

4-

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

UM ALGORITMO PARA CONTROLE PREVENTIVO DE  
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

TESE SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA

JULIO CESAR PORTELLA SILVEIRA

FLORIANÓPOLIS; DEZEMBRO 1983.

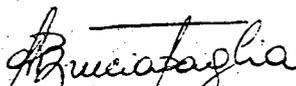
UM ALGORITMO PARA CONTROLE PREVENTIVO DE  
SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

JÚLIO CESAR PORTELLA SILVEIRA

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE MESTRE EM  
ENGENHARIA - ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA EM SUA  
FORMA FINAL PELO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO

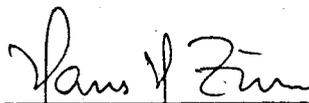


PROF. HANS HELMUT ZÜRN, Ph.D. - Orientador

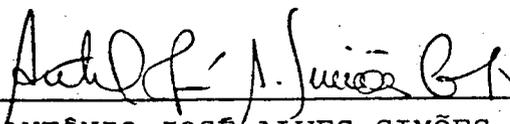


PROF. AUGUSTO HUMBERTO BRUCIAPAGLIA, Dr.Ing.  
COORDENADOR DO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA

APRESENTADA PERANTE A BANCA EXAMINADORA COMPOSTA DOS PROFESSORES:



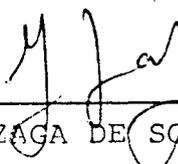
PROF. HANS HELMUT ZÜRN, Ph.D.



PROF. ANTÔNIO JOSÉ ALVES SIMÕES COSTA, Ph.D.



PROF. LUIZ JAIR BRANCO MACHADO, Dr.Ing.



PROF. LUIZ GONZAGA DE SOUZA FONSECA, D.Sc.

À Lu, minha esposa, sem cujo incentivo teria sido impossível.

À Fernanda e Ana, minhas filhas, objetivo maior de uma vida.

## AGRADECIMENTOS

Aos professores Rajamani Doraiswami e Hans Helmut Zörn pela inestimável amizade e orientação.

A todos os professores e colegas da Pós-Graduação que de uma forma ou outra, contribuíram para a realização deste trabalho. Especialmente a Wilians de Souza e Geraldo Caixeta Guimarães pela amizade, discussões e companhia.

A Kátia Mara Daud, José Maria Filho e Douglas Andreani Junior pela datilografia, montagem e desenhos.

A Universidade Federal de Santa Catarina pelo apoio técnico e a Universidade Federal de Uberlândia, CAPES e ELETROBRÁS pelo apoio financeiro.

## R E S U M O

Este trabalho apresenta uma estratégia, uma formulação e um algoritmo de solução do controle preventivo de sistemas elétricos de potência, denominada remanejamento preventivo.

O remanejamento preventivo consiste em se alterar convenientemente as variáveis controláveis do sistema de maneira a se eliminar prováveis violações em estados de operação pós-contingência.

Conhecidos estes estados e o comportamento dos dispositivos de controle, obtêm-se matrizes de sensibilidade e uma formulação linear do problema, inicialmente em função das variáveis de controle do caso base.

A resolução do problema efetua-se por meio de programação linear. Testando-se os resultados por meio de um fluxo de potência não-linear mantém-se a precisão através de sucessivas relinearizações, a critério do usuário.

Apresentam-se resultados de aplicação do algoritmo a dois sistemas. Um deles de caráter didático e o outro representativo de um sistema real.

O trabalho caracteriza-se pelo enfoque de controle dado ao problema e por considerar de maneira integrada os controles de potência ativa e reativa de sistemas elétricos de potência.

## A B S T R A C T

This work presents a strategy, a formulation and a solution algorithm for the preventive control of electrical power systems, called preventive rescheduling.

Preventive rescheduling consist of adequately changing the system control variables in order to eliminate eventual violations in post-contingency operating states.

Given these states and the performance of the control devices, sensitivity matrices are obtained for a linear formulation of the problem, initially in terms of the base case control solution.

