

856007
Boletim Técnico da Escola Politécnica da USP

**Departamento de Engenharia de Energia e
Automação Elétricas**

BT/PEA/9301

**Alguns Aspectos do Problema de
Planejamento de Sistemas de
Transmissão sob Incertezas**

**Carlos Marcio Vieira Tahan
Ernesto João Robba**

São Paulo - 1993

O presente trabalho é um resumo da tese de doutoramento apresentada, em 1991, pelo Eng^o Carlos Marcio Vieira Tahan, sob orientação do Prof. Dr. Ernesto João Robba..

A íntegra da tese encontra-se à disposição com o autor e na biblioteca de Engenharia de Eletricidade da Escola Politécnica da USP.

Tahan, Carlos Marcio Vieira

Alguns aspectos do problema de planejamento de sistemas de transmissão sob incertezas / C.M.V. Tahan, E.J. Robba. -- São Paulo : EPUSP, 1993.

20p. -- (Boletim Técnico da Escola Politécnica da USP, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, BT/PEA/9301)

1. Transmissão de energia elétrica 2. Sistemas elétricos de potência - Planejamento I. Robba, Ernesto João II. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas III. Título IV. Série

CDD 621.319
621.3

ALGUNS ASPECTOS DO PROBLEMA DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO SOB INCERTEZAS

Carlos Marcio Vieira Tahan

Orientador: Prof. Dr. Ernesto João Robba

Departamento de Engenharia de Energia e Automação
Elétricas da Escola Politécnica da USP

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho apresenta algumas considerações sobre a inclusão, em estudos técnico-econômicos, da análise da flexibilidade que uma alternativa de expansão do sistema de transmissão tem de adaptar-se às incertezas, sumarizando a tese de doutoramento feita sobre este assunto.

O objetivo do trabalho foi propor uma forma sistemática para esta análise, bem como o desenvolvimento de ferramentas computacionais adequadas. Alguns aspectos da análise de decisão sob incertezas foram abordados.

Em primeiro lugar deve-se distinguir os estudos de planejamento de natureza "tática" dos estudos "estratégicos". Com base em um único cenário mercado-geração, pode-se definir uma evolução ótima da rede de transmissão. Esta definição é um estudo "tático".

Havendo incertezas envolvidas, a evolução ótima definida com base em um cenário, pode não se mostrar como a mais adequada nesses outros cenários. A busca da melhor evolução do sistema de transmissão, considerando diversos cenários de mercado, geração e outras incertezas de caráter econômico, político, tecnológico ou ambiental, é um estudo "estratégico". Consiste em procurar a evolução do sistema de transmissão, com base também em sua capacidade de adaptação às incertezas, e portanto, procurando não correr o risco de ter-se grandes impactos negativos de custos ou desempenho.

Após os estudos "táticos" e "estratégicos", a etapa final do planejamento é a da tomada de decisão, a qual considera o impacto das incertezas e se apoia em critérios específicos.

2

SISTEMA DE TRANSMISSÃO FLEXÍVEL

O que é um sistema de transmissão flexível? Este conceito não é tão objetivo! No passado, este termo foi utilizado para designar sistemas robustos, isto é, o sistema era mais flexível caso pudesse suportar elevações substanciais e bruscas do mercado. Esta "robustez" tinha, por sua vez, um preço elevado, principalmente se ocorresse o inverso. Então o sistema de transmissão flexível é aquele que, para um

determinado cenário, pode não ter o desempenho ótimo (técnico ou econômico), porém o seu desempenho nunca será inaceitável, considerando uma gama de valores para variáveis exógenas e portanto, independentes da ação do planejador.

No caso de serem presumíveis determinados valores nas variáveis exógenas que levem o desempenho da rede a níveis indesejáveis, devem ser analisadas medidas, com prazos de implantação, custos e benefícios compatíveis, que diminuam os impactos negativos destas incertezas. As medidas propostas podem ser subdivididas naquelas que interferem com a política ou estratégia da companhia concessionária (tais como gerenciamento de cargas, tarifas diferenciadas etc), ou nas que alteram os procedimentos operativos (como ilhamentos, redução de tempos de recomposição etc), ou implantação de obras ou outros recursos técnicos no sistema de transmissão (ou componentes de baixo custo, com a função de monitoração ou controle ou obras convencionais).

