



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

FI/GAT/18
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz de Iguaçu - PR

GRUPO - IV

GRUPO DE ESTUDO ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA - GAT

FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

Ana Cecilia Moreno Alamo*
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

Luís Fernando Costa Alberto
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

RESUMO

Neste trabalho, as restrições de estabilidade transitória são incorporadas ao problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) através da conversão das equações diferenciais do problema de estabilidade em um conjunto de equações algébricas equivalentes. Em seguida, um procedimento de otimização multipassos é proposto neste trabalho para minimizar os problemas de convergência e acelerar o processo computacional. O procedimento proposto foi testado com sucesso em um sistema de 3 geradores, tendo as potências geradas como variáveis de controle.

PALAVRAS-CHAVE

Computação Numérica, Fluxo de Potência Ótimo, Sistemas de energia, Estabilidade Transitória.

1.0 - INTRODUÇÃO

O fluxo de potência ótimo seria a escolha natural para tratar o problema de controle preventivo ou emergencial em ferramentas de análise de segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência, entretanto a inclusão de restrições de estabilidade transitória é um problema desafiador. Restrições de estabilidade não podem ser expressas como restrições de igualdade ou desigualdade escritas em termos de funções elementares conhecidas.

A verificação destas restrições requer verificação numérica usualmente associada a procedimentos computacionais de alto custo, tais como integração numérica de um conjunto grande de equações algébrico-diferenciais. Além disso, o problema de otimização é altamente não linear e não convexo, o que leva a existência de múltiplas soluções e a não convergência dos algoritmos numéricos clássicos de otimização. Os trabalhos existentes em fluxo de potência ótimo com restrições de estabilidade transitória procuram representar as restrições de estabilidade de forma aproximada. A sensibilidade da margem de estabilidade, medida por uma função energia, é uma maneira de aproximar as restrições de estabilidade (Chiang, et al., 2006), (Ruiz-Vega e Pavella, 2003), (Pavella; Ernst e Ruiz-Vega, 2000), (Pavella e Murthy, 1994), (Pai, 1989), (Chiang, 1995), (Fouad e Vittal, 1991). Neste artigo, adotamos a abordagem de (Gan; Thomas e Zimmerman, 2000) aproximando as restrições de estabilidade por variações angulares máximas dos rotores das máquinas síncronas. Esta escolha está baseada no fato de que um sistema estável possui todas as máquinas sincronizadas com desvios de ângulo limitados. A escolha deste ângulo é heurística, mas trabalhos no sentido de escolher limiares corretos para este desvio já foram realizados (Suampun, 2013). Uma das vantagens de representar as restrições de estabilidade por restrições nos desvios angulares é que estas restrições podem ser escritas diretamente nas variáveis de estado do problema. Mesmo assim, para verificar as restrições de estabilidade, é necessário resolver as equações diferenciais que modelam o problema de estabilidade, o que gera restrições na forma de equações diferenciais para o problema de otimização. Para resolver isto, equações diferenciais são aproximadas com o emprego de técnicas de integração numérica e convertidas em um conjunto de equações algébricas equivalentes. Desta forma, o problema de fluxo de potência ótimo (FPO) com restrições de estabilidade transitória pode ser resolvido por técnicas de otimização convencionais ao custo de um

(*)Av. Trabalhador São-carlense, n°400 – Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica– Laboratório de Análise Computacional em Sistemas Elétricos de Potência- CEP 13566590- São Carlos, SP – Brasil

Tel: (+55 16) 3373-8736 – Fax: (+55 16) 3373-8736– Email: ana.moreno.alamo@usp.br

aumento significativo no número de variáveis do problema de otimização. O problema de otimização assim formulado possui dimensão elevada, é não linear e não convexo levando a existência de múltiplas soluções e a problemas de não convergência dos algoritmos numéricos convencionais de otimização.

Métodos computacionais são capazes de encontrar um ponto que satisfaça as condições necessárias de segunda ordem para um problema geral (possivelmente não convexo) de programação quadrática (PQ). Os métodos para a resolução de programação quadrática podem ser classificados em métodos dos conjuntos ativos ou métodos de pontos interiores. Geralmente, os métodos de pontos interiores exigem menos iterações do que os métodos do conjunto ativo. No entanto, cada iteração dos métodos de pontos interiores é mais custosa porque o método deve resolver sistemas lineares envolvendo todas as variáveis do problema de otimização, ao passo que os métodos do conjunto ativo resolvem sistemas envolvendo um subconjunto de variáveis. O método do conjunto ativo é adequado para problemas indefinidos (geralmente associadas a cenários não lineares e não convexos), tornando-se um solucionador ideal de programação quadrática PQ para aplicações autônomas e para uso interno de um método de programação quadrática sequencial (Wong, 2011), (Wisconsin Institute for Discovery, 2013).