The solution of the problem is performed by means of linear programming. Comparing the solution with an a.c. power flow, its accuracy may be maintained through successive relinearizations as requested by the user.

The algorithm is tested on two systems, one of didactical nature, while the other represents a real system.

The work is characterized by a control approach given to the problem and by the integrated way it considers the active and reactive power control in electrical power systems.

## SUMÁRIO

## CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

1.1 - Segurança em sistemas elétricos de potência .....	1
1.2 - Revisão bibliográfica .....	3
1.3 - Objetivos e organização do trabalho .....	4

## CAPÍTULO II - A ESTRATÉGIA DE REMANEJAMENTO PREVENTIVO

2.1 - Os estados de operação do sistema e a hierarquia de controle associada .....	7
2.2 - Remanejamento preventivo .....	9
2.3 - Avaliação de segurança .....	12

## CAPÍTULO III - UMA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DO REMANEJAMENTO PREVENTIVO

3.1 - Introdução .....	14
3.2 - As variáveis do problema .....	16
3.3 - As restrições do problema .....	19
3.3.1 - Restrições de igualdade .....	19
3.3.2 - Restrições de desigualdade .....	20
3.3.3 - Restrições de segurança .....	21
3.4 - O objetivo .....	22

CAPÍTULO IV - UM ALGORITMO DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA DO REMANEJAMENTO PREVENTIVO

4.1 - A escolha de variáveis .....	25
4.2 - Manipulação das restrições .....	27
4.2.1 - Restrições de balanço de potência .....	27
4.2.2 - Restrições de operação .....	27
4.2.3 - Restrições de segurança .....	30
4.3 - Formulação não-linear .....	32
4.4 - Linearização do problema .....	34
4.4.1 - Linearização das equações de fluxo de potência .	34
4.4.2 - Linearização das equações de saída .....	35
4.4.3 - Linearização das equações de estado .....	36
4.4.4 - Linearização das equações de controle .....	37
4.4.5 - Linearização da função objetivo .....	37
4.5 - Formulação linear .....	38
4.6 - Formulação dual .....	40
4.7 - Considerações a respeito do algoritmo .....	42

CAPÍTULO V - DESEMPENHO DO ALGORITMO DE REMANEJAMENTO PREVENTIVO

5.1 - Introdução .....	46
5.2 - Exemplo ilustrativo .....	46
5.3 - Resultados para o exemplo ilustrativo .....	64
5.4 - Sistema Sul .....	67

CAPÍTULO VI - CONCLUSÕES E SUGESTÕES .....

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	87
----------------------------------	----

APÊNDICE I - MODELO MATEMÁTICO DOS ELEMENTOS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

I.1 - Modelo matemático das linhas de transmissão ..... 91  
I.2 - Modelo matemático de transformadores com 'taps' ..... 93  
I.3 - Matriz admitância nodal ..... 96  
I.4 - Equações de fluxo de potência ..... 98

APÊNDICE II - FORMAÇÃO DAS MATRIZES JACOBIANAS

II.1 - Formação das matrizes  $G_x$  e  $G_u$  ..... 99  
II.2 - Formação das matrizes  $H_x$  e  $H_u$  .....104

C A P Í T U L O I

INTRODUÇÃO

1.1 - Segurança em sistemas elétricos de potência

Um sistema elétrico de potência deve ser operado de maneira a suprir continuamente suas cargas enquanto, simultaneamente, respeita determinados limites de operação especificados para os equipamentos do sistema.

Um ponto de operação do sistema pode ser considerado seguro se estas condições são mantidas mesmo na ocorrência de contingências tais como [6]:

- \* Separação do sistema em partes isoladas
- \* Perda de sincronismo entre geradores do sistema
- \* Chaveamento de linhas e transformadores
- \* Defeitos em larga escala ("Blackouts")
- \* Defeitos em cascata
- \* Etc...

Tal como colocado, nenhum ponto de operação pode ser considerado seguro. Algum grau de segurança pode, porém, ser obtido.