Há 3 tipos de variáveis no planejamento: As variáveis de decisão que são as obras ou as medidas (políticas ou de procedimentos operacionais) pelas quais se está querendo decidir. As variáveis "atributos" que estão ligadas principalmente aos aspectos econômico-financeiros (custos, cronograma de desembolso, etc.) e

ao desempenho técnico das alternativas. Outros atributos como: "Impacto Ambiental", "Dependência de Tecnologia Externa", "Uso de Mão-de-Obra ou Materiais Locais" etc..., não serão considerados neste trabalho. As incertezas mais comuns no planejamento de sistemas de transmissão e que serão consideradas neste trabalho são as variações de mercado e de despacho de geração e o atraso na entrada em operação de obras de transmissão.

3

A MODELAGEM DO PROBLEMA

O objetivo básico é selecionar alternativas de transmissão mais flexíveis. O critério de simulação para a análise das alternativas será o critério n-1. Em situações de incertezas serão tolerados relaxamentos moderados dos critérios de desempenho, tais como aceitar cortes de cargas em regime normal ou em contingências, ou ainda atendimento com níveis de tensões precários ($< 0,95$ p.u.), computando o ônus de não se respeitar os critérios atuais, ponderado pela expectativa de ocorrência de cada situação. Quando julgado conveniente será analisada a adoção de algum recurso de flexibilidade (político, procedimental ou técnico) para possibilitar que o sistema suporte as situações mais adversas.

Este enfoque ocasiona a necessidade de análise de um número muito grande de situações, acarretando um grande número de simulações sobre a rede, muitas vezes com pequenas alterações entre uma situação e outra.

Em síntese, o problema global pode ser dividido nos seguintes sub-problemas:

- a) Resolução do fluxo de potência em condição normal;
- b) Resolução do fluxo de potência com incertezas de mercado, de geração ou de obras de transmissão;
- c) Resolução de contingências;
- d) Análise de medidas para correção dos problemas de tensão e carregamento e verificação de sua eficácia;
- e) Cálculo dos índices de mérito e análise de regras para tomada de decisões.

4

FLUXO DE POTÊNCIA BÁSICO

A análise realizada conduziu pela adoção da variante do método de Newton-Raphson denominada "fast decoupled", cuja forma de equacionamento é bastante conhecida. As principais razões desta escolha foram:

- a) o número de iterações no método "fast decoupled", onde ele ainda é vantajoso em relação aos métodos

não desacoplados, com reconstituição da matriz Jacobiana pelo menos 2 vezes, é bem elevado.

b) a ocupação de memória é bem mais reduzida;

c) investigações mais recentes, que apresentam análise detalhada do equacionamento, indicam possíveis melhorias no problema de confiabilidade de convergência.

A escolha na ordem de realização das iterações dos subsistemas de tensões e ângulos e a escolha das simplificações feitas nas sub-matrizes jacobianas, para se chegar às matrizes B' e B'' (constantes em todas iterações) estão apresentadas resumidamente a seguir.

A partir do sistema de equações:

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ L & K \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta} \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix}$$

Chega-se ao seguinte equacionamento:

.. 1º passo: resolver $\underline{\Delta P/V} = B' \underline{\Delta \delta}$

($\underline{\Delta P}$ é calculado com V^k e δ^k)

$$\delta^{k+1} = \underline{\Delta \delta} + \delta^k$$

.. 2º passo: resolver $\underline{1/Q/V} = B'' \underline{1/V}$
 ($\underline{1/Q}$ é calculado com V^k e δ^{k+1})
 $V^{k+1} = V^k + \underline{1/V}$

.. 3º passo (opcional): resolver $\underline{1/P/V} = B' \underline{1/\delta}$
 ($\underline{1/P}$ é calculado com V^{k+1} e δ^k)
 $\delta^{k+1} = \delta^k + \underline{1/\delta}$

O procedimento com os 2 primeiros passos foi denominado de Método A e com o terceiro passo de Método B. As matrizes N e L foram feitas iguais a zero. A matriz B' foi definida como sendo a matriz H avaliada com $V=1.0$ e $\delta=0.0$. A matriz B'' foi definida como sendo a matriz K calculada com $V=1.0$ e $\delta=0.0$ e utilizado no cálculo dos elementos de transferência, os inversos das reatâncias.

