
UM MÉTODO LOCALIZADO PARA ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS ESTÁTICAS EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

Danilo Pereira Pinto

J.L.R. Pereira

Universidade Federal de Juiz de Fora

36001 - Juiz de Fora, MG - Brasil

Resumo: A análise de contingências em sistemas de potência, em tempo real, tem sido uma importante ferramenta para a análise de segurança nos modernos centros de controle e operação de sistemas de potência.

Este problema pode ser colocado da seguinte maneira: dada uma lista predeterminada de contingências e um caso base, determinar as consequências de cada contingência. O fluxo de potência AC permite a obtenção de uma solução exata, porém, com elevado tempo computacional, o que pode inviabilizar o processamento de contingências em tempo real.

Um método que permite reduzir o sistema a um subsistema, para cada contingência em estudo, através de análise de sensibilidade, é proposto. Este método avalia a priori quais as barras do sistema que estarão sujeitas a variação de tensão para cada contingência. Estas barras constituem o subsistema a ser analisado e as demais são consideradas como barras de tensões constantes (módulo e ângulo) obtidas do caso base. Este método permite avaliar a violação dos limites de tensão, bem como os de fluxos nas linhas, com a vantagem adicional de reduzir drasticamente o cálculo dos fluxos.

Palavras-Chave: Análise de Segurança, Análise de Contingências, Fluxo de Potência.

Abstract: Contingency analysis in electrical power systems has been an important tool for the security analysis in modern power system control centers.

This problem can be stated as follows: given a predetermined list of contingencies and a base case solution, evaluate the consequences of each contingency. The exact

solution can be obtained from the AC power flow which is time consuming and not recommended for real time contingency analysis.

In this paper, it is proposed a method which uses sensitivity analysis in order to reduce the size of the system to be analysed for each contingency. This approach selects the buses in which the voltages need to be corrected in order to accommodate the system changes for each contingency. These busbar voltages are the state variables of the sub-system to be solved and the base case voltages for the remaining busbars are unchanged in the solution process. The violations on the voltage and line flow limits are evaluated with an advantage of drastically reducing the calculations on line flows.

Keywords: Security Analysis, Contingency Analysis, Load Flow.

1 INTRODUÇÃO

A operação dos Sistemas de Energia Elétrica (SEE) de grande porte impõe, atualmente, a necessidade de desenvolvimento de atividades de supervisão e controle do sistema mais apropriadas e evoluídas. Os *Modernos Centros de Supervisão e Controle* (CSC) se caracterizam pelas funções de supervisão e controle que processam informações recolhidas do SEE, em tempo real, a fim de controlá-lo adequadamente e visando manter o sistema operando de acordo com a estratégia estabelecida na programação da operação.

Um SEE operando em regime permanente está sujeito a dois tipos de restrições: restrições de carga e restrições de operação. As restrições de carga impõem o balanço entre a carga e a geração e, matematicamente, podem ser expressas pelas equações do fluxo de potência. As restrições de operação impõem os limites máximos e mínimos das

⁰Artigo submetido em 10/09/93;
1ª Revisão em 15/01/94 2ª Revisão em 12-04-94
Aceito por recomendação do Ed. Consultor Prof. Dr. Antonio
J.A. Simões Costa

variáveis do sistema e limitações relativas aos equipamentos. Dentre elas encontram-se os limites impostos às tensões nas barras, aos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas e transformadores, às injeções de potência reativa nas barras de geração e limites de estabilidade.

Baseando-se nas definições de restrições de carga e de operação, as condições operacionais do sistema podem ser: estado normal, estado de emergência e estado restaurativo. Um sistema está no *estado normal* quando todas as restrições de carga e operação são satisfeitas. Assim, o sistema está íntegro, suprindo a demanda totalmente e sem violar os limites de operação. O *estado de emergência* é o estado de operação quando há violação das restrições de operação. O estado de emergência pode ser provocado por uma perturbação ocorrida no sistema, resultando na violação severa, ou não, de algum valor limite pré-definido (por exemplo, tensão nas barras abaixo do limite mínimo, fluxo nas linhas acima do limite máximo, etc.) e/ou na perda de estabilidade do sistema. O sistema está no *estado restaurativo* quando apesar das restrições de operação estarem sendo atendidas, o sistema não está intacto (por exemplo, cargas não atendidas, ilhamento) ou quando o controle de emergência não conteve a situação de emergência e desencadeou processos em cascata resultando num desligamento total do sistema.

O problema global da operação fica então dividido em três subproblemas, caracterizados por ações de controle distintas: ações de controle para o estado de emergência, ações de controle para o estado restaurativo e ações de controle para o estado normal. Dentre estas funções as que vem sendo desenvolvidas e implementadas nos CSC são as realizadas durante a operação normal do sistema.

Segundo Dy Liacco (1977) a segurança de um SEE pode ser definida como sendo a habilidade do sistema (em operação normal) de enfrentar perturbações, sem passar para o estado de emergência. Assim, o sistema é dito normal-seguro quando nenhuma perturbação pode levá-lo ao estado de emergência e é dito normal-alerta se há alguma perturbação capaz de levá-lo à emergência.

