



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

**RECOMPOSIÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS
ESTUDOS PARA FECHAMENTO DE ANEL VIA MÉTODO DE PONTOS INTERIORES**

Erick S. Delvizio¹
FCT/UFJF

Nelson Martins
CEPEL

Edimar J. Oliveira
UFJF

José Luiz R. Pereira
UFJF

Luiz Cláudio A. Ferreira
ONS

RESUMO

Limites máximos de defasagem angular devem ser impostos no fechamento de anéis, de forma a não provocar danos em equipamentos durante o processo de recomposição do sistema elétrico. Este artigo mostra como uma ferramenta baseada em um programa de fluxo de potência ótimo, pode contribuir para os estudos de recomposição de um sistema elétrico de grande porte, como o brasileiro. Esta ferramenta poderá também preencher uma importante lacuna na operação em tempo real, identificando o mínimo redespacho nas usinas, necessário ao atendimento das defasagens angulares máximas, agilizando o processo de restabelecimento do sistema.

PALAVRAS-CHAVE

Recomposição, Fluxo de Potência Ótimo, Pontos Interiores, Fechamento de Anéis Elétricos, Redespacho de Geração.

1.0 - INTRODUÇÃO

Durante o processo de recomposição de um sistema elétrico de potência ocorre, ocasionalmente, uma diferença excessiva entre os ângulos das tensões dos pólos abertos de disjuntores que efetuarão o fechamento de anéis. Fechar um anel com uma grande diferença angular nas tensões pode causar torques elétricos transitórios excessivos no eixo dos geradores, trazendo danos permanentes [1].

Estudos prévios do processo de recomposição do sistema [2], utilizando ferramentas para análise em regime permanente e dinâmico, determinam os máximos valores permitidos para a diferença angular

entre as barras, para o religamento seguro de um circuito de transmissão. Até meados da década de setenta, quando era identificado o problema de diferença angular superior àquelas recomendadas em simulações da operação do sistema, tentava-se reduzir esta diferença através de um processo de tentativa e erro para o redespacho da geração ativa, utilizando-se o modelo DC de fluxo de carga. Uma característica destes procedimentos era o tempo elevado para se alcançar um despacho satisfatório [3]. Melhorias nos modelos matemáticos foram sugeridas [4], a fim de diminuir o tempo para a coordenação da restauração de um sistema, mas pouco foi feito em relação aos estudos da redução do ângulo de fase [5].

Em 1998, foi proposto [6] um modelo baseado em fatores de sensibilidade entre os ângulos das barras de interesse e a potência ativa gerada, utilizando-se fluxo de potência CA. No ano seguinte foi proposto o modelo [7], que expressa a diferença angular incremental entre duas barras especificadas, como uma combinação linear da variação da potência ativa dos geradores, também baseado em fatores de sensibilidade.

No presente trabalho, o problema é tratado de maneira mais rigorosa, através do uso de um programa de fluxo de potência ótimo para determinar os mínimos desvios necessários das gerações de potência ativa, a fim de garantir que a diferença angular entre duas barras permaneça dentro de um limite especificado. Para tanto, é usada a função objetivo de mínimo desvio quadrático das variáveis, às quais estão associadas uma penalidade. Por outro lado, o limite máximo para a diferença angular entre duas barras é incluído no problema de otimização através de restrições funcionais. O método Primal-Dual de Pontos Interiores [8, 9] é usado para a solução do problema.

¹ FCT/UFJF – Campus Martelos - Juiz de Fora - MG – 36036-330 - BRASIL (delvizio@cepel.br)

Entre as vantagens da metodologia proposta está a rapidez na obtenção de um novo ponto de operação, através do mínimo redespacho de um conjunto de usinas geradoras localizadas nas proximidades do anel elétrico em análise.

A formulação matemática do problema é inicialmente apresentada de forma tutorial através de um sistema em anel de 4 barras. O artigo apresenta os resultados obtidos no estudo de fechamento de anel de três grandes áreas – Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais, durante as fases fluentes e coordenadas de recomposição do sistema elétrico brasileiro.