O processo de solução transforma cada uma das matrizes B' e B'' em 3 matrizes denominadas L, D e U (respectivamente matriz triangular inferior - "lower", matriz diagonal e matriz triangular superior - "upper") e obtem os valores de $\underline{1/\delta}$ e $\underline{1/V}$ em duas etapas. Uma de substituição de frente para trás, realizado por colunas de U e outra de trás para frente efetuado através de linhas de L.

5

FLUXO DE POTÊNCIA COM INCERTEZAS DE MERCADO E DESPACHO

Nestas condições onde a topologia da rede não é alterada, discutiu-se a adoção de um equacionamento

linear ou a manutenção do sistema iterativo. Tendo em vista a possível grande dispersão nos dados de mercado optou-se por manter o equacionamento iterativo, o qual, pelo fato de não necessitar de corrigir as matrizes B' e B'' é bastante rápido. Discutiu-se o relaxamento da precisão de convergência (de 1 MW para 5 MW) de forma a melhorar o tempo de computação, considerando seu uso em sistemas de alta tensão (> 138 kV). Foi discutida a necessidade de se pesquisar valores de precisões diferentes, dependendo do nível de tensão do barramento, para se otimizar mais a relação entre a precisão desejável e o tempo de solução.

6 FLUXO DE POTÊNCIA COM ATRASOS NA OPERAÇÃO DE OBRAS DE TRANSMISSÃO

Ao contrário do item anterior, as incertezas em obras de transmissão ocasionam alterações da topologia da rede e, portanto, da matriz admitância nodal. Em consequência, esta matriz e as matrizes B' e B'' precisam ser alteradas. Não há maiores problemas para alteração da matriz admitância nodal. Os problemas surgem nas alterações das matrizes B' e B'' , que já foram fatoradas. Os métodos analisados foram:

a) Refatoração completa da matriz A

- b) Refatoração parcial da matriz A
 - b.1) refatoração simples
 - b.2) método de "Bennett"
 - b.3) refatoração parcial "orientada"
- c) métodos de compensação

A análise teórica realizada concluiu pela adoção do método b3), que utiliza um algoritmo similar ao usado na fatoração de B' e B'' , porém restrito ao caminho de fatoração dos nós com elementos alterados. Este conceito é muito importante e tem inúmeras aplicações em soluções de redes que envolvem modificações de matrizes esparsas. Dada a rede abaixo, pode-se construir a matriz L a partir da matriz B' , cuja ordem de fatoração foi assumida na ordem crescente dos nós.