O controle de segurança tem como objetivo prevenir ou minimizar as transições para o estado de emergência. Para alcançar este objetivo, o controle de segurança cumpre três tarefas fundamentais:

1. identificar se o estado do sistema é normal ou não;
2. caso seja normal, identificar se é normal-seguro ou normal-alerta;
3. caso seja normal-alerta, identificar quais ações preventivas devem ser tomadas para torná-lo normal-seguro.

A *análise de contingências* consiste na simulação de perturbações com o objetivo de fornecer ao operador condições de prever qual a reação do sistema em presença de tais perturbações. A partir do resultado da simulação, decide-se sobre a execução de ações preventivas, quando necessárias, para evitar transições no sistema para o estado de emergência.

Se uma contingência, considerada na simulação, for capaz de levar o sistema a um estado de emergência, o sistema se encontra no estado normal-alerta. Neste caso, é conveniente tomar algumas decisões para evitar colocar em risco a segurança do sistema. Modifica-se então as condições operativas para que, na ocorrência de qualquer contingência pertencente ao conjunto considerado, o sistema continue no estado normal-seguro.

Ressalta-se que é impraticável solucionar todas as contingências do conjunto selecionado. Surge então a necessidade de selecionar, dentro desse conjunto, as mais severas, ou seja, aquelas que realmente possam levar o sistema ao estado de emergência, caso ocorram. Essa seleção pode ser realizada pelo operador do sistema, baseando-se na experiência adquirida na operação do sistema ao longo dos anos. Entretanto, com o crescimento dos SEE esse tipo de seleção, além de difícil, pode não incluir contingências importantes. Por isso é comum a utilização de algoritmos que selecionem, automaticamente, as contingências mais severas para serem analisadas (Nara,1985).

A análise de contingências tem aplicação na operação e no planejamento de sistemas de potência. No caso do planejamento, pode-se citar a expansão do sistema, onde na escolha de alternativas de ampliação do sistema, a análise de contingências pode ser utilizada como uma restrição complementar a ser cumprida. Também no planejamento, pode-se citar o uso da análise de contingências na determinação de índices de confiabilidade para alternativas de topologia de rede.

A análise de contingências se divide em dois tipos de estudos: análise estática e análise dinâmica. A análise estática avalia apenas o estado final do sistema após a aplicação da contingência, já em regime permanente, verificando as restrições de segurança e determinando se o estado atual do sistema é normal-seguro ou normal-alerta. A análise dinâmica avalia não apenas o estado de operação final em regime permanente após a aplicação da contingência, mas também a transição do sistema de um estado para o outro. A análise estática baseia-se na utilização de soluções de fluxo de potência considerando apenas a condição de regime permanente, enquanto que a análise dinâmica se baseia atualmente em estudos de estabilidade transitória do sistema.

Até hoje, apenas a análise estática vem sendo utilizada em tempo real. Os tipos de contingências normalmente incluídos nessa análise são:

- desligamentos simples ou múltiplos de linhas de transmissão ou transformadores;
- perda simples de geração ou carga.

Desligamentos de linhas de transmissão ou transformadores são geralmente ocasionados por descargas atmosféricas, sobrecargas, operação indevida da proteção, erros de operador ou acidentes (queda de árvores, etc.). A maioria dos desligamentos ocorrem em uma única linha. Os desligamentos múltiplos de linhas podem ocorrer devido a faltas

em barramentos ou acidentes envolvendo múltiplas torres de transmissão. Esse tipo de contingência pode causar variações de fluxos e tensões na rede restante, além de problemas dinâmicos. Consideram-se alterações nos parâmetros da rede e supõe-se não haver variação nas injeções nodais. Duas técnicas são utilizadas para simular a modificação na matriz que representa a rede: a técnica de compensação (Alsac *et alii*, 1983) que simula a saída de um ou mais ramos da rede, pela colocação de injeções convenientes nos terminais dos ramos em contingência, ou a modificação diretamente na matriz da rede (Brandwajn & Chan, 1986) que é realizada principalmente nos fatores triangulares, através da refatoração parcial da matriz ou uma atualização dos fatores triangulares.

Perda de geração ou carga podem causar variações de fluxos e tensões na rede restante, além de problemas dinâmicos. Considera-se que os parâmetros da rede não são alterados e que existem possibilidades de se realocar a perda de geração (variação nas injeções, deslocamento de geração).

O problema de análise de contingências pode ser descrito da seguinte maneira: dada uma lista predeterminada de contingências, em ordem decrescente de severidade, e um caso base, determinar as conseqüências de cada contingência. A solução ideal é calcular o fluxo de potência AC para cada contingência. Essa solução pode não ser a mais adequada, para operação em tempo real, devido ao tempo computacional gasto para simular todas as contingências da lista. Antes de finalizar a simulação, o ponto de operação teria mudado, pois o estimador de estados recebe e processa os dados, fornecendo o novo ponto de operação, em pequenos intervalos de tempo.