2.0 - FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) pode ser formulado como:

$$\text{Min } f(X) \quad (1)$$

$$\text{s.a } h(X) = 0 \quad (1.1)$$

$$l \leq X \leq u \quad (1.2)$$

Onde:

X Vetor das variáveis de otimização tais como magnitude das tensões, ângulos de fase, despacho de potência ativa e reativa, tapas de transformadores, compensação série etc.

$f(X)$ Função objetivo;

$h(X)$ Restrições de Igualdade que incluem equações de balanço de potência ativa e reativa;

l, u Limites inferiores e superiores de X .

O problema do religamento de uma linha de transmissão, considerando-se uma diferença angular máxima entre os pólos abertos do disjuntor de religamento, pode ser resolvido adicionando-se ao sistema de restrições originais do problema de fluxo de potência ótimo (1), a seguinte inequação:

$$\hat{\epsilon}_{ij} \leq \bar{\epsilon}_{ij} \quad (2)$$

Onde:

$\hat{\epsilon}_{ij}$ Diferença angular entre as barras i e j ;

$\bar{\epsilon}_{ij}$ Máxima diferença angular permitida para recomposição da linha entre as barras i e j .

A inequação (2) pode ser substituída por uma equação de igualdade da forma:

$$Y_{Rij} \leq \hat{\epsilon}_{ij} = 0 \quad (3)$$

Onde Y_{Rij} é uma variável de folga com limites pré-especificados, ou seja:

$$0 \leq Y_{Rij} \leq \bar{\epsilon}_{ij} \quad (4)$$

A máxima diferença angular permitida, $\bar{\epsilon}_{ij}$, deveria idealmente ser atingida através de um mínimo redespacho de potência ativa. Ou seja, através de um mínimo desvio de potência ativa (PG^0) para o ponto de operação inicial. Para tanto, deve-se incluir na função objetivo do problema de otimização a equação de mínimo desvio de potência ativa gerada:

$$FOB = \frac{1}{2} \sum_k (PG_k - PG_k^0)^2 \quad (5)$$

Onde:

FOB Função objetivo de mínimo desvio de potência ativa;

\square Penalidade para a variação de potência ativa;

PG_k^0 Potência ativa no gerador k para o ponto de operação inicial, com a linha $i-j$ desligada;

PG_k Potência ativa no gerador k , redespachada para permitir o religamento seguro da linha $i-j$.

O problema de FPO, adequado para estudos de fechamento de anel, e descrito por:

$$\text{Min } \sum_i \sum_j \frac{1}{2} \square (PG_i - PG_j)^2 \quad (6)$$

$$\text{s.a } h(X) = 0 \quad (6.1)$$

$$Y_{Rij} - \square_{ij} = 0 \quad (6.2)$$

$$l \leq X \leq u \quad (6.3)$$

$$0 \leq Y_{Rij} \leq \square_{ij} \quad (6.4)$$

O método adotado neste artigo, para a solução do problema (6), é baseado na técnica de pontos interiores associada à teoria primal-dual para a atualização do parâmetro barreira [8, 9].

3.0 - ESTUDO DE CASOS

Resultados numéricos são apresentados para um sistema teste de 4 barras e para um caso real de recomposição de grandes áreas no sistema elétrico brasileiro.

3.1 Sistema Teste de 4 Barras

O sistema apresentado na Figura 1 possui quatro barras interligadas em anel por quatro Linhas de Transmissão (LT). As barras 1, 2 e 3 são barras de geração, e a barra 4 concentra a carga do sistema (70 MW), possuindo também um Compensador Síncrono (CS). Pode-se notar na Figura 1 que o anel estará fechado quando as barras 1 e 4 forem conectadas através da LT_{1-4} . Os dados das linhas deste sistema são apresentados na Tabela 1 na base de 100 Mva. As tensões devem ser mantidas entre 1,00 e 1,01 pu.

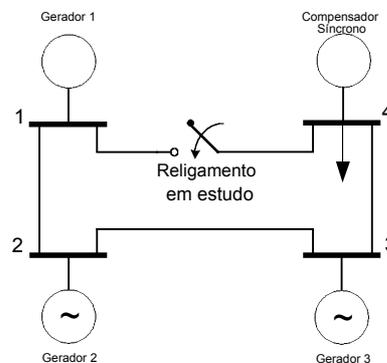


Figura 1: Sistema de quatro barras em anel

Tabela 1: Dados das linhas de transmissão

Linha	STATUS	R(%)	X(%)
LT ₁₋₂	LIGADA	0.0	90.0
LT ₂₋₃	LIGADA	0.0	70.0
LT ₃₋₄	LIGADA	0.0	40.0
LT ₁₋₄	DESLIGADA	0.0	25.0

O objetivo do estudo é verificar se o estado operativo do sistema permite o religamento da LT₁₋₄, entre as barras 1 e 4.