Um ponto de operação de um sistema elétrico de potência pode ser considerado seguro se é invulnerável a um determinado conjunto de contingências pré-definido.

A escolha das contingências que compõem este conjunto deve ser baseada na probabilidade de ocorrência desta contingência em futuro próximo e nas consequências que poderia acarretar ao funcionamento do sistema.

Normalmente este conjunto é formado por contingências que representam faltas simples em linhas, saída de um único gerador e outras contingências que sejam prováveis a um determinado ponto de operação de um sistema particular.

Tradicionalmente os sistemas elétricos de potência são planejados de maneira a se obter pontos de operação seguros e, se assim não fosse, não haveria solução do ponto de vista da operação.

Com o aumento progressivo dos sistemas elétricos em função do crescimento em tamanho e importância dos centros de consumo, tornou-se praticamente impossível para o pessoal de planejamento prever todas as ocorrências possíveis e, até mesmo prováveis, de ocorrerem durante a operação do sistema. Segurança tornou-se um fator crítico também na operação de sistemas.

Este e outros fatores levaram a se introduzir funções de segurança nos centros de controle de sistema (COS's). O desenvolvimento das teorias de controle, métodos de otimização e tecnologia de telecomunicações e computadores tornaram isto possível.

Modernos centros de controle, hoje, são equipados com computadores que recebem informações detalhadas e atualizadas das condições de operação do sistema, processam-nas, e apresentam os resultados ao operador através de equipamentos que permitem

fácil visualização do estado operativo, tanto do sistema como um todo, como de cada componente do sistema. De posse destas informações, o operador pode tomar decisões que aumentem a segurança do ponto de operação atual do sistema.

A tendência recente é a de fazer com que certas funções executadas pelo operador passem a ser feitas, automaticamente, através de uma malha fechada de controle. Isto tem levado a uma busca de algoritmos que determinem ações de controle que possam melhorar a segurança dos pontos de operação dos sistemas.

No estágio atual, entende-se que estes algoritmos devem fornecer ao operador ajustes convenientes nos valores de referência ("set-points") dos dispositivos de controle do sistema para ações de controle que estejam dentro do tempo de resposta da ação humana.

Quando estes algoritmos provarem ser suficientemente rápidos e confiáveis é que poderia haver um esforço adicional no sentido de automatizar estas ações.

No Brasil este assunto tem gerado interesse também devido ao SINSC (Sistema Nacional de Supervisão e Controle) que envolve não só o CSC (Centro de Supervisão e Controle) da Eletrobrás como também os Centros de Operação do Sistema (COS) de várias empresas regionais, todos eles operando de maneira integrada e sob a coordenação do CSC [14].

## 1.2 - Revisão Bibliográfica

Uma gama muito grande de trabalhos envolvendo o aspecto da segurança de sistemas elétricos de potência têm sido publicados desde o início do século [1], [2], [3], [4]. Cada um deles tem sua própria importância no desenvolvimento e aprimoramento do

assunto. Do ponto de vista deste trabalho, porém, algum deles assume importância maior.

Em [5], DyLiacco formula a filosofia de operação segura de sistemas elétricos tal como é utilizada atualmente. Debs e Benson em [6] fazem uma revisão dos métodos e filosofias utilizados na "verificação da segurança" dos sistemas elétricos de potência. Uma ampla bibliografia é fornecida, bem como uma pesquisa entre 60 concessionárias dos Estados Unidos da América, Europa e Japão a respeito de equipamentos e métodos utilizados na verificação da segurança.

Em [7], Hajdu e Podmore apresentam o estado atual (1975) da tecnologia de "melhoramento da segurança" em sistemas elétricos de potência. Apresentam também ampla bibliografia.

Stott, Alsaç e Marinho discutem em [8] o problema do fluxo de potência ótimo com restrições de segurança. Apresentam várias formulações do problema e os métodos principais de solução.

Aschmoneit, Ruhose e Wagner propõem o método de solução do problema do remanejamento preventivo que foi utilizado neste trabalho [9].