Dentre os vários métodos aproximados de solução do problema de análise de contingências, podemos citar:

- Fatores de distribuição;
- Método de compensação;
- Métodos de vizinhança.

Os fatores de distribuição são tradicionalmente utilizados na redistribuição de potência ativa (Sauer, 1981). Porém, trabalhos recentes (Ilić & Phadke, 1985; Taylor & Maahs, 1991) têm mostrado a possibilidade de sua utilização na redistribuição de potência reativa e seus efeitos na tensão.

As principais deficiências desse método são:

- memória requerida é excessiva, principalmente para sistemas grandes;
- os fatores são calculados para uma dada topologia. Caso haja uma mudança permanente na topologia da rede, todos os fatores devem ser alterados;
- em geral, não é possível calcular fatores para religamentos do ramo ou adição de barras ou ramos;
- a lista de contingências não pode ser alterada "on line".

As referências Alsac *et alii* (1983) e Stott & Alzac (1974) propõem solução do problema de análise de contingências através da compensação de ΔV e $\Delta \theta$ utilizando o Lema da Matriz Inversa.

Os métodos de análise de contingências, denominados métodos de vizinhanças, baseiam-se na ampliação iterativa das vizinhanças afetadas pela contingência.

O método de relaxação concêntrica (Zaborski *et alii*, 1980) baseia-se na obtenção de uma solução aproximada para o fluxo de corrente e diferenças angulares das linhas, nas vizinhanças próximas à barra afetada pela contingência, relaxando a região sensível. Com a região sensível delimitada, a solução é melhorada iterativamente até a tolerância desejada.

O método de Galiana (Galiana, 1984) é uma variação do método de relaxação concêntrica. Ele soluciona o problema de análise de contingências do seguinte modo:

- calcula-se o fluxo de potência para uma dada subrede;
- aumenta-se a subrede e soluciona-se novamente o fluxo de potência;
- se a contingência não provocar variações significativas nos fluxos dos ramos da segunda subrede ela é filtrada, isto é, a contingência não provoca mudanças no estado do sistema;
- caso contrário, aumenta-se a subrede e soluciona-se novamente o fluxo de potência.

Ressalta-se que a maioria das contingências são filtradas com uma ou duas soluções. As demais são analisadas pelo fluxo de potências ativas com a rede completa.

As referências Brandwajn (1988) e Brandwajn & Lauby (1989) apresentam um método de seleção de contingências que utiliza a idéia de reduzir o sistema a um subsistema afetado para cada contingência. Os autores utilizam o conceito de vizinhanças topológicas para identificar o conjunto de barras afetadas (N1). Eles consideram barras até a terceira ou quarta vizinhanças. Para o subproblema P - θ , utilizam o máximo desvio angular das barras da fronteira de N1 como limite para identificar possíveis violações de fluxo no restante do sistema. Para o subproblema Q - V, identifica-se um conjunto de barras (externas a N1) com fatores de sensibilidade para desvios de potência reativa maiores que uma tolerância e um outro conjunto de barras cujos ramos que as interligam apresentam perdas de potência reativa maior que um valor predeterminado. As barras comuns aos dois conjuntos serão incluídas em N1. Determina-se, então, a variação angular e os desvios de potência reativa. Este método foi proposto para selecionar contingências. A sua utilização para análise de contingências deve ser testada para verificar a precisão da solução obtida, comparando-a com a solução através do fluxo de potência AC completo.

O método proposto utiliza o conceito de vizinhança, baseados na idéia da relaxação concêntrica, e avalia a parte ativa

e reativa do sistema. Ele foi concebido baseado nas seguintes premissas básicas:

- constata-se que a avaliação da tensão e potência reativa nas barras, quando da ocorrência de uma contingência, é de grande importância;
- sabe-se que o efeito de uma contingência é localizado, isto é, as barras eletricamente próximas à contingência sentirão mais seus efeitos do que as barras eletricamente mais distantes;
- considera-se que a vizinhança (conjunto de barras afetadas pelo defeito) é eletricamente próxima das barras em contingência; portanto, a vizinhança varia de contingência para contingência.

Assim, o método proposto soluciona o problema de análise de contingências reduzindo o sistema a um subsistema, para cada contingência. O subsistema é formado pelas barras vizinhas, considerando uma proximidade elétrica, isto é, barras afetadas pelas contingências cujas tensões devem ser reavaliadas. As barras que formam o subsistema terão suas tensões atualizadas através de um fluxo de potência AC. As tensões das demais barras serão mantidas constantes (módulo e ângulo) obtidas do caso base. O critério para determinação do subconjunto de barras que sofrem influência da contingência é baseado na variação do módulo da tensão.

2 MODELAGEM MATEMÁTICA

2.1 Seleção das Barras

Seja um sistema de energia elétrica, representado pelo sistema de equações de admitância nodal, para um dado ponto de operação (caso base), equação (1)

$$YV_0 = I_0 \quad (1)$$

onde,
 Y é a matriz de admitância nodal;
 V_0 é o vetor de tensões nas barras;
 I_0 é o vetor de correntes injetadas nas barras.