O ponto de operação inicial, com a LT₁₋₄ desligada, é apresentado na Tabela 2, onde se verifica que existe uma defasagem de 66,9° entre as barras 1 e 4. Nestas condições, não seria viável a recomposição do sistema, pois supõe-se, neste caso exemplo, que a máxima diferença angular permitida, entre os pólos do disjuntor responsável pelo fechamento deste anel, através da LT₁₋₄, seja igual a 20°.

Tabela 2: Condições operativas iniciais

Barra	Tensão (pu)	Ângulo (Graus)	Geração	
			(MW)	(Mvar)
1	1,004	0,0	49,7	11,6
2	1,004	-26,3	10,1	24,6
3	1,005	-50,8	10,2	22,7
4	1,006	-66,9	-	10,1

O ponto de operação mostrado na Tabela 2, corresponde às condições iniciais do caso a ser processado pelo programa de FPO, considerando a diferença angular entre as barras 1 e 4 (\angle_{14}) como uma restrição ($\angle_{14} \leq 20^\circ$) e adotando-se, como função objetivo, mínimo desvio de potência ativa gerada.

A Tabela 3 apresenta os resultados obtidos pelo programa de FPO. Estes resultados apontam a necessidade de uma alteração significativa nas potências ativas dos geradores mais próximos ao religamento (geradores 1 e 3), de forma a reduzir a diferença angular \angle_{14} , de 66,9°, para os 20° exigidos. Esta solução ótima, obtida pelo método proposto, satisfaz as condições de mínimo desvio do ponto de operação inicial ao mesmo tempo em que respeita os limites mínimos e máximos de tensão.

Tabela 3: Condições operativas após otimização

Barra	Tensão (pu)	Ângulo (Graus)	Geração	
			(MW)	(Mvar)
1	1,005	0,0	0,0	-0,4
2	1,009	0,0	10,2	0,6
3	1,010	-4,0	59,7	10,3
4	1,010	-20,0	-	9,8

Simulações dinâmicas do religamento da LT₁₋₄ foram realizadas utilizando o programa ANATEM [10]. Os dados de máquina e controladores adotados para as usinas nas barras 1, 2 e 3 são idênticos ao da Usina de Funil, exceto pela capacidade que é aqui considerada igual a 100 MVA nas três barras. O compensador síncrono da barra 4 tem os mesmos parâmetros e

capacidade do síncrono existente na estação Brasília Sul [11].

A Figura 2 apresenta os resultados obtidos para o comportamento dinâmico da potência elétrica do gerador 1, após o fechamento do anel. Verifica-se que ela atinge um valor de 160 MW, considerado excessivo e capaz de provocar danos na máquina, para a condição operativa inicial e de apenas 60 MW para a condição operativa otimizada ($\angle_{14} \leq 20^\circ$).

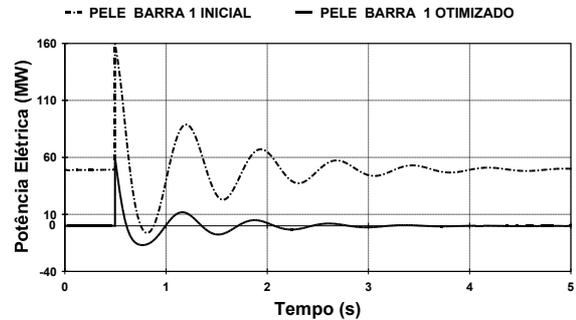


Figura 2: Variações na potência elétrica do gerador 1 após religamento da LT1-4.

Na seção seguinte é apresentada uma análise de fechamento de anéis em sistemas elétricos de grande porte, onde são incorporadas condições e restrições adicionais durante a solução do problema.