Finalmente, em [10], [11] e [12] encontrar-se-ão os fundamentos básicos para entendimento deste trabalho. As demais referências bibliográficas tratam de assuntos específicos para os quais será chamada a atenção no transcorrer do texto.

### 1.3 - Objetivos e organização do trabalho

Este trabalho tem como objetivo discutir o problema do remanejamento preventivo em sistemas elétricos de potência.

Apresenta-se a estratégia, uma formulação e um algoritmo de solução deste problema.

O remanejamento preventivo consiste no remanejamento das quantidades controláveis do sistema de maneira a eliminar prováveis violações pós-contingências. No capítulo II discute-se a estratégia do remanejamento preventivo. Apresentam-se estratégias alternativas e discute-se a avaliação da segurança como pré-requisito fundamental.

No capítulo III é apresentada uma formulação do problema. Discutem-se as variáveis, restrições e objetivos normalmente utilizados na solução.

Um algoritmo de solução é mostrado no capítulo IV. Inicialmente, classificam-se as variáveis em variáveis de controle, de estado e de saída. Os vetores de estado, conhecidos pela execução de um "fluxo de potência" ou, se em tempo real, da estimação de estado e da análise de segurança, contêm as informações necessárias para linearizar a função objetivo e as restrições em torno dos diversos pontos de operação.

As restrições de igualdade, linearizadas, estabelecem relações de sensibilidade entre as variáveis de estado e de controle para o caso base e cada caso de contingência. Estas relações são usadas para se eliminar os vetores de estado da função objetivo e das restrições, deixando-as em função apenas das variáveis de controle.

Além disso, relações entre o valor das variáveis de controle no caso base e pós-contingência são estabelecidas de maneira que o problema fica formulado em função apenas das variáveis de controle do caso base.

Resolve-se então o problema aplicando programação linear.

No capítulo V são apresentados resultados do algoritmo proposto. Dois sistemas são estudados.

No primeiro, de objetivos puramente didáticos, apresentam-se resultados detalhados para que se possa entender melhor o algoritmo.

No segundo, de características mais reais, apresentam-se alguns problemas surgidos durante a aplicação do algoritmo.

O capítulo VI apresenta as conclusões e sugestões para trabalhos futuros nesta área.

No apêndice I encontrar-se-á o modelo matemático do sistema adotado no trabalho. No apêndice II, apresenta-se a formação de diversas matrizes desenvolvidas no transcorrer do texto.

## C A P Í T U L O   I I

## A ESTRATÉGIA DE REMANEJAMENTO PREVENTIVO

2.1 - Os estados de operação do sistema e a hierarquia de controle associada

É comum, na discussão sobre segurança em sistemas elétricos de potência, caracterizar os diversos pontos de operação do sistema em "estados de operação", associando a cada estado uma estratégia particular de controle [5], [6], [7]. Assim:

- \* Os pontos de operação do sistema nos quais todas as cargas estão sendo supridas com nenhuma violação nos limites de operação de seus equipamentos' estão em estado "NORMAL". Um sistema operando em estado normal pode ser classificado como seguro ' ou inseguro em relação a um determinado conjunto de contingências. Para manter um sistema em estado normal seguro deve-se utilizar estratégias de "controle preventivo".
- \* Os pontos de operação do sistema nos quais as cargas são supridas, mas com violação nos limites de operação dos equipamentos estão em estado de "EMERGÊNCIA". Um sistema operando neste estado requer estratégias de "controle de emergência" para levá-lo a um estado normal de operação.
- \* Os pontos de operação nos quais cargas foram desconectadas estão em estado "RESTAURATIVO" e reque

rem estratégias de "controle restaurativo" para levá-los a estado normal de operação.

As mutações entre os diversos estados de operação devem-se a causas eventuais (evolução das cargas do sistema e/ou possíveis contingências) ou a ações voluntárias de controle. As transições entre os diversos estados definidos estão ilustrados em forma esquemática na figura 2.1 [5], [25].