Considerando modificações na rede elétrica, contingências do tipo saída de linha ou transformador, a nova equação se apresenta na forma da equação (2).

$$(Y + \Delta Y)(V_0 + \Delta V) = (I_0 + \Delta I) \quad (2)$$

Sendo $V = (V_0 + \Delta V)$ e considerando que $\Delta I \simeq 0$ (Alsac *et alii*, 1993), reescreve-se a equação (2).

$$(Y + \Delta Y)V = I_0 \quad (3)$$

onde ΔY é a matriz de modificações na matriz Y e é representada pela equação (4).

$$\Delta Y = M\delta yM^t \quad (4)$$

onde,
 δy é a matriz $m \times m$ contendo as modificações na matriz original;
 M é a matriz $n \times m$ de conexão, (Alsac *et alii*, 1993);
 m é a ordem das modificações;
 n é a dimensão do sistema em estudo.

Assim,

$$I_0 = (Y + M\delta yM^t)V \quad (5)$$

logo:

$$V = (Y + M\delta yM^t)^{-1}I_0 \quad (6)$$

Através do Lema da Matriz Inversa, chega-se à equação (7)

$$V = Y^{-1}I_0 - Y^{-1}McM^tY^{-1}I_0 \quad (7)$$

Sabendo que $Y^{-1}I_0 = V_0$ e $Y^{-1}M = Z_c$, sendo Z_c uma matriz $n \times m$ onde cada coluna dá a diferença entre as colunas da matriz Z_{barra} correspondentes as modificações, chega-se à equação (8).

$$V = V_0 - Z_c c M^t V_0 \quad (8)$$

Definindo:

$$\Delta V^0 = M^t V_0 \quad (9)$$

onde ΔV^0 é um vetor com m elementos cujos valores são as diferenças entre as tensões das barras envolvidas nas respectivas contingências.

Assim,

$$\Delta V = -Z_c c \Delta V^0 \quad (10)$$

sendo c uma matriz $m \times m$ definida pela equação (11).

$$c = (\delta y^{-1} + z)^{-1} \quad (11)$$

onde

$$z = M^t Y^{-1} M \quad (12)$$

2.1.1 Contingências Simples

A ocorrência de uma contingência simples do tipo retirada de linha ou transformador resulta em variações nas tensões das barras, representada pela equação (10).

Para uma contingência simples, modificação no ramo $p - q$, $m = 1$, M será um vetor nulo, exceto nas posições p igual a 1 e q igual a -1 . δy será o valor da admitância do componente entre os nós p e q . $M^t V$ e c são dados por:

$$M^t V = V_0^p - V_0^q \quad (13)$$

$$c = (\delta y^{-1} + Z_{pp} + Z_{qq} - 2Z_{pq})^{-1} \quad (14)$$

onde os valores Z_{ij} são elementos de Y^{-1} .

Assim,

$$\Delta V = -Z_c c (V_0^p - V_0^q) \quad (15)$$

A equação (15) pode ser escrita da seguinte forma:

$$\Delta V = -Z_c K \quad (16)$$

A equação (16) mostra que ΔV pode ser calculado a partir de Z_c e de uma constante complexa K . Z_c pode ser obtido a partir da matriz de admitância nodal na forma fatorada, usando o método do vetor esparso (Tinney *et alii*, 1985), devido ao fato do vetor independente M ter somente dois elementos não nulos (posições p e q).

Sabe-se que as contingências são problemas localizados, isto é, as barras eletricamente próximas à contingência sentirão mais seu efeito do que as barras distantes. Nas barras eletricamente próximas verifica-se alterações significativas nas tensões. Define-se, então, um conjunto de barras (Ω) onde o módulo da variação de tensão é maior que uma tolerância pré-especificada (ϵ). As barras pertencentes ao subconjunto selecionado terão suas tensões atualizadas através de um fluxo de carga local.

O conjunto Ω é definido pela equação (17).

$$\Omega = \{j : |\Delta V_j| > \epsilon; j = 1, n\} \quad (17)$$

Define-se um valor para a tolerância ϵ , como sendo:

$$\epsilon = \min(|\Delta V_i|); i \in \mu \quad (18)$$

onde, μ é o conjunto de barras pertencentes a terceira vizinhança;

Assim, garante-se que as barras até a terceira vizinhança estarão incluídas no subconjunto de barras selecionadas. Além disso, deve-se garantir que o subsistema selecionado é um subsistema onde todas as barras estão interligadas, isto é, deve-se garantir a conectividade das barras selecionadas.