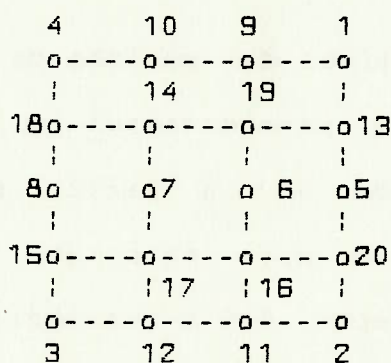


Figura 1- Rede Exemplo

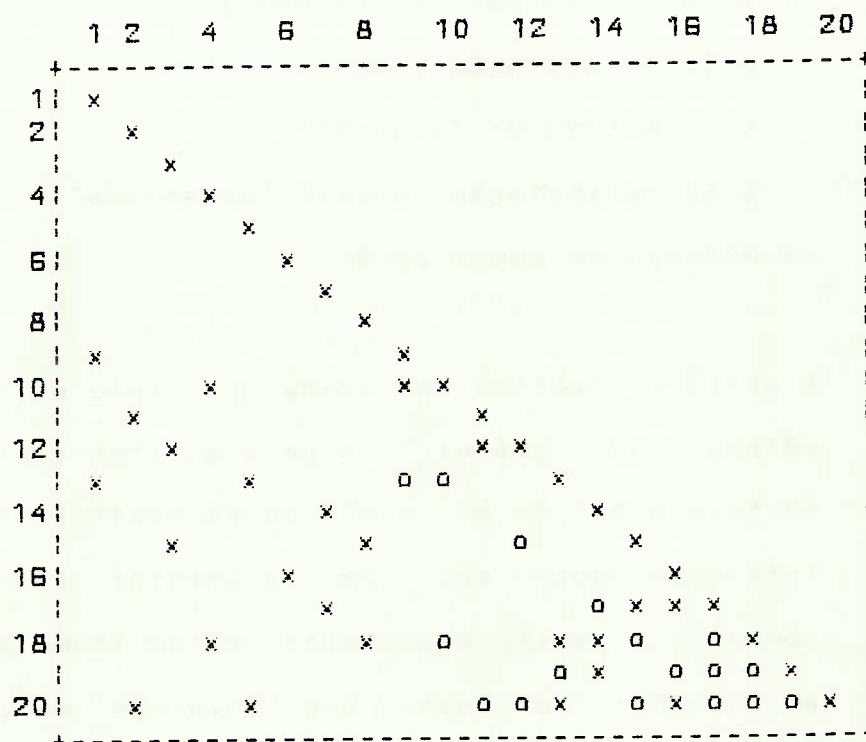
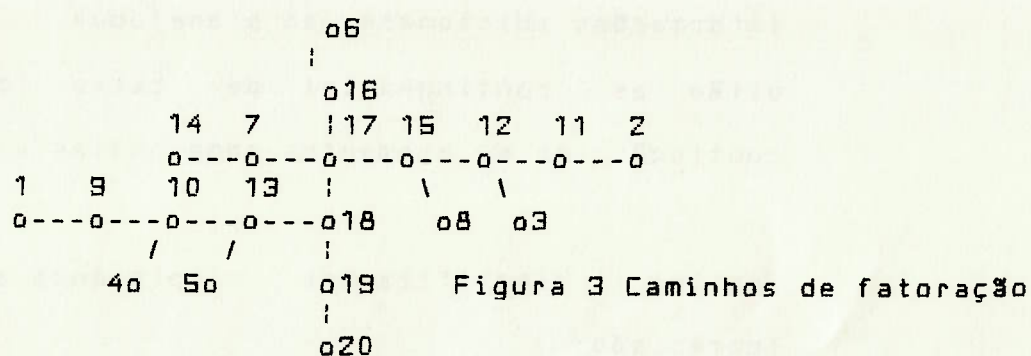


Figura 2
Matriz B'
e
Matriz L

x -> elementos originais de B' e pertencentes a L
o -> elementos de L que apareceram no processo de fatoração de B'

A representação gráfica do caminho de fatoração está ilustrado a seguir e, para construí-lo, basta seguir na matriz L, para cada nó, a partir do primeiro, o primeiro elemento não nulo na coluna deste elemento. Para o nó 1, o trecho 1-9 é o primeiro trecho do seu caminho de fatoração. Este nó passa a ser a origem do segundo trecho e assim por diante. A figura 3 a seguir apresenta os caminhos de fatoração de todos os nós da matriz B'.



A tabela 1 ilustra as reduções de tempo desta opção, lembrando que a vantagem aumenta com o porte da rede e diminui com aumento do número de modificações.

Tabela 1 - Tempo Porcentuais de Solução -

Barras	REFATORAÇÃO	REFATORAÇÃO
	PARCIAL	TOTAL
	ORIENTADA	
67	42(*)	100
120	33(*)	100

(*) tempo médio de 3 simulações

7 ANÁLISE DE CONTINGÊNCIAS

Tendo em vista uma economia global do tempo computacional, a análise de contingências deve ser realizada conjugando, as possibilidades descritas a seguir, com algoritmos e programação convenientes:

- não resolver as contingências que não trarão informações adicionais ao planejador. Neste âmbito estão as contingências de baixo impacto e as contingências de elementos semelhantes e em paralelo
- aceitar simplificações tolerando-se alguma imprecisão;
- não efetuar cálculos desnecessários como: a) efetuar cálculos parcialmente sobre a rede elétrica, calculando e analisando apenas os carregamentos e tensões na vizinhança da parte da rede afetada e b) num processo iterativo, próprio do fluxo de potência, evitar cálculos na parte da rede já convergida.

Analisou-se a viabilidade de selecionar contingências por:

a1) solução baseada na experiência dos planejadores;

a2) métodos baseados no índice de desempenho: Neste caso busca-se o cálculo de um escalar, o "Performance Index" (PI) para representar o grau de severidade de uma dada contingência. Tal índice não indica se uma dada contingência trará ou não problemas, mas apenas indica que esta contingência, tende a ser mais (ou menos) severa para o sistema, do que uma outra. O processamento detalhado das

mesmas e feito até que as emergências não mais ocasionem problemas.