3.2 Análise de Fechamento de Anéis – Área Rio

A Figura 3 mostra um diagrama esquemático das fases fluente e coordenada de recomposição de três grandes áreas do sistema elétrico brasileiro – Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais. Neste exemplo, o método proposto será aplicado no estudo do fechamento do anel através da LT Adrianópolis (AD) – Itutinga (IT) em 345 kV, destacada pela linha pontilhada. O sistema, neste estágio de recomposição, possui 112 barras, 156 linhas de transmissão e 8 usinas atendendo 2000 MW de carga. Instruções de Operação (IO), baseadas em estudos prévios de recomposição, liberam o fechamento deste anel após o fechamento do paralelo entre as áreas, através da transformação 500/345 kV de Poços de Caldas (PC), ambos na fase coordenada.

As condições e restrições reais na recomposição das áreas foram respeitadas, com o objetivo de reproduzir de forma realista, as dificuldades enfrentadas pelos operadores do sistema. Estas dificuldades incluem a definição em tempo real, do redespacho de geração necessário ao atendimento dos limites impostos pelas Instruções de Operação para: energização de equipamentos, tomada de carga e fechamento de paralelos e anéis.

As Tabelas 4, 5 e 6 apresentam as principais condições e restrições operativas durante a fase de recomposição do sistema. Intencionalmente, provocaram-se ligeiras violações nas recomendações operativas, para valores de carga e geração, de forma a obter maiores defasagens angulares e, assim, testar a efetividade e robustez do método proposto em condições adversas.

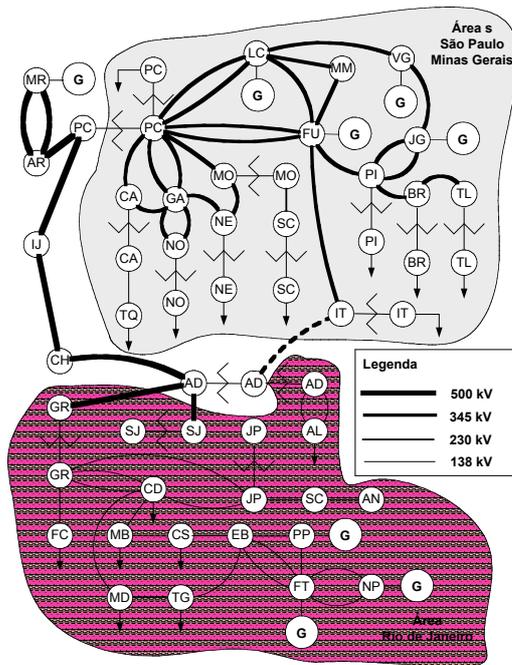


Figura 3: Recomposição das Áreas Rio de Janeiro, São Paulo e Minas Gerais.

Tabela 4: Condições e restrições na Geração

Área	Estação	Número Mínimo Unidades	Geração Máxima Usina (MW)
RJ	MR	5	370
	NP	4	380
	FT	-	130
	PP	-	100
SP MG	FU	4	1300
	LC	4	1100
	JG	3	400
	VG	2	380

Tabela 5: Condições e restrições na Transmissão

Área	Estação	Reatores Necessários (Mvar)
RJ	AR	LT 500 kV AR/MR (73) LT 500 kV AR/PC (73)
	PC	LT 500 kV PC/IJ (136) Terciário TR 500/345 (50)
	CH	LT 500 kV AD/CH (136)
	AD	LT 500 kV AD/CH (136)
SP/MG	CA	Terciário TR 345/138 (25)

Tabela 6: Condições e restrições na Carga

Área	Estação	Carga Máxima (MW)
RJ	GR	TR 500/138 kV (230)
	AD	TR 345/138 kV (160)
SP/MG	PC	TR 345/138 kV (200)
	CA	TR 345/138 kV (120)
	NO	TR 345/88 kV (200)
	NE	TR 345/88 kV (200)
	SC	TR 230/88 kV (100)
	PI	TR 345/138 kV (70)
	BR	TR 345/138 kV (180)
	TL	TR 345/138 kV (150)
IT	TR 345/138 kV (85)	

A Tabela 7 contém dados sobre a condição operativa inicial, antes da aplicação do método proposto de redespacho. Em destaque, a diferença de cerca de 30° entre os ângulos das barras AD e IT. Este artigo irá considerar esta diferença angular como proibitiva para o fechamento de anel entre as áreas, através do religamento de LT entre IT 345 e AD 345.