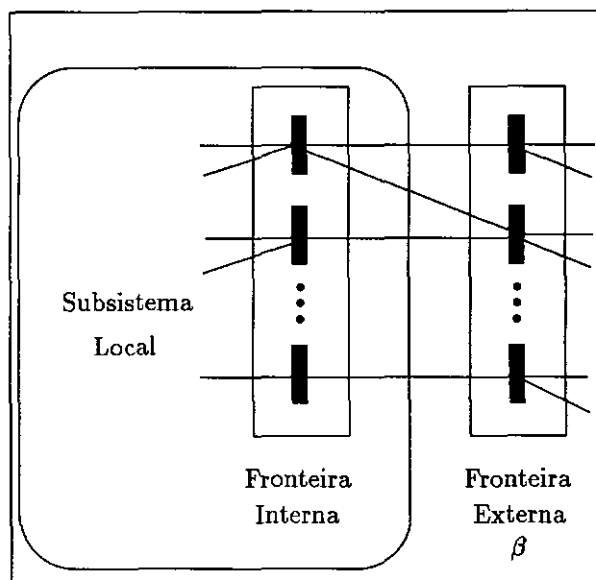


Figura 1 - Representação do subsistema local

Uma vez definido o subconjunto de barras cujas tensões serão reavaliadas, calcula-se o fluxo de carga local e os desvios de potência ativa e reativa para as barras cujas tensões permaneceram iguais ao caso base. O máximo desvio de potência deverá ser inferior ao valor da tolerância definida para o fluxo de carga local. Caso isto não ocorra, soluciona-se o fluxo de carga completo.

Sabe-se que, na ocorrência de uma contingência, verificam-se alterações nas tensões das barras e, com isto, alteram-se as perdas no sistema.

Ao selecionar um subsistema cujas tensões serão reavaliadas, (subsistema local), considera-se que as barras do sistema externo que fazem a ligação com o sistema interno (fronteira externa) são barras "swing", pois o módulo e ângulo das tensões destas barras serão mantidos constantes (valores do caso base), Figura 1. Portanto, estas barras deverão suprir as perdas no subsistema local. Como são várias barras "swing", elas deverão dividir as perdas entre si. Assim, quando se calcula os desvios de potência ativa e reativa, não se pode considerar os mesmos limites considerados no fluxo de potência. O valor adotado para o máximo desvio de potência é igual a 0,1, isto é dez vezes o valor considerado no fluxo de potência.

É importante ressaltar que para as barras PV, apesar do módulo da tensão da barra não se alterar, o critério de seleção de barras através do módulo do vetor de desvios na tensão, $|\Delta V|$, é capaz de selecionar as barras que serão incluídas no fluxo de carga local. A Referência (Ejebe *et alii*, 1991) propõe a inclusão de todas as barras PV no fluxo local, a fim de contornar este problema.

A Figura 2 apresenta uma justificativa para a utilização de $|\Delta V|$ como critério de seleção das barras que serão incluídas no fluxo de carga local. A Figura 2-a mostra que, para barras PQ, o módulo e o ângulo do vetor $V_0 + \Delta V$ diferem do módulo e ângulo do vetor V_0 . A Figura 2-b mostra que,

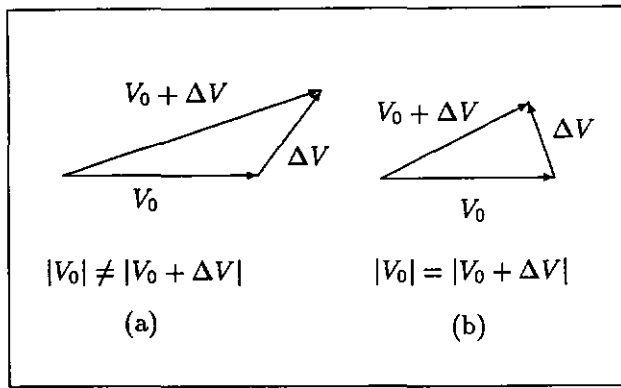


Figura 2 - Ilustração do critério de seleção pelo $|\Delta V|$

para barras PV, somente o ângulo do vetor $V_0 + \Delta V$ difere e esta modificação pode ser identificada analisando apenas $|\Delta V|$.

2.1.2 Contingências Múltiplas

Para o caso de retirada de m linhas ou transformadores, o termo K da equação (16) é uma matriz complexa ($m \times m$) e o termo Z_c é uma matriz ($n \times m$). O cálculo do vetor ΔV requer o cálculo de m colunas de Z_c usando o método do vetor esparsa e o cálculo da matriz K .

O conjunto Ω de barras que serão incluídos no fluxo de carga local são obtidos como no caso de contingências simples.

2.2 Solução do Sistema Reduzido

Para uma dada barra k , escreve-se a equação de potência da barra, equação (19).

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \quad (19)$$

$$P_k + jQ_k = V_k \sum_{m \in \Omega} Y_{km}^* V_m^* + V_k \sum_{l \in \alpha} Y_{kl}^* V_l^* \quad (20)$$

onde,

Ω - subconjunto de barras cujas tensões serão reavaliadas;
 α - subconjunto de barras cujas tensões serão mantidas constantes.