Métodos do conjunto ativo são métodos iterativos que resolvem uma sequência de subproblemas quadráticos com restrições de igualdade. O objetivo deste método é o de prever o conjunto ativo, o conjunto das restrições que estão satisfeitas com a igualdade, na solução do problema. Uma vantagem dos métodos do conjunto ativo é que estes métodos são bem adaptados para "warm-starts", onde uma boa estimativa do conjunto ativo ótimo é conhecida e usada para inicializar o algoritmo.

Um dos objetivos deste trabalho, é potenciar as capacidades do método do conjunto ativo com o emprego de uma abordagem de otimização multipassos e atingir ótimos resultados na solução deste problema de otimização não linear e não convexo. Para minimizar os problemas numéricos anteriormente mencionados, um procedimento de otimização multipassos é proposto neste trabalho. Mais precisamente, o problema de otimização é primeiramente resolvido considerando um tempo total de simulação das equações de estabilidade transitória muito curto (1s por exemplo) e as variáveis de controle são ajustadas pelo método de otimização com o objetivo de trazer todos os desvios angulares abaixo de um valor pré-determinado. Então o tempo máximo de simulação é incrementado e o problema de otimização é resolvido novamente tendo a solução do estágio anterior como condição inicial para este estágio. Este processo é repetido até que o tempo máximo de simulação atinja o valor desejado (digamos 5 ou 10s). O procedimento proposto foi testado em um sistema elétrico composto de 3 geradores tendo como variáveis de controle as potências geradas. O custo de geração foi minimizado sujeito a restrições de estabilidade transitória e restrições usuais de limite de geração e limites de tensão. Os resultados foram promissores e indicam que o procedimento proposto é eficiente para minimizar problemas de convergência e aumentar a velocidade das análises. Trabalhos futuros incluem a realização de testes em sistemas elétricos de maior porte e estudos de como métodos diretos poderiam agilizar as análises computacionais.

2.0 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de projeto de controle preventivo na análise de segurança dinâmica de um sistema elétrico de potência é formulado neste trabalho como um problema de FPO (Carpentier, 1987), tendo as potências mecânicas de entrada injetadas aos geradores como variáveis do problema de minimização, respeitando do mesmo modo os limites de potência dos geradores e os limites de tensão das barras:

$$\text{Minimizar } f(P_{gi}) \quad (1)$$

$$\text{onde } f(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{i=ng} \alpha_i P_{gi}^2$$

Sujeito a:

$$P_{gi} - P_{li} - P_i(V, \theta) = 0 \quad (2)$$

$$Q_{gi} - Q_{li} - Q_i(V, \theta) = 0 \quad (3)$$

$$P_{gi}^m \leq P_{gi} \leq P_{gi}^M \quad (4)$$

$$Q_{gi}^m \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^M \quad (5)$$

A função $f(P_{gi})$ representa o custo de geração; as equações (2) e (3) são as equações de fluxo de potência ativa e reativa; P_{gi} e Q_{gi} são os vetores de geração de potência ativa e reativa com limites superiores P_{gi}^M , Q_{gi}^M e limites inferiores P_{gi}^m , Q_{gi}^m .

P_{li} e Q_{li} são os vetores de demanda de potência ativa e reativa, enquanto $P_i(V, \theta)$ e $Q_i(V, \theta)$ são vetores de fluxos de potência ativa e reativa. Com o intuito de incluir restrições de estabilidade transitória no problema de programação não linear (1)-(5), considera-se, por uma questão de simplicidade, o modelo clássico das máquinas

síncronas, e um modelo de rede reduzido aos nós elétricos dos geradores, onde as cargas são modeladas como impedâncias constantes (Bretas e Alberto, 2000), (Sauer e Pai, 1998):

$$\dot{\delta}_i = \omega_i \quad (6)$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{h}{M_i} \left(P_{mi} - E_i \sum_{k=1}^{ng} E_k (G_{ik} \cos \delta_{ik} + B_{ik} \sin \delta_{ik}) \right) \quad (7)$$