Os Cálculos "desnecessários" podem ser evitados por:

- b) Cálculos efetuados parcialmente sobre a rede elétrica: Estes algoritmos selecionam e resolvem apenas a parte mais solicitada da rede, quer com respeito a carregamentos, quer com relação aos níveis de tensão. São conjugados uma análise linear para os carregamentos, com a avaliação das tensões, onde a não linearidade é mais evidente, efetuada através dos desvios de Q. A eficiência do método reside basicamente na adoção de um critério que seja completamente seguro para limitar o número de cálculos de sobrecargas e um critério que limita o número de barras que devem ter os seus desvios ΔQ calculados.
- c) Refatoração Parcial Orientada com limite de iterações: Neste caso, as alterações nas matrizes $[B']$ e $[B'']$ são realizadas do mesmo modo do utilizado na simulação de atrasos de obras de transmissão, (refatoração parcial ordenada destas matrizes), a cada contingência, podendo-se conjugar este princípio com uma limitação do número de iterações.

d) Soluções Locais - "Zero Mismatch Approach": O uso de refatoração parcial ordenada das matrizes B' e B'' , pode ser combinado em contingências, com a possibilidade de não se fazer cálculos nas partes da rede já convergidas, opção que foi denominada "Faster Local Power Flow Solutions" ou "The Zero Mismatch Approach". Este procedimento se baseia na existência de conjuntos de nós, cada um com um tipo diferente de tratamento, quanto a necessidade de atualização dos valores das variáveis de estado, e quanto a necessidade de terem os seus desvios recalculados a cada iteração. No segundo conjunto, a operação de substituição de frente para trás, pode ser realizada apenas sobre os nós, do caminho de fatoração, dos nós com desvios elevados. No segundo conjunto a operação de "back substitution" também é feita dentro deste conceito.

Estudou-se mais detalhadamente os 2 últimos procedimentos sendo ambos julgados convenientes.

8

RESOLUÇÃO DOS PROBLEMAS DETECTADOS

As variáveis que eventualmente podem estar fora dos limites pré-estabelecidos são: 1) potência ativa gerada pela barra "swing"; 2) potências reativas das barras com tensão controladas, incluindo a barra swing; 3)

modulos das tensões nas barras de carga; 4) fluxos de potência nas ligações.

Fundamentalmente, as medidas possíveis para sanar os problemas podem ser subdivididas em 4 grupos: 1) alterações de parâmetros de controle da rede elétrica tais como tensões em barras de geração, taps de transformadores LTC ou defasadores etc; 2) conexão ou desconexão de elementos existentes; 3) cortes de carga. 4) adoção de novos equipamentos ou de medidas de flexibilidade.

No presente trabalho resolveu-se os problemas detectados do seguinte modo:

- alteração dos despachos, segundo regras pré estabelecidas, quando da violação do limite de potência ativa da barra "swing;
- cortes de cargas, estimados a partir de coeficientes de influências, para eliminação de sobrecargas;
- liberação da tensão, com correção da matriz B'' através da refatoração parcial orientada, para os geradores que tiveram os seus limites de reativos ultrapassados;
- vinculação da tensão, com correção da matriz B'' pelo mesmo processo anterior, para as barras com níveis de

tensão abaixo de 0,95 p.u.. Alternativamente avaliou-se capacitores pela linearização $\frac{1}{V} = B'' \frac{1}{V}$.

9

CUSTEAMENTO E COMPARAÇÃO DE ALTERNATIVAS

Em condição normal e em emergências são analisados:

- carregamentos de linhas de transmissão e transformadores, comparando os fluxos com os valores limites convenientes;
- tensões preferencialmente entre 0,95 p.u. e 1,05 p.u.. Caso hajam tensões fora destes limites é aceito um nível inferior, até 0,9 p.u., computando-se o custo deste mal atendimento. No presente trabalho admitiu-se a necessidade de equipamentos de suporte de reativos para levar a tensão até 0,9 p.u. e um custo do atendimento com nível de tensão precário (entre 0,9 e 0,95 p.u.) avaliado por uma porcentagem do custo da energia cortada.

O custeamento das alternativas considerou os seguintes tópicos:

- nível de perdas em condição normal;
- nível do corte de carga efetuado (em condição normal ou em contingências) para garantir carregamentos dentro dos padrões desejados;

- montantes da carga atendida (em condição normal ou em contingência) com valores inferiores a 0,95 p.u..

Os custos relativos às contingências devem ser ponderadas pelas probabilidades de suas ocorrências.