Por definição, $P'_k + jQ'_k$ é definido pela equação (21).

$$P'_k + jQ'_k = V_k \sum_{l \in \alpha} Y_{kl}^* V_l^* \quad (21)$$

Sabendo que $P'_k + jQ'_k$ são constantes, chega-se a equação para a potência injetada na barra k , equação (22).

$$(P_k + jQ_k) - (P'_k + jQ'_k) = V_k \sum_{m \in \Omega} Y_{km}^* V_m^* \quad (22)$$

$$(P_k - P'_k) + j(Q_k - Q'_k) = V_k \sum_{m \in \Omega} Y_{km}^* V_m^* \quad (23)$$

$$(P''_k + jQ''_k) = V_k \sum_{m \in \Omega} Y_{km}^* V_m^* \quad (24)$$

Sendo o sistema reduzido constituído de m barras, representado por m equações semelhantes a equação (24), sua solução será obtida por um dos métodos tradicionais de solução do fluxo de potência (Gauss-Seidel, Newton-Raphson ou Newton-Raphson Desacoplado Rápido). Utilizou-se o método Desacoplado Rápido, (Stott & Alzac, 1985).

3 RESULTADOS OBTIDOS

O sistema IEEE-118 barras (Gulachenski & Undrill,) e o sistema Sul-Sudeste do Brasil com 730 barras foram utilizados para testar o método proposto.

Foi utilizado o parâmetro $\max(\Delta P_i, \Delta Q_i)$, $i \in \beta$, onde β é o conjunto de barras que estão diretamente ligadas às barras que tiverem suas tensões modificadas (fronteira externa), para medir a precisão do método.

3.1 Contingências Simples

Inicialmente, comparou-se o módulo da variação da tensão $|\Delta V|$ com uma tolerância pré-especificada (ϵ). A Tabela 1 apresenta os máximos valores dos desvios de potência ativa ou reativa, $\max(\Delta P_i, \Delta Q_i)$, para diferentes valores de tolerância.

Pode-se verificar que, ao reduzir a tolerância, aumenta-se o número de barras selecionadas, aumentando-se a precisão. Portanto, conclui-se que o método é tão preciso ou tão rápido quanto se queira, pois a tolerância faz a solução de compromisso entre o tempo de processamento e a precisão.

Deve-se ressaltar que, para sistemas de pequeno porte e dependendo da tolerância, o método pode selecionar todas as barras do sistema. Para estes tipos de sistemas o método pode não ser adequado.

Nota-se também que para cada contingência tem-se um valor de tolerância adequado. Portanto, investigou-se uma maneira de definir automaticamente uma tolerância para cada contingência, equação (18).

A Tabela 2 apresenta os resultados obtidos com o método proposto, definindo-se a tolerância pela equação (18), e o método de vizinhanças (Bacher & Tinney, 1989; Zaborski *et alii*, 1980) no qual o fluxo de carga local é calculado para cada vizinhança relaxada, iniciando na terceira vizinhança. Esta definição é utilizada porque a maioria das

Tabela 1 - Número de barras selecionadas, variando-se a tolerância ϵ

		$\epsilon = 0.01$		$\epsilon = 0.005$		$\epsilon = 0.001$	
p	q	m	d	m	d	m	d
4	5	6	0.59	32	0.10	114	0.001
5	6	10	0.24	26	0.14	112	0.006
15	17	20	0.19	29	0.13	81	0.01
20	21	36	0.14	54	0.15	115	0.01
23	25	113	0.12	117	0.008	117	0.008
27	28	2	0.32	6	0.12	48	0.01
26	30	109	0.13	116	0.11	117	0.008
23	32	75	0.08	113	0.04	117	0.001
34	37	13	0.17	48	0.13	79	0.001
38	65	117	0.002	117	0.002	117	0.002
49	66	43	0.49	73	0.07	117	0.005
74	75	54	0.13	69	0.13	117	0.007
77	80	2	0.55	109	0.09	114	0.04
88	89	28	0.14	29	0.14	34	0.08
89	92	28	0.14	29	0.15	37	0.11
100	103	30	0.06	37	0.05	117	0.001
17	113	2	0.06	32	0.02	77	0.001

p = barra de
q = barra para
d = $\max\{|\Delta P|, |\Delta Q|\}$ pu.
m = número de barras selecionadas

contingências testadas são solucionadas até a terceira vizinhança.

Nota-se que o número de barras que formam o subsistema conexo, quase sempre, é maior que o número de barras da terceira vizinhança. Isto deve-se ao fato do método proposto selecionar, de uma única vez, todas as barras afetadas pela contingência.

Porém, verifica-se que algumas contingências apresentam valores de máximo desvio de potência elevados. Isto significa que o número de barras selecionadas é pequeno e deve-se calcular o fluxo de carga completo.

Considerando a seleção automática de contingências, para o sistema IEEE - 118 barras, tem-se 186 contingências simples do tipo retirada de linha/transformador.

Com o método proposto, considerando inicialmente a terceira vizinhança, das 186 contingências simuladas, 144 contingências são solucionadas com o fluxo local, 33 contingências necessitam do cálculo do fluxo completo e 9 contingências apresentam problemas de convergência com o fluxo local ou completo.