onde $i=1,2,\dots, ng$, e "ng" é o número de geradores. Matrizes G e B contêm a parte real e a parte reativa da matriz admitância nodal. P_{mi} é a potência mecânica de entrada, M_i é a constante de inércia, e ω_i e δ_i são respectivamente: a velocidade do rotor e o ângulo do rotor do gerador "i". As equações algébrico-diferenciais (6)-(7) serão discretizadas e aproximadas por suas respectivas equações algébricas equivalentes, seguindo as ideias de (Gan; Thomas e Zimmerman, 2000). Usando a regra de integração trapezoidal, obtém-se, para $i=1,2,\dots, ng$ e $n=1,2,\dots, nend$:

$$\delta_i^{n+1} - \delta_i^n - \frac{h}{2} (\omega_i^{n+1} + \omega_i^n) = 0 \quad (8)$$

$$\omega_i^{n+1} - \omega_i^n - \frac{h}{2M_i} (2P_{mi}^{n+1} + P_{ei}^{n+1} + P_{ei}^n) = 0 \quad (9)$$

onde "h" é o tamanho do passo de integração, "n" é o contador de passos de integração, "ng" é o número de geradores, "nend" é o número de passos de integração e P_{ei} é a potência elétrica de saída. Temos também que incluir as seguintes equações, as quais são necessárias para calcular os valores iniciais (no tempo $t = 0$) dos ângulos dos rotores:

$$V_i^2 - E_i V_i \cos(\delta_i^0 - \theta_i) + Q_{gi} X_{di} = 0 \quad (10)$$

$$E_i V_i \sin(\delta_i^0 - \theta_i) - P_{gi} X_{di} = 0 \quad (11)$$

$$(i = 1, 2, \dots, ng)$$

onde, V_i e θ_i são os vetores das tensões e dos ângulos da barra i respectivamente, E_i é a tensão constante detrás da reatância transitória X'_{di} do gerador "i", e "ng" é o número de geradores. As restrições de estabilidade serão aproximadamente expressas como segue:

$$\left\| \frac{\sum_{k=1}^{ng} H_k \delta_k}{\sum_{k=1}^{ng} H_k} \right\| \leq 100^\circ \quad (12)$$

$(n = 1, 2, \dots, nend \quad i = 1, 2, \dots, ng)$

Em resumo, obtém-se o seguinte problema de Programação Não Linear (PN) algébrica:

$$\begin{aligned} & \text{Min}_{P_{gi}} f(P_{gi}) \\ & \text{Sujeito a: (2)-(5)} \\ & (8)-(12) \end{aligned} \quad (13)$$

Este problema de programação não linear padrão pode ser resolvido usando métodos numéricos existentes de otimização. Após esta formulação do problema de Fluxo de Potência Ótimo Restrito a Estabilidade FPORE, vamos apresentar o procedimento geral da abordagem de otimização multipassos com restrições de estabilidade transitória.

A abordagem de Otimização Multipassos para Fluxo de Potência com restrições de estabilidade transitória permite reduzir o esforço computacional dividindo o problema completo de otimização em subproblemas. Os resultados obtidos de simulação mostram a convergência para uma solução específica e indicam a potencialidade desta abordagem multipassos para promover a convergência do algoritmo de otimização. A seguir, explicaremos o processo de otimização multipassos apresentado na Figura 1.

