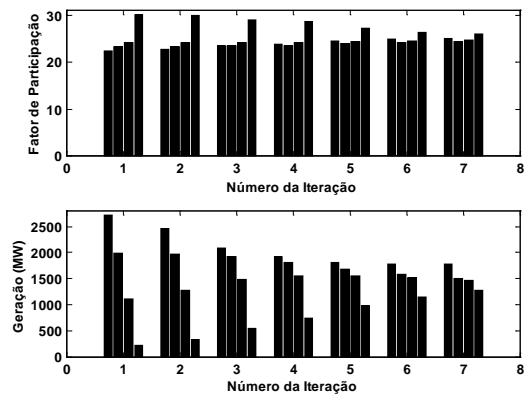


FIGURA 6 : Evolução dos fatores de participação e da potência ativa gerada durante a reprogramação

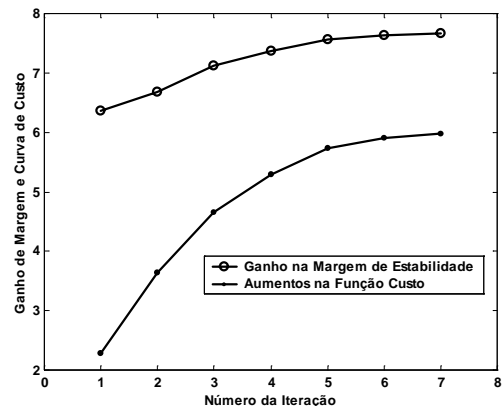


FIGURA 7 : Evolução da MET e da função objetivo

A Figura 7 ilustra o comportamento do valor da MET e da função objetivo (custo de geração) correspondentes a cada iteração no processo de reprogramação. Para este caso, há um grande aumento

no valor do custo de geração para melhorar a MET, indicando que há um custo para esta reprogramação. No entanto, uma avaliação precisa do custo a ser pago pelo acréscimo do nível de segurança requer que um sistema real seja analisado.

A Figura 8 mostra as curvas PV para o caso inicial e o caso final (reprogramado). Verifica-se que no caso final, a curva apresenta um “nariz” mais à direita, aumentando assim a sua MET.

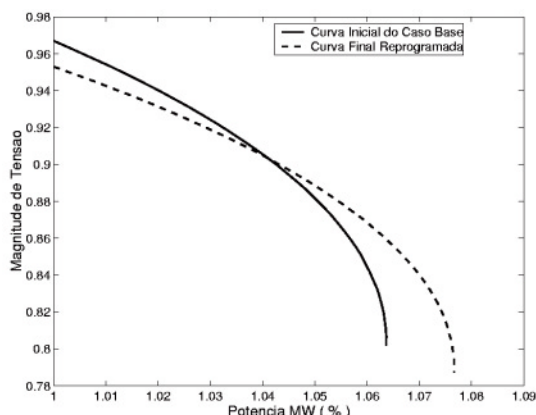


FIGURA 8 : Curvas PV para os casos inicial e final.

4 – CONCLUSÕES

Este artigo apresenta uma metodologia para o cálculo de um PO considerando o aspecto de ET. O objetivo desta metodologia é obter um PO com maiores MET, fornecendo à OTR uma proposta operativa com maior nível de segurança em relação a IT.

A abordagem proposta utiliza um modelo de PD para obter os PO's, um modelo para cálculo das MET's e um modelo de análise modal estática. Estas três ferramentas são utilizadas iterativamente, constituindo-se em um processo de reprogramação sucessiva com visão a aumentar a MET.

A metodologia proposta enfoca a reprogramação do despacho de geração ativa através de um processo de penalização, baseado nos fatores de participação calculados no ponto de máximo carregamento. Os testes realizados mostraram que através do redespacho da geração ativa é possível obter uma melhora significativa em parte das MET's ao longo do dia. Ainda são necessários testes sobre um sistema real para se obter uma quantificação mais realista dos resultados obtidos.

5 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] OHISHI T., SOARES S. and CARVALHO M.: Short Term Hydrothermal Scheduling Approach for Dominantly Hydro Systems, *IEEE Transactions on Power Systems*, May 1991, vol. 6, nº 2, pp.637-643.
 [2] FOTUHI-FIRUZABAD M. and BILLINTON R.: A security Based Approach for Generation Unit

Scheduling, *Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting*, Seattle, USA.

[3] AGANAGIC M. and MOKHTARI S.: Security Constrained Economic Dispatch Using Nonlinear Dantzig-Wolfe Decomposition, *IEEE Trans. on Power Systems*, 1997, Vol. 12, No. 1, pp. 105-112.
 [4] PEREIRA, M.V.F., et al: Application of decomposition techniques to the mid-short-term scheduling of hydrothermal systems, proceedings of PICA'83, Houston, USA.
 [5] HABIBOLLAZADEH, H., BUBENKO, J.A.: Application of Decomposition Techniques to short-term operation planning of hydrothermal power system, *IEEE Trans. on Power Systems*, 1986, Vol. PWRS-1, No. 1, pp. 41-47.
 [6] NANDA, J., BIJWE, P.R.: Optimal Hydrothermal Scheduling with Cascaded Plants using Progressive Optimality Algorithm, *IEEE Trans. on Power Systems*, 1981, Vol. PAS-100, No. 4, pp. 2093-2099.
 [7] NEPOMUCENO, L., OHISHI, T., e SOARES, S.: Uma Metodologia de Pré-Despacho AC com base em um Modelo de FPO Newton, *Revista da Sociedade Brasileira de Automática*, 2000, Vol. 11, No. 3., pp. 169-175.
 [8] JOHANSSON S.G., DAALDER J.E., POPOVIC D. and HILL D. J., "Avoiding voltage collapse by fast active power rescheduling", *Electrical Power & energy Systems*, 1997, Vol. 19, No. 8, pp. 501-509.
 [9] Força Tarefa "Colapso de Tensão", 1999, Critérios e Metodologias Estabelecidos no âmbito da Força - Tarefa "Colapso de Tensão" do GTAD/SCCEL/GCOI para Estudos de Estabilidade de Tensão nos Sistemas Interligados Norte/Nordeste, Sul/Sudeste e Norte/Sul Brasileiros, XV *SNPTEE*, GAT-10, Outubro 17, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.
 [10] WSCC Reactive Power Reserve Work Group, 1998, Final Report, Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology, May, 154p., www.wsc.com.
 [11] KUNDUR, P.: 'Power System Stability and Control', (McGraw-Hill, 1994).
 [12] IEEE Working Group on Voltage Stability, 'Suggested Techniques for voltage stability analysis', *IEEE Power Eng. Society Report*, 1993, 98TH0620-5PWR.
 [13] DA SILVA, L.C.P., DA COSTA, V.F., and XU, W., 2000, Preliminary Results on Improving the Modal Analysis Technique for Voltage Stability Assessment, *Proceedings of the IEEE-PES'2000 Summer Meeting*, Seattle, USA.
 [14] GAO, B., MORISON, G.K., and KUNDUR, P.: Voltage stability evaluation using modal analysis, *IEEE Trans. on Power Systems*, 1992, Vol. 7, No. 4, pp. 1529-1542.

6 – AGRADECIMENTOS

Os autores são gratos à CAPES e à FAPESP pelo suporte financeiro fornecido a esta pesquisa.