O sistema Sul-Sudeste possui 730 barras e 1146 elementos de ligação (linhas ou transformadores).

O caso base (saida do fluxo de potência que fornece os dados de entrada para a solução do problema de análise de contingências) foi gerado pelo programa ANAREDE, gentilmente cedido pelo CEPTEL.

Tabela 2 - Comparação do método proposto, considerando ϵ conforme equação (18)

		Método Proposto		Relaxação Concêntrica		
p	q	m	d	x	z	d
4	5	17	0.086	4	21	0.044
5	6	16	0.110	4	21	0.044
15	17	46	0.089	5	52	0.025
20	21	31	0.141	5	34	0.058
23	25	34	0.257	8	98	0.002
26	25	25	0.139	6	68	0.039
25	27	29	0.091	6	54	0.040
27	28	37	0.010	3	11	0.098
30	17	65	0.079	7	87	0.096
26	30	43	1.129	7	89	0.077
23	32	45	0.082	5	39	0.048
34	37	28	0.053	3	18	0.099
38	37	61	0.806	6	81	0.052
60	61	18	0.080	3	12	0.064
63	59	24	0.144	5	33	0.046
64	61	22	0.057	3	14	0.049
38	65	65	0.595	9	117	0.008
49	66	36	0.219	5	42	0.063
65	66	41	0.012	3	22	0.016
69	75	111	0.073	4	49	0.078
74	75	66	0.086	4	35	0.036
77	80	65	0.053	4	43	0.059
81	80	36	0.122	4	34	0.072
88	89	30	0.080	5	29	0.090
89	92	24	0.159	4	28	0.084
100	103	37	0.037	3	23	0.017
17	113	42	0.001	3	20	0.012

p = barra de
q = barra para
d = $\max\{|\Delta P|, |\Delta Q|\}$ pu.
x = número de vizinhanças relaxadas
m, z = número de barras cujas tensões serão atualizadas

Ao simular estudos de análise de contingências no sistema Sul-Sudeste verifica-se que, das 1146 contingências simples do tipo retirada de linha ou transformador, não se obtém convergência para 233 contingências com o fluxo de potência local ou completo, pois há violação nos limites de tensão ou não convergência em um número mínimo de iterações. Para estes casos, deve-se realizar um redespacho de carga. Para 205 contingências é necessário o fluxo de carga completo, pois ocorrem desvios de potência elevados (superior a 0.1) e as outras 708 contingências são solucionadas com o fluxo local.

A Tabela 3 apresenta os tempos computacionais para simular os sistemas exemplos, considerando a inicialização com a terceira vizinhança.

3.2 Contingências Múltiplas

Os resultados obtidos para contingências múltiplas, como era de se esperar, reforçam as conclusões para o caso de

Tabela 3 - Tempos computacionais (normalizados com respeito aos resultados do método proposto)

SISTEMA	n° casos	Método Proposto	Relaxação Concêntrica
IEEE 118 barras	186	1	1,17
Sul-Sudeste 730 barras	913	1	3,046

Tabela 4 - Número de barras selecionadas, variando tolerância ϵ

Contingências				$\epsilon = 0.01$		$\epsilon = 0.005$		$\epsilon = 0.001$	
1		2		m	d	m	d	m	d
p-q	r-s	p-q	r-s						
60	61	49	66	24	0.56	73	0.08	116	0.005
33	37	42	49	78	0.10	117	0.009	117	0.009
50	57	12	16	5	0.36	5	0.36	63	0.11
56	59	71	72	11	0.10	65	0.10	77	0.05
42	49	4	11	65	0.06	117	0.009	117	0.009
42	49	100	104	101	0.07	117	0.009	117	0.009
4	11	100	104	17	0.33	21	0.17	80	0.03
89	90	4	11	6	0.36	8	0.40	96	0.02
49	66	100	104	67	0.49	84	0.07	117	0.005
89	90	100	104	14	0.08	14	0.08	36	0.02

p and r - barras de
q and r - barras para
 $d = \max\{|\Delta P|, |\Delta Q|\}$ pu.
m = número de barras selecionadas

contingências simples.

A Tabela 4, é similar a Tabela 1 e verifica-se que o método apresenta o mesmo comportamento quando simula-se dupla saída de linha/transformador.

A Tabela 5 apresenta o tempo computacional gasto para simular o método proposto considerando $\epsilon = 0,005$ e o método de relaxação concêntrica. Observando-a, é fácil concluir que, à medida que aumenta o número de elementos retirados, o fluxo de carga local e a aproximação pela vizinhança tornam-se menos competitivos.

Identicamente ao que foi feito para contingências simples, definiu-se a tolerância ϵ conforme a equação (18) e, caso haja desvios de potência elevados, calcula-se o fluxo de carga completo. A Tabela 6 apresenta o tempo, normalizado com respeito ao resultado do método proposto, gasto para simular um conjunto de 100 contingências, do tipo retirada de dois elementos, com o método proposto e com o método de relaxação concêntrica. Considerou-se a iniciação com a terceira vizinhança.