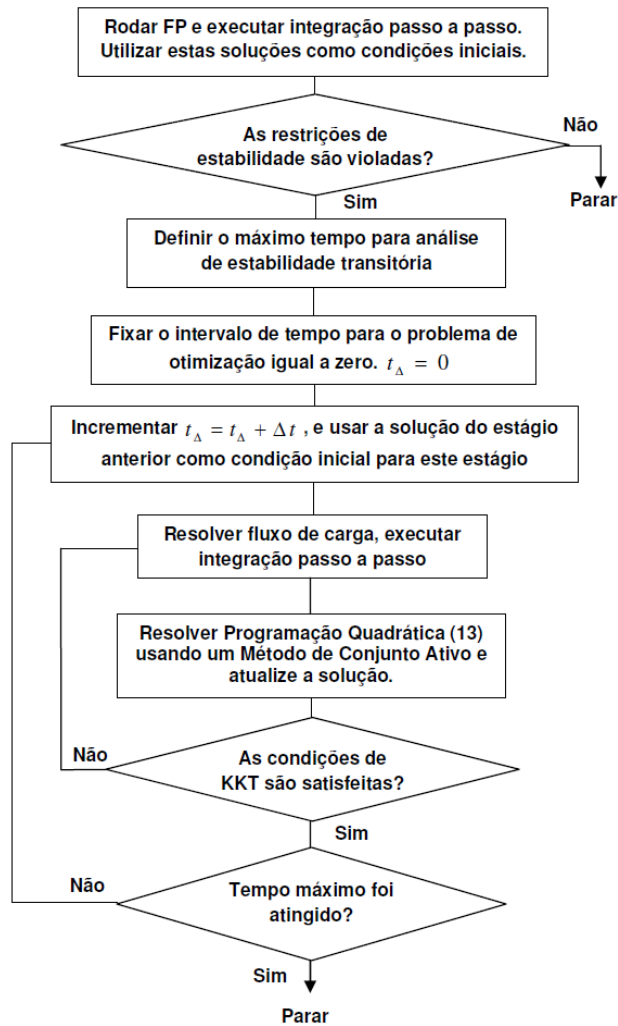


FIGURA 1 - Fluxograma do Procedimento de Otimização Multipassos para Fluxo de Potência com restrições de estabilidade transitória

O problema de otimização é resolvido primeiramente considerando um tempo total de simulação curto das equações diferenciais de estabilidade transitória; e as variáveis de controle são ajustadas pela utilização de um método de otimização com o objetivo de trazer todos os desvios angulares abaixo de um valor pré-determinado. Então o tempo de simulação é incrementado e o problema de otimização é resolvido novamente, utilizando a solução do estágio anterior como condição inicial para o seguinte estágio. Este processo é repetido até que o tempo máximo de análise de estabilidade transitória seja alcançado.

As condições KKT da Figura 1 denotam as condições de otimização de Kuhn-Tucker, associadas ao problema de programação não linear (PN) algébrico. Mostra-se que o algoritmo proposto reduz significativamente o número de sistemas e o número de iterações que precisam ser resolvidos. Essa redução ocorre porque os resultados de otimização do estágio anterior (os quais incorporam as variáveis ótimas e as trajetórias otimizadas dos geradores) são usados como ponto de partida para resolver o Fluxo de Potência Ótimo restrito a estabilidade (FPORE) para o estágio seguinte do algoritmo FPORE multipassos. Quando isto ocorre, é garantido que as condições KKT associadas ao estágio anterior do algoritmo FPORE multipassos são satisfeitas no início do processo de iteração do seguinte estágio do algoritmo FPORE multipassos (as condições KKT da etapa seguinte, incorporam as condições KKT associadas ao estágio anterior do algoritmo FPORE multipassos). Este procedimento promove uma redução significativa no número de iterações que precisam ser resolvidos no estágio seguinte do algoritmo FPORE multipassos.

Fluxo de potência e as equações algébricas equivalentes das equações dinâmicas do sistema são resolvidas sequencialmente. O método de integração e o tamanho de passo usado na integração passo a passo devem ser compatíveis.

Métodos de conjunto ativo resolvem uma sequência de subproblemas quadráticos, cuja função objetivo é um modelo quadrático da função objetivo não linear, sujeita a uma linearização das restrições. O método do conjunto ativo é dividido em duas fases; a primeira resolve o problema de viabilidade, enquanto o segundo resolve o problema de otimização. Uma vantagem dos métodos de conjunto ativo é que estes métodos são bem adequados com "warm-starts", onde uma boa estimativa do conjunto ativo ótimo é usada para inicializar o algoritmo. Isto é particularmente útil em aplicações onde uma sequência de programas quadráticos é resolvida, por exemplo, num método de programação sequencial quadrático. Em programação quadrática, quando a solução não se encontra necessariamente sobre uma das arestas do polígono viável, uma estimativa do conjunto ativo nos dá um subconjunto de desigualdades para observar durante a busca da solução, o que reduz a complexidade da busca (Wong, 2011).

Por outro lado, se o mínimo da função objetivo está em qualquer restrição que pertence à região viável da função objetivo; o estágio seguinte do algoritmo FPORE multipassos começará sua busca a partir da restrição satisfeita, restrição que tem o mínimo da função objetivo do estágio anterior do algoritmo FPORE multipassos.

Neste trabalho, a programação quadrática (PQ) é utilizada devido a nosso interesse em programação não linear (PN), com o intuito de obter a minimização de função não lineares (minimização da função custo) sujeita a restrições não lineares (restrições de FPO e restrições de estabilidade transitória). Estas vantagens mencionadas do algoritmo de conjunto ativo são usadas de forma eficiente neste artigo para a implementação da abordagem de Otimização Multipassos.

3.0 - FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO COM RESTRIÇÕES DE ESTABILIDADE TRANSITÓRIA: TESTES E RESULTADOS

A abordagem de otimização multipassos proposto para resolver o problema de programação não linear PN (13) será testado no sistema de 3 geradores e 3 barras da Figura 2. Um curto-circuito à terra é aplicado na barra 2 e a falha é eliminada 232ms depois, com a remoção de linha 1-2. No primeiro estágio do algoritmo multipassos, o tempo máximo de integração foi de 1.12s; no segundo estágio este tempo foi incrementado para 2.08s; e no último estágio, foi considerado um tempo total de 2.56s.