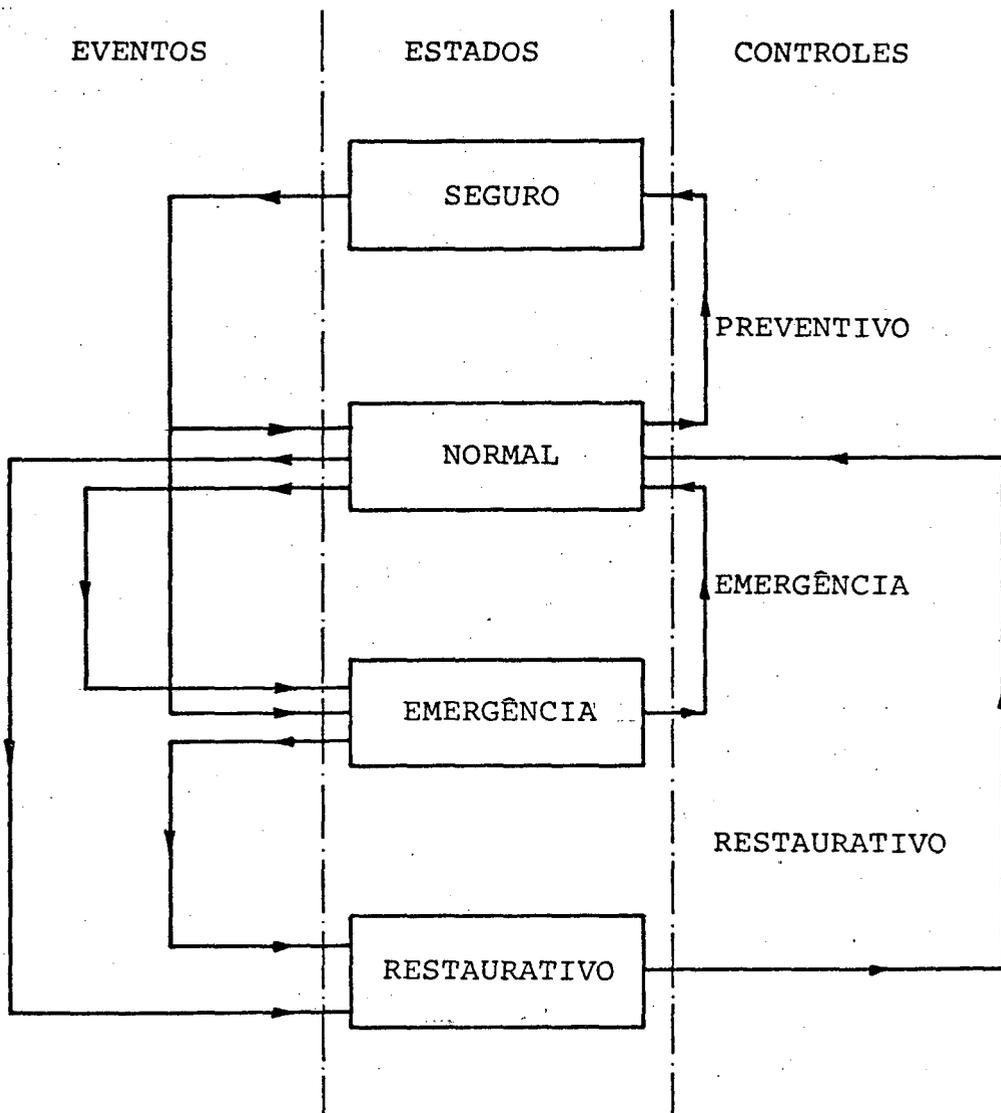


Fig. 2.1 - Estados operativos do sistema e transições entre estados devidas a eventos e ações de controle.

As estratégias de controle descritas anteriormente incluem uma variedade muito grande de ações de controle possíveis de serem implementadas [26]. O interesse aqui concentrar-se-á em um conjunto de ações de controle classificadas como "remanejamento preventivo".