Tabela 5 - Comparação do tempo de CPU: sistema de 118 barras

Contingências				Método Proposto		Relaxação Concêntrica		
p-q		r-s		m	t	x	z	t
60	61	49	66	73	1	5	42	1,67
33	37	42	49	117	1	3	37	0,35
50	57	12	16	5	1	3	33	1
56	59	71	72	65	1	3	24	0,44
42	49	4	11	117	1	5	63	1,30
42	49	100	104	117	1	5	78	1,428
4	11	100	104	21	1	4	51	1,96
89	90	4	11	8	1	3	27	1
49	66	100	104	84	1	4	65	1,2
89	90	100	104	14	1	4	35	1,81

p and r - barras de
q and r - barras para
t = tempo de CPU (em pu)
x = número de vizinhanças
m,z = número de barras cujas tensões serão corrigidas

Tabela 6 - Comparação de tempos computacionais (normalizado com respeito ao resultado do método proposto)

Sistema IEEE-118 barras	
Contingências duplas	
Método Proposto	Relaxação Concêntrica
1	1,115

4 CONCLUSÕES

O método proposto para análise de contingências identifica as barras que serão incluídas no fluxo de carga local, através da análise de sensibilidade do módulo do desvio da tensão ($|\Delta V|$). Esta é a principal diferença do método proposto com os métodos existentes na literatura. Esta aproximação reduz o cálculo do fluxo de carga do sistema completo e permite verificar a violação de tensão no subsistema afetado pela contingência. Este modelo pode ser usado para seleção de contingências pela escolha de pequeno número de barras incluídas (através da tolerância ϵ) ou calculando apenas uma iteração do fluxo de carga local.

No método proposto o valor da tolerância especificada faz a solução de compromisso entre o tempo de processamento e a precisão desejada.

Os resultados obtidos para contingências duplas mostram que, à medida que aumenta o número de elementos retirados, o fluxo de carga local e a aproximação pela vizinhança

tornam-se menos competitivos.

Os testes realizados com o sistema Sul-Sudeste 730 barras demonstram que o método proposto é vantajoso pois ele soluciona o problema de análise de contingências com boa precisão e com um tempo computacional menor que o método de relaxação concêntrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alsac, O. and Stott, B. and Tinney, W.F., (May, 1983), Sparsity-oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 102, pp. 1050-1060.

Bacher, R. and Tinney, W. F., (November, 1989), Faster Local Power Flow Solution, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, No. 4, pp. 1345-1361.

Brandwajn, V., (February, 1988), Efficient Bounding Method for Linear Contingency Analysis, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, No. 3, pp. 38-43.

Brandwajn, V. and Chan, S.M., (February, 1986), Partial Matrix Refactorization, *IEEE Transactions on Power Systems*, PWRS 1, No. 1, pp. 193-200.

Brandwajn, V. and Lauby, M., (May, 1989), Complete Bounding Method For AC Contingency Screening, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, No. 2, pp. 724-728.

Dy Liacco, T.E., (1977), An Overview of Power System Control Centers, *IEEE - Tutorial Course Energy Control Center Design*, pp. 5-16.

Ejebe, G.C. and Paliza, R.F. and Tinney, W.F., (May, 1991), An Adaptive Localization Method for Real-Time Security Analysis, *IEEE PICA Conference Proceedings*, Baltimore, EUA, pp. 366-372.

Galiana, F.D., (September 1984), Bound Estimates of the Severity of Line Outages in Power System Contingency Analysis and Ranking, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, PAS 103 - No. 9, pp. 2612-2622.

Gulachenski, E.M. and Undrill, J.M., *Sample Power System Data for E.E.I. Research Project on Bulk Power Transmission System Security - RP90-1*, North American Rockwell Information Systems Company.

Ilié, M.S. and Phadke, A., (June, 1985), Redistribution of Reactive Power Flow in Contingency Studies, *IEEE PICA Conference Proceedings*, São Francisco, California, pp. 336-344.

Nara, K. and Shoults, R. R. and Chen, M.S. and Olinda, P.V., (April, 1985), On-Line Contingency Selection Algorithm For Voltage Security Analysis, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, PAS 104, pp. 847-856.

Sauer, P.W., (February, 1981), On the Formulation of Power Distribution Factors for Linear Load-Flow Methods, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS 100, No. 2, pp. 764-770.

Stott, B. and Alsac, O., (May/June, 1974), Fast Decoupled Load-Flow, *IEEE Trans. Power App. Syst.*, PAS 93, pp. 859-869.

Taylor, D.G. and Maahs, L.J., (February, 1991), A Reactive Contingency Analysis Algorithm Using MW and MVAR Distribution Factors, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, No. 1, pp. 349-355.

W.F. Tinney and V. Brandwajn and S.M. Chan, (February, 1985), Sparse Vector Methods, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS 104, pp. 295-301.

Zaborski, J. and Whang, K.W. and Prasad, K., (February, 1980), Fast Contingency Evaluation Using Concentric Relaxation, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS 99, No. 1, pp. 28-36.