Tabela 7: Condição operativa inicial

Barra	Tensão (pu)	Ângulo (Graus)	Geração	
			(MW)	(Mvar)
IT345	0,988	-15,1	-	-
AD345	0,949	-44,9	-	-
LC	0,900	3,1	750	-215
FU	0,950	0,1	750	-68
JG	0,980	-9,1	75	-26
VG	0,980	-8,6	70	-7
MR	0,970	-23,0	103	-310
NP	0,980	-47,8	20	2
FT	1,000	-47,7	10	23
PP	1,000	-47,2	15	17

O ponto de operação descrito na Tabela 7 corresponde às condições iniciais do caso a ser processado pelo do programa de FPO. O caso estudado visa o redespacho mínimo dos geradores, listados na Tabela 7, de forma a atender as restrições de máxima diferença angular entre as tensões das barras AD e IT.

Além da restrição de máxima diferença angular, foram impostas ao caso de FPO restrições reais de faixas de tensão e limites de geração ativa e reativa das usinas geradoras das áreas. Admitiu-se para todas as barras do sistema uma faixa de tensão de 0,900 a 1,050 pu, excetuando-se as barras de 500 kV, onde as tensões máximas podem atingir 1,100 pu.

Na Figura 4 estão assinaladas as soluções de redespachos sugeridas pelo método proposto, visando a redução da diferença angular de 30° "inicial" para 17° , "Com Otím (17)", e de 30° para 3° , "Com Otím (3)". A adoção de ângulos máximos tão distintos visou a comparação dos redespachos encontrados pelo método e proporcionar uma oportunidade importante de teste da robustez do algoritmo proposto.

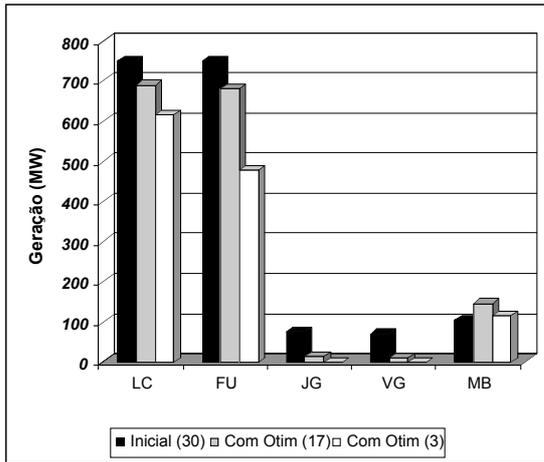


Figura 4: Comparação dos ajustes nas potências ativas das centrais geradoras

A Tabela 8 apresenta os resultados das otimizações do programa de FPO. Nota-se uma redução na geração das usinas da área Minas Gerais (FU, LC, JG e VG) e aumento na geração das usinas da área Rio de Janeiro (NP, FT, PP), de modo a atender as restrições de diferenças angulares máximas e demais limites impostos.

Tabela 8: Condições operativas após as otimizações

Estação	Otim 17 Graus		Otim 3 Gaus	
	Ângulo (graus)	Geração (MW)	Ângulo (graus)	Geração (MW)
IT345	-22,1	-	-26,7	-
AD345	-39,1	-	-29,7	-
LC	-7,2	690	-14,3	618
FU	-7,6	681	-16,3	477
JG	-18,0	14	-41,8	0
VG	-17,6	10	-39,3	0
MR	-23,0	146	-23,0	116
NP	-29,9	86	66,0	380
FT	-27,7	76	58,9	132
PP	-25,9	81	3,5	100

Restaria comprovar o atendimento das faixas de tensão nas barras do sistema, já que uma redução significativa da geração nas usinas na área Minas Gerais, diminui o carregamento de longos troncos de transmissão em 345 kV, podendo provocar elevação excessiva das tensões neste tronco.

Por outro lado, a necessária elevação de geração nas usinas da área Rio de Janeiro ou a atuação em dispositivos de controle de tensão ligados direta ou indiretamente ao setor de 345 kV, poderiam provocar excessiva redução nas tensões das barras de carga, comprometendo a qualidade de suprimento.