2.2 - Remanejamento preventivo

Remanejamento preventivo [7] é a utilização da capacidade de geração e transmissão do sistema para eliminar prováveis violações na segurança do ponto de operação do sistema (Figura 2.2).

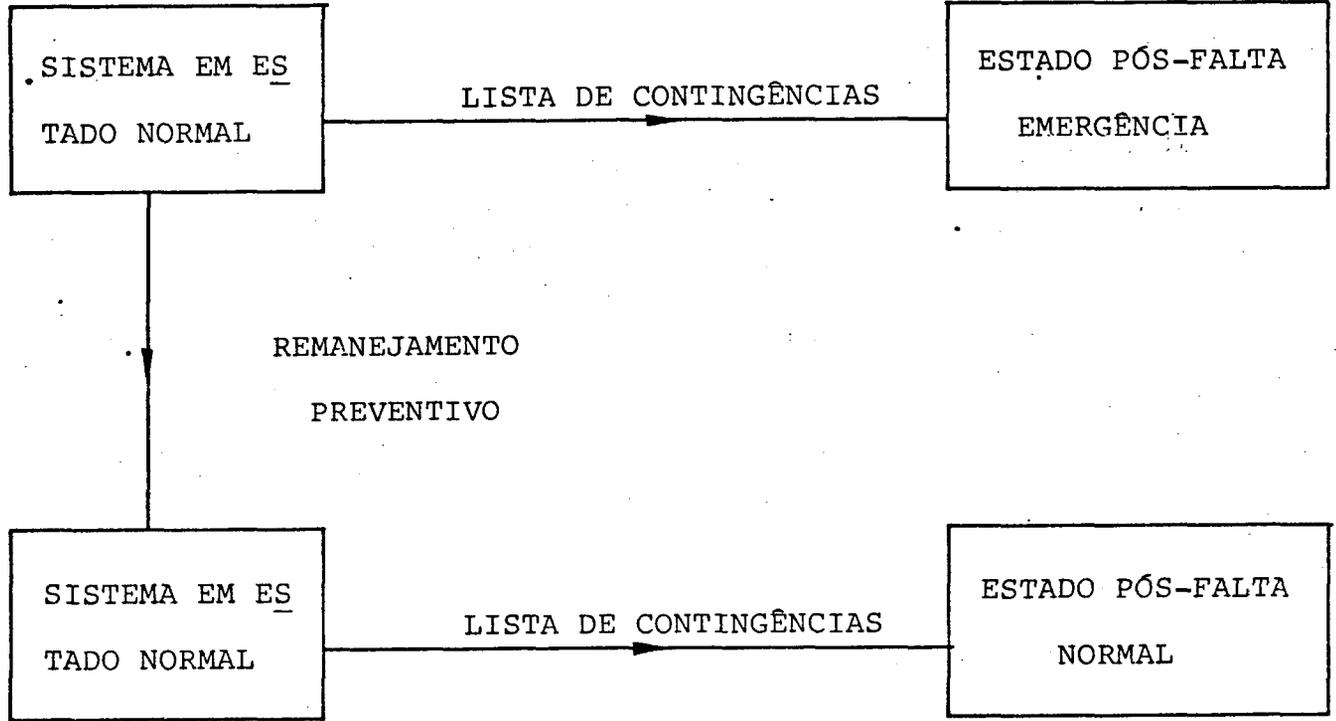


Fig. 2.2 - Diagrama representativo, em forma simplificada, da estratégia de remanejamento preventivo.

Duas estratégias genéricas podem ser utilizadas no remanejamento preventivo de pontos de operação em estado normal [7].

- 1) Remanejamento da potência ativa total requerida pelo sistema, entre os diversos geradores, geralmente em combinação com alteração de "tap's" dos transformadores defasadores e de ângulos de comutação dos retificadores de linhas de corrente contínua, de maneira a reorientar o fluxo de potência ativa dentro do sistema.
- 2) Remanejamento da geração de potência reativa do sistema através de ações de controle tais como:
  - Ajustes nos valores de referência dos reguladores de tensão dos geradores do sistema;
  - Ajustes nos valores de referência dos tap's de transformadores em fase;
  - Chaveamento de reatores e capacitores;
  - Ajustes nos valores de referência dos compensadores estáticos e síncronos;
  - E outras ações de controle que mantenham um nível de tensão satisfatório no sistema.