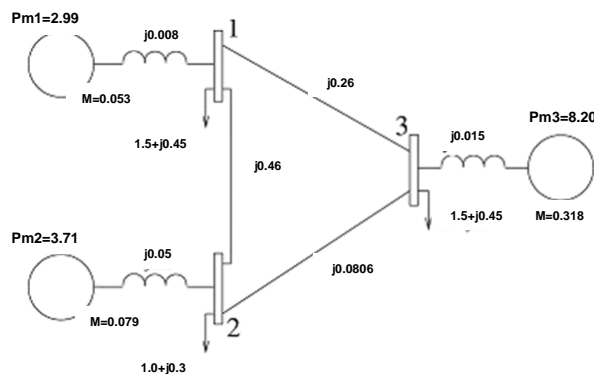


FIGURA 2 – Sistema de 3 geradores e 3 barras (Bretas e Alberto, 2000).

Os resultados de um fluxo de potência (PF) padrão foram utilizados como ponto de partida para resolver um Fluxo de Potência Ótimo com restrições de estabilidade transitória (FPORE) em todas as simulações. O comportamento dinâmico dos ângulos do rotor do gerador 1, gerador 2 e gerador 3; depois de resolver o primeiro estágio do algoritmo multipassos FPORE são mostrados na Figura 3, Figura 4 - (a), e Figura 4 - (b) respectivamente. Os ângulos do rotor são dados em relação ao centro de ângulo.

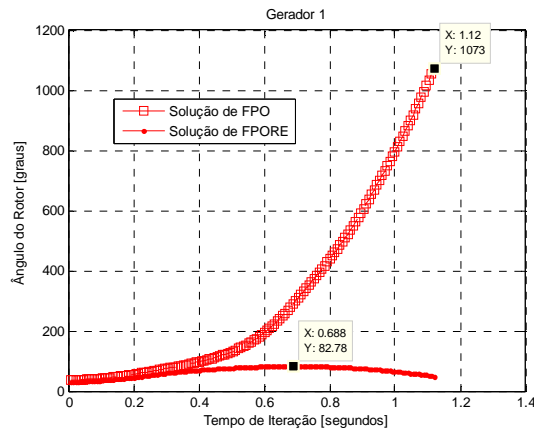


FIGURA 3 – Resposta Dinâmica do Gerador 1 para o primeiro estágio do algoritmo multipassos FPORE.

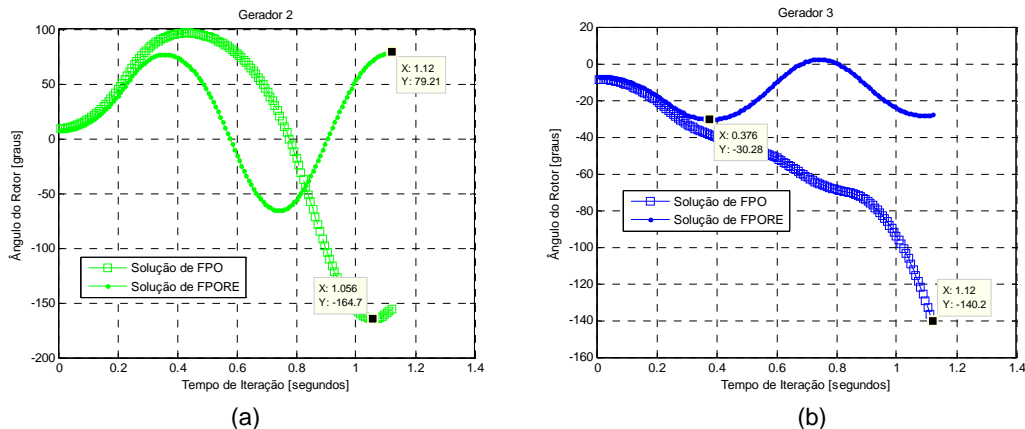


FIGURA 4 - (a) – Resposta Dinâmica do Gerador 2 para o primeiro estágio do algoritmo multipassos FPORE.
FIGURA 4 - (b) – Resposta Dinâmica do Gerador 3 para o primeiro estágio do algoritmo multipassos FPORE.

Figura 5 - (a) ilustra a evolução do ângulo máximo do rotor no gerador 1 ao longo do processo de iteração. Figura 5 - (b), mostra a evolução da função custo ao longo das iterações para o primeiro estágio da solução multipassos FPORE.