Nas otimizações realizadas, tanto os LTC de todos os transformadores, como as tensões terminais dos geradores, foram utilizados como controle no FPO, respeitando-se todos os limites destes equipamentos.

A Figura 5 compara os ajustes sugeridos para as tensões terminais e a Figura 6, as conseqüentes alterações nas potências reativas dos principais geradores das áreas, de forma a atender a função objetivo e todas as restrições impostas na otimização.

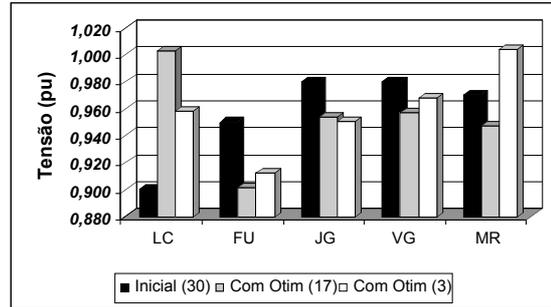


Figura 5: Comparação dos ajustes para tensões terminais das centrais geradoras

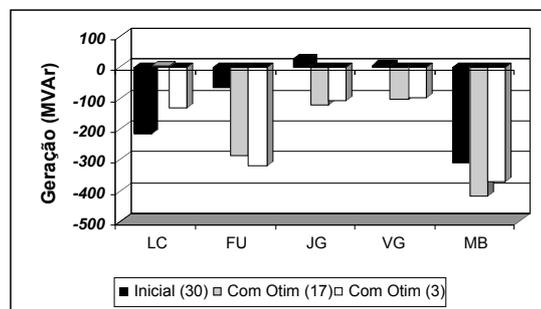


Figura 6: Comparação das potências reativas das centrais geradoras

A Tabela 9 mostra que os ajustes das tensões terminais dos geradores encontram-se dentro dos limites operativos pré-estabelecidos.

Tabela 9: Tensões Terminais – Limites e Ajustes

Estação	Limites (pu)		Otim (17) (pu)	Otim (3) (pu)
	Mínimo	Máximo		
LC	0,900	1,050	1,003	1,049
FU	0,900	1,050	0,901	0,912
JG	0,950	1,050	0,954	0,951
VG	0,950	1,050	0,957	0,968
MR	0,898	1,043	0,947	1,004
NP	0,900	1,022	0,995	1,013
FT	0,900	1,076	1,007	1,043
PP	0,900	1,043	1,005	1,043

As Figuras 7 e 8 mostram o comportamento das tensões nas principais barras do sistema durante as otimizações. Nestas figuras, verifica-se que os limites de 0,900 a 1,050 pu, admitidos como faixa de tensão, para todas as barras, excetuando-se as barras de 500 kV, onde tolerou-se tensões máximas de 1,100 pu, foram atendidos em todas as barras monitoradas.

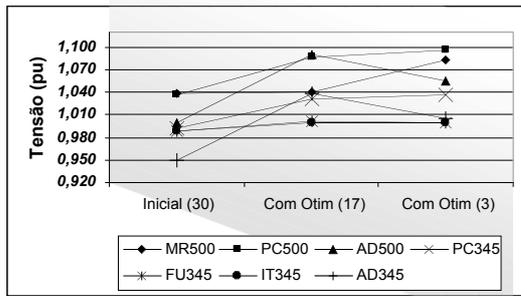


Figura 7: Magnitude de tensão nas principais barras de 500 kV e 345 kV

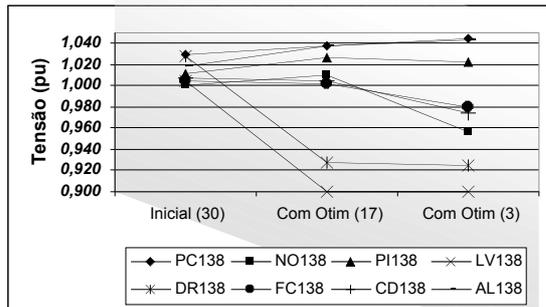


Figura 8: Magnitude da tensão nas principais barras de 138 kV

A redução significativa no despacho das usinas localizadas em Minas Gerais, ligadas diretamente ao tronco de transmissão em 345 kV, provocaram a necessidade de subexcitação dos geradores para consumir a potência reativa gerada naquele tronco de transmissão, agora menos carregado (Figuras 5 e 6). Esta necessidade da redução de despacho é ainda maior para usinas próximas do terminal de Itutinga (IT), provocando uma queda de tensão nesta barra, principalmente no fechamento de anel a 3^o (Figura 7).