A escolha da estratégia apropriada dependerá não só do tipo de violação encontrada na segurança do ponto de operação do sistema mas também da constituição do sistema em si mesmo.

Em sistemas onde a relação X/R dos ramos de transmissão seja tal que permita o "desacoplamento" entre os controles de potência ativa e reativa, pode-se aplicar apenas a primeira, ou apenas a segunda ou cada uma separadamente. Em caso contrário, uma solução levando em conta todos os ajustes possíveis deve ser procurada.

Outro aspecto a ser analisado é quanto à economicidade de pontos de operação seguros.

O remanejamento da potência ativa dos geradores do sistema normalmente resulta em custos adicionais de operação. O remanejamento dos fluxos de potência por transformadores, chaveamento ou por mudança na transmissão em corrente contínua podem levar a um aumento nas perdas por transmissão.

Uma solução seria operar o sistema em ponto de operação ótimo (por exemplo em ponto de "despacho econômico") mas "não-seguro", fornecendo-se ao operador "recomendações de controle" que possam tornar o sistema seguro e deixando que este decida se aplica ou não as ações de controle definidas [20]. É bom lembrar porém que o custo de uma falha na segurança pode ser substancial em relação à economia que se pode obter com esta estratégia.

Se não existir solução para o remanejamento preventivo, o operador estará em presença de uma emergência em potencial. Uma vez que nenhuma emergência realmente ocorreu, o operador poderá assumir algumas contingências como riscos, removê-las do problema e réquerer nova solução. Ou ainda, utilizar estratégias alternativas, podendo-se citar [7]:

- \* Mudar a topologia da rede
- \* Utilização da capacidade de sobrecarga dos equipamentos do sistema para redirecionar os fluxos de potência.
- \* Alterar a estratégia utilizada na coordenação da proteção de maneira a aumentar a eficiência da proteção contra contingências para as quais não há solução preventiva possível.

### 2.3 - Avaliação da segurança

Ações de controle preventivo devem garantir que o sistema continue a operar em estado normal mesmo em presença de contingências consideradas prováveis em estudos prévios e pela intuição e conhecimento do operador do sistema. Necessita, portanto, de uma avaliação da segurança do ponto de operação atual do sistema.

A efetividade das ações de controle preventivo dependerá então da validade das informações fornecidas pela avaliação da segurança.

A avaliação da segurança é realizada por duas funções principais [6]:

- 1) Monitoração de estado
- 2) Análise da segurança

A monitoração de estado consiste da verificação das condições de funcionamento do sistema. Em tempo real, utilizam-se equipamentos de aquisição de dados em diversos pontos do sistema e, posteriormente, exhibe-se em vídeo as informações de interesse do operador.

Uma maneira de se melhorar a qualidade dos dados recolhidos é através da estimação de estado.

A estimação de estado [6] consiste de uma técnica de filtragem probabilística de dados, que faz uso de informações redundantes para verificar a validade de dados recolhidos, suprimir dados com erros, produzir estimativa ótima dos dados e calcular dados que não tenham condição de serem observados.

O objetivo da análise de segurança é determinar se, após a ocorrência de cada uma das contingências de um conjunto pré-definido, existirá um novo ponto de operação normal no qual o sistema continuará operando.

A análise de segurança pode ser realizada utilizando modelos estáticos (fluxos de potência) [14] ou dinâmicos (estabilidade transitória) [23].

Os estudos de estabilidade transitória verificam principalmente, se o ponto de operação pós-contingência é estável.

A análise de segurança estática verifica se existe violação nos limites térmicos dos equipamentos, fluxos de potência que possam provocar perda da estabilidade estática e/ou tensões de barra anormais, se a simulação incorpora o problema de reativos.