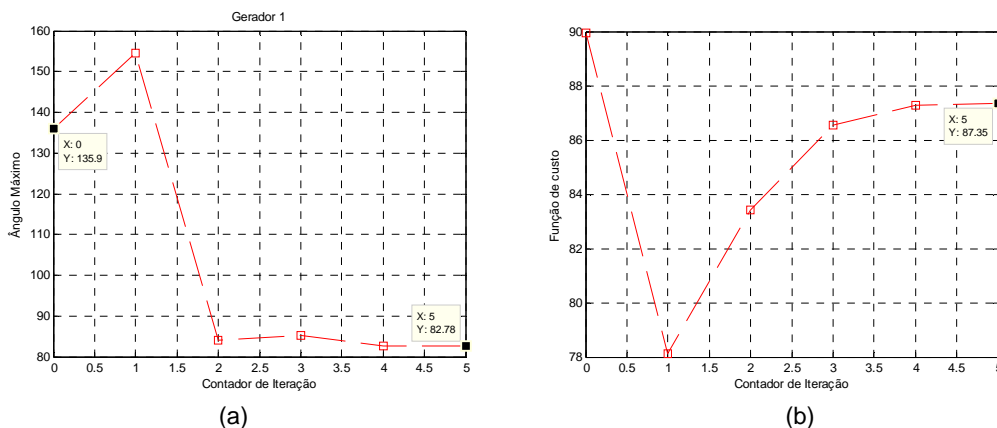


FIGURA 5 - (a) – Evolução do ângulo máximo do rotor no Gerador 1 ao longo do processo de iteração para o primeiro estágio do algoritmo multipassos FPORE. FIGURA 5 - (b) – Função de custo, para o primeiro estágio do algoritmo multipassos FPORE.

Respostas dinâmicas do ângulo do rotor do Gerador 1 após a resolução do segundo e terceiro estágio do algoritmo multipassos FPORE são mostradas na Figura 6 e Figura 7 - (a), respectivamente. A resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 3 após a resolução do terceiro estágio do algoritmo multipassos FPORE, é mostrada na Figura 7 - (b).

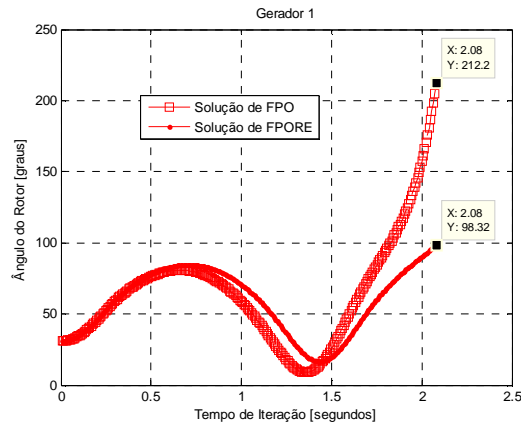


FIGURA 6 – Resposta Dinâmica do Gerador 1, para o segundo estágio do algoritmo multipassos FPORE.

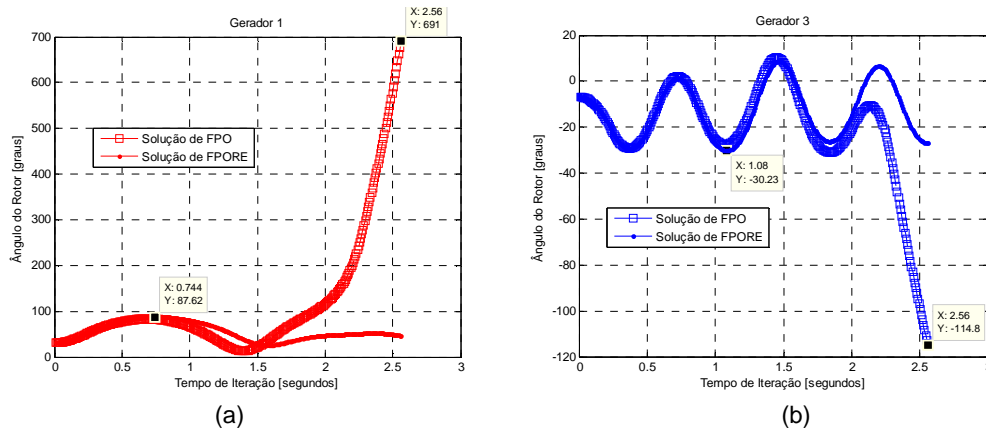


FIGURA 7 - (a) – Resposta Dinâmica do Gerador 1, para o terceiro estágio do algoritmo multipassos FPORE.