A escolha da alternativa pode ser realizada a partir um dos critérios de tomada de decisão. No caso de se conhecer a probabilidade de cada cenário, normalmente a alternativa escolhida é a de maior esperança matemática do ganho, obtida com os valores presentes dos ganhos anuais de cada alternativa, ponderado pelas probabilidades de ocorrência de cada incerteza. Caso contrário, o que é mais usual, deve-se optar por uma outra sistemática. Os critérios de decisão mais utilizados nestas circunstâncias são:

- Critério "Minimax" do Custo;
- Critério "Minimax" do Prejuízo;
- Critério de "Maximin" a Satisfação;
- Critério do Menor Custo Médio.

Um primeiro exercício efetuado numa rede exemplo de 67 barras, apresentou a alternativa B como mais favorável considerando qualquer um dos critérios de decisão. No segundo exercício, apesar da alternativa A ter custos relativos à alternativa B de 86%, 98% e 118%

respectivamente para os cenários x_1 , x_2 , e x_3 , excluindo o critério de maximizar a menor satisfação, o qual não identifica a melhor alternativa, nos demais a alternativa B se mostrou mais atraente e portanto mais flexível.

10

CONCLUSÕES GERAIS E METAS DE FUTURAS PESQUISAS

A pesquisa dos diversos algoritmos necessários bem como a análise da viabilidade da junção dos mesmos em uma ferramenta, constituiu-se no núcleo deste trabalho e permitiu identificar a maioria dos procedimentos que estão sendo estudados a nível internacional. A contribuição importante desta ferramenta, é a possibilidade que ela traz, de se fazer uma análise abrangente da rede elétrica, sendo o conjunto de tais informações imprescindíveis para o planejador formular uma decisão mais segura.

O desenvolvimento de ferramentas computacionais visou comprovar a viabilidade de se realizar a análise pretendida e os algoritmos pesquisados se constituem no núcleo de um programa para uso comercial. Tendo em vista a amplitude do tema, principalmente sobre qual é a melhor metodologia ou algoritmo para a análise de contingências (em qualquer rede) e para a solução dos problemas de tensão e carregamentos da rede, deixou-se

a análise de alguns destes, bem como de outros critérios de decisão, para investigações futuras, tendo como ponto de partida os trabalhos aqui apresentados.

8 Referências Bibliográficas

- [1] W.G.37-01 do CIGRE - Power System Flexibility-Principles, Means of Achievement and Approaches for Planning Flexible Development of Power Systems. Reunião de Florence 17 a 20 de Outubro 1989
- [2] Lopes, M.J.; Gouvêa, M.R.; Barbosa, J.J.; Silva, M.V.D. - Aspectos Sobre Flexibilidade em Sistemas de Potência. II ERLAC (Encontro Regional Latino Americano do CIGRE). Foz do Iguaçu, Maio 1989
- [3] Tahan, C.M.V. - Fluxo de Potência - Método de Newton-Raphson. Dissertação de Mestrado - EPUSP 1978
- [4] Garcia, R.; Monticelli, A. - Numerical Studies on Fast Decoupled Load Flow Methods. IEEE PES Winter Meeting - 1989
- [5] Irisarri, G.D.; Sassom, A.M. - An Automatic Contingency Selection Method for On-Line Analysis - IEEE Transactions on Power Systems Vol PAS, Abril 1981, pp 1838-1949

- [6] Alsac, D.; Stott, B.; Tinney, W.F. - Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Networks Solutions - IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol PAS-102 N.5, Maio 1983, pp 1050 a 1060
- [7] Chan, S.M.; Brandwajn, V - Partial Matrix Refactorization - IEEE Transactions on Power Systems Vol PWR5-1 N.1, Fevereiro 1986, pp 193 a 200
- [8] Bacher, R.; Tinney, W.F. - "Faster Local Power Flow Solutions: The Zero Mismatch Approach" - IEEE Transactions on Power Systems - Vol.4, nº 4, Nov/1989, pp 1345 a 1355
- [9] Stott, B.; Alsac, D.; Alvarado, F.L. "Analytical and Computational Improvements in Performance-Index Ranking Algorithms for Networks". Electrical Power and Energy Systems, Vol. 7, No. 3, July 1985, p.p. 154-160.
- [10] Chen, Y.; Bose, A. "Direct Ranking for Voltage Contingency Selection". IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 4, No. 4, outubro 1989, p.p. 1335-1344.
- [11] Brandwajn, V.; Lauby, M.G. "Complete Bounding Method for AC Contingency Screening". IEEE Summer Meeting 1988 88 SM 726-2.