As barras de carga S. J. Del Rey (DR) e Lavras (LV), ambas em 138 kV, cujas tensões encontraram-se mais próximas do limite inferior da faixa, possuem suprimento radial a partir da SE Itutinga 138 kV (IT) e foram diretamente afetadas pela necessidade de redução das tensões terminais das usinas localizadas em Minas Gerais.

4.0 - CONCLUSÃO

A experiência acumulada na operação do sistema elétrico brasileiro comprova que o processo de recomposição do sistema é de difícil previsão. Estudos off-line apesar de terem importância crucial, não esgotam as situações enfrentadas durante os processos de recomposição. O número de combinações de indisponibilidades de equipamentos importantes ao processo de recomposição é muito elevado, e dependente da própria perturbação que originou o desligamento em cascata do sistema.

Uma das principais dificuldades verificadas em tempo real é o fechamento de anéis, pois as condições operativas do sistema em recomposição são

invariavelmente distintas daquelas analisadas nos estudos pré-operativos.

Este artigo mostrou como uma ferramenta de fluxo de potência ótimo, baseado no método de pontos interiores, com sua robustez e capacidade de representação de recursos e limites importantes do sistema, pode contribuir para os estudos de recomposição. Acredita-se que esta ferramenta poderá vir a preencher uma importante lacuna na operação em tempo real, identificando de forma clara, o mínimo redespacho de geração e demais ajustes nos recursos do sistema, quando de fechamento de anéis, impedindo cortes de carga desnecessários e agilizando o processo de recomposição.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] M. Adibi e R. Kafka, "Power System Restoration Issues," *IEEE Power System Restoration – Methodologies and Implementation*. pp 31-36, 2000.
- [2] M. Adibi e R. Kafka, "Power System Restoration Issues," *IEEE Comput. Appl. Power*, vol. 4, No.2, pp. 19-24, 1991.
- [3] A. Ketabi e A. Ranjbar, "New Approach To Standing Phase Angle Reduction For Power System Restoration," *IEEE Electric Power Engineering, PowerTech Budapest 99. International Conference*, 1999.
- [4] T. Nagata, H. Sasaki, e R. Yokoama, "Power System Restoration By Joint Usage Expert System And Mathematical Programming Approach," *IEEE*, Vol. 10, No.3, pp. 1473-1479, 1995.
- [5] S. Wunderlich, M. Adibi et al, "An Approach To Standing Phase Angle Reduction," *IEEE (PAS)*, Vol 9, No. 1, pp 470-476, 1994.
- [6] D. Hazarika e A. K. Sinhá, "An Algorithm For Standing Phase Angle Reduction For Power System Restoration," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.* Vol 145, No. 1, January, 1998.
- [7] D. Hazarika e A. K. Sinhá, "Standing Phase Angle Reduction For Power System Restoration," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.14, No.4, Novembro, 1999.
- [8] N.K. Karmakar, "Computational Results of an Interior Point Algorithm or Large Scale Linear Programming," *Mathematical Programming*, 52, pages 555-586, 1991.
- [9] S. Granville, J.C.O Melo, A.C.G. Melo, "Application of Interior Point Methods to Power Flow Unsolvability" *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.11, No.2, May, 1996. P: 1096-1103.
- [10] R.D. Rangel, S. Gomes, C.H.C. Guimarães, N. Martins, A. Castro, H.J.C.P.Pinto, A.R.C.D.Carvalho, "Recent Developments in ANATEM – A Comprehensive Program for the Analysis of Electromechanical Stability of Large Power Systems" *SEPOPE – VII Simpósio de especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*. 21 de Maio/2000.
- [11] Banco de dados dinâmicos em uso pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico disponível no site: http://www.ons.org.br/ons/sin/index_basedados.htm.