FIGURA 7 - (b) – Resposta Dinâmica do Gerador 3, para o terceiro estágio do algoritmo multipassos FPORE.

Pode concluir-se destas figuras que o FPO, por si só, não pode garantir uma operação segura, pois o sistema é instável para a contingência considerada. O FPORE corrige o problema com a desvantagem de um maior custo de geração. A Tabela 1 mostra as condições iniciais das variáveis de otimização e os resultados após cada estágio de otimização.

TABELA 1 – Condições iniciais e resultados das variáveis de otimização: para o primeiro estágio, segundo estágio e terceiro estágio, respectivamente.

| Condições iniciais (solução do Fluxo de potência) | Resultados das variáveis de Otimização | | | |
|---|--|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | 1er estágio (Solução FPO) | 1er estágio (Solução FPOR) | 2do estágio (Solução FPOR) | 3er estágio (Solução FPOR) |
| $Pg1 = 2.99$ | $Pg1 = 4.30$ | $Pg1 = 3.85$ | $Pg1 = 3.84$ | $Pg1 = 3.87$ |
| $Pg2 = 3.71$ | $Pg2 = 3.42$ | $Pg2 = 3.13$ | $Pg2 = 3.06$ | $Pg2 = 3.04$ |
| $Pg3 = 8.20$ | $Pg3 = 7.17$ | $Pg3 = 7.92$ | $Pg3 = 8.00$ | $Pg3 = 7.99$ |
| $f(Pgi) = 89.94$ | $f(Pgi) = 81.72$ | $f(Pgi) = 87.35$ | $f(Pgi) = 88.11$ | $f(Pgi) = 88.04$ |
| $\delta_1^{\max} = 135.9^0$ | $\delta_1^{\max} = 1073^0$ | $\delta_1^{\max} = 82.78^0$ | $\delta_1^{\max} = 98.32^0$ | $\delta_1^{\max} = 87.62^0$ |
| $\delta_2^{\max} = 822.1^0$ | $\delta_2^{\max} = 164.7^0$ | $\delta_2^{\max} = 79.21^0$ | $\delta_2^{\max} = 73.54^0$ | $\delta_2^{\max} = 78.89^0$ |
| $\delta_3^{\max} = 181.6^0$ | $\delta_3^{\max} = 140.2^0$ | $\delta_3^{\max} = 30.28^0$ | $\delta_3^{\max} = 29.58^0$ | $\delta_3^{\max} = 30.23^0$ |

4.0 - CONCLUSÃO

Uma função de custo de geração de um sistema elétrico de 3 geradores, com restrições de Fluxo de Potência Ótimo restrito a estabilidade, foi minimizada. Com o intuito de analisar o problema de estabilidade após perturbação, foi necessário resolver as equações diferenciais deste sistema. As equações diferenciais foram resolvidas utilizando o método de integração trapezoidal, para um tempo crítico de abertura fixo. A vantagem deste trabalho é que, por meio desta metodologia, podemos projetar controles preventivos considerando restrições de estabilidade de um sistema de potência utilizando um método clássico de FPO. A representação das dinâmicas do

sistema como um conjunto de equações discretas incrementam significativamente o número de variáveis de otimização e, assim, os custos computacionais são incrementados por meio desta abordagem. O algoritmo de otimização multiestágios proposto neste artigo permitiu a convergência do FPORE acelerando a análise. Trabalho futuro é requerido para: (i) testar o algoritmo proposto em sistemas maiores ou de grande porte, (ii) investigar a existência de múltiplas soluções para o problema FPORE, (iii) considerar múltiplas contingências. Outra maneira para abordar este problema seria o emprego de métodos diretos para formular as restrições de estabilidade transitória. Neste caso, apenas a resolução numérica das trajetórias em falta seriam suficientes para concluir acerca da estabilidade do sistema; reduzindo drasticamente o esforço computacional. Acreditamos que os métodos diretos possam acelerar a solução do Fluxo de potência ótimo restrito a estabilidade (FPORE). Além disso, eles poderiam eliminar a abordagem heurística de selecionar um limiar como uma restrição de ângulo. Estamos objetivando usar métodos diretos no futuro com o objetivo de reduzir drasticamente o esforço computacional em comparação com a abordagem descrita neste artigo.

5.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem as relevantes contribuições do Prof. Dr. Rodrigo Ramos e do Prof. Dr. Guilherme Lage. Esta pesquisa foi parcialmente financiada pela "Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior" (CAPES), "Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico" (CNPq) e "Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo" (FAPESP).

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Chiang, H. D.; Tada Y.; Li H.; Takazawa T. TEPCO-BCU for On-line Dynamic Security Assessments of 12,000-bus Power Systems, X SEPOPE, Florianopolis(SC)-Brasil, May 21-25, 2006.
- (2) Ruiz-Vega, D.; Pavella, M. A Comprehensive Approach to Transient Stability Control. Part I: Near Optimal Preventive Control. Part II: Open Loop Emergency Control, IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2003.
- (3) Wehenkel, L.; Pavella, M. Preventive vs. emergency control of power systems, Power Systems Conference and Exposition, 2004.
- (4) Gan, D.; Thomas, R. J.; Zimmerman R. D. Stability-Constrained Optimal Power Flow, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 535–540, May 2000.
- (5) Suampun, W. Novel Bcu-Based Methods For Enhancing Power System Transient Stability, Ph.D. Dissertation of Electrical Engineering, Cornell University, New York, USA, Aug-2013.
- (6) Bretas, N.; Alberto, L. F. C. Estabilidade Transitória em Sistemas Electroenergéticos. São Carlos, SP, pp 46-48, 2000.
- (7) Sauer, P.W.; Pai, M. A. Power System Dynamics and Stability. Upper Saddle River, NJ: Prentice-Hall, pp 146-147, 1998.
- (8) Carpentier, J. Toward a secure and optimal automatic operation of power systems, in IEEE Pica Conference Proceedings, Montreal, Canada, pp. 2–37, 1987.
- (9) Wong, E. Active-Set Methods for Quadratic Programming. Tese (Doutorado em Matemáticas), 2011, 137 f. University of California, San Diego. San Diego, California, Usa. 2011.
- (10) Wisconsin Institute for Discovery, University of Wisconsin-Madison. NEOS Optimization Guide: State-of-the-Art Solvers for Numerical Optimization, 2013. Disponível em: <http://neos-guide.org/content/quadratic-programming-algorithms>, Acesso em: 05 de março de 2015.
- (11) Pavella, M.; Ernst, D.; Ruiz-Vega, D. Transient stability of power systems: a unified approach to assessment and control. Springer Science & Business Media, Oct. 2000.
- (12) Pavella, M.; Murthy, P. G. Transient Stability of Power Systems: Theory and Practice. New York, NY: John Wiley & Sons, Inc., 1994.
- (13) Pai, M. A. Energy Function Analysis for Power System Stability: Kluwer Academic Publishers, 1989.
- (14) Chiang, H. D. Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: Theory, application, and perspective, Proceedings of the IEEE, vol. 83, no. 11, pp. 1497–1529, Nov. 1995.

(15) Fouad, A. A.; Vittal, V. Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method. Englewood Cliffs: Prentice-Hall, 1991.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Ana Cecilia Moreno Alamo (Perú, 1982) Atualmente, ela está cursando estudos de mestrado na Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo (EESC-USP), na Área de Sistemas Elétricos de Potência. Possui graduação com honras em um pós-graduação a tempo inteiro em Microeletrônica "Programa Nacional de Formação do Projetista do Circuitos Integrados" - CI Brasil, 2012. Graduiu-se de Engenheira Eletrônica na "Pontificia Universidad Católica del Perú" (PUCP) - Perú, em 2007. Suas áreas de interesse principais são: Otimização, Sistemas Elétricos de Potência, Sistemas Dinâmicos, Microeletrônica, Telecomunicações, Engenharia Biomédica e Instrumentação Médica.



Luís Fernando Costa Alberto (Brasil, 1971) Atualmente é Professor Associado III do Dep. de Eng. Elétrica da Escola de Eng. de São Carlos - Universidade de São Paulo, e Past-Chair do Comitê Técnico Power and Energy Circuits and Systems do IEEE Circuits and System Society. Tem experiência na área de Eng. Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência e Sistemas Não Lineares. Suas contribuições em pesquisa incluem: análise de estabilidade e região de estabilidade de sistemas não lineares, análise e projeto de controladores para sistemas não lineares, desenvolvimento de métodos diretos para análise de estabilidade de sistemas elétricos de potência e análise de observabilidade em estimação de estados. É autor do livro Estabilidade transitória em Sistemas Eletroenergéticos. Publicou mais de 130 artigos em revistas e anais de conferências especializadas. Graduiu-se em Eng. Elétrica pela Escola de Eng. de São Carlos - Universidade de São Paulo (EESC-USP)(1995), mestre em Engenharia Elétrica (1997) e doutor em Eng. Elétrica pela EESC-USP (2000).