## CAPÍTULO III

### UMA FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DO REMANEJAMENTO PREVENTIVO

#### 3.1 - Introdução

O remanejamento preventivo implica na manipulação de um conjunto de variáveis associadas a elementos do sistema de maneira a satisfazer um determinado objetivo sem violar certas restrições.

Matematicamente este é um problema de otimização com restrições [12] cuja solução é um conjunto de valores representativos de ações de controle que, se aplicadas, melhoram a segurança do ponto de operação do sistema. Ou seja:

$$\text{Minimizar } F(x, u, p, T) \quad (3.1)$$

$$\text{Sujeito a: } G(x, u, p, T) = 0 \quad (3.2)$$

$$H(x, u, p, T) \geq 0 \quad (3.3)$$

$$S(x, u, p, T) \geq 0 \quad (3.4)$$

Onde:

F é uma função escalar representativa do objetivo a ser alcançado.

- G é uma função vetorial que representa o balanço de potência que deve existir entre a geração e cargas do sistema.
- H é uma função vetorial que representa os limites de operação do sistema.
- S é uma função vetorial representativa das restrições de segurança a serem adotadas para o sistema.
- x representa as variáveis de estado do sistema.
- u representa as variáveis de controle do sistema.
- p representa as perturbações ao sistema.
- T representa a topologia do sistema.

Se colocado em uma base dinâmica o problema proposto é de solução bastante complexa. Algumas considerações podem porém ser feitas.

Em primeiro lugar, deve-se lembrar que o sistema opera em regime permanente. Em regime permanente as variáveis associadas ao sistema alteram seu valor muito lentamente com o passar do tempo, de modo que, adotando-se para horizonte de estudo um intervalo de tempo relativamente curto o sistema poderá ser considerado estacionário e as diversas variáveis serão independentes do tempo, com exceção do período de contingências.

Algumas contingências podem ser sérias o suficiente para desestabilizar o sistema. Supondo-se porém que tais contingências já tenham sido eliminadas por estudos de estabilidade transitória durante as fases de planejamento e planejamento de operação, pode-se considerar que após cada contingência o sistema atingirá novo ponto de operação estável.

Com isto, poder-se-á desprezar o regime transitório

entre o estado de operação atual e o estado de operação pós-contingência permitindo então uma aproximação estática do problema.

Neste caso, os estados pós-contingência podem ser representados por uma variável discreta  $k$  que engloba também as variáveis  $p$  e  $T$  que se tornam independentes de  $u$ .

Com tais considerações, pode-se reformular o problema como:

$$\text{Minimizar } F(x^k, u^k) \quad (3.5)$$

$$\text{Sujeito a: } G(x^k, u^k) = 0 \quad (3.6)$$

$$H(x^k, u^k) \geq 0 \quad (3.7)$$

$$k = 0, 1, 2, 3, \dots, NC$$

Onde:

$k = 0$  representa o caso base, ou seja, o ponto de operação atual do sistema.

$k = 1, 2, 3, \dots, NC$  representam os pontos de operação pós-contingência.

$NC$  é o número de contingências considerado

$F, G, H$  são funções vetoriais algébricas, não-lineares e diferenciáveis.

### 3.2 - As variáveis do problema

Os elementos do sistema envolvidos no problema do remanejamento preventivo são os geradores síncronos, condensadores e

táticos e síncronos, linhas de transmissão, transformadores, reatores, algum outro equipamento que se queira considerar e, naturalmente, as cargas do sistema.

Dependendo do enfoque, são possíveis diversas modelagens para cada um destes elementos. Em uma análise estática porém, é conveniente considerar-se o sistema como formado por barras (ou nós) interligados entre si por ramos de transmissão de potência.

A cada barra  $p$  do sistema associa-se:

\* A potência complexa  $S_{Gp} = P_{Gp} + jQ_{Gp}$  onde:

$P_{Gp}$  - potência ativa total de geração na barra  $p$ .

$Q_{Gp}$  - potência reativa total de geração na barra  $p$ .

\* A potência complexa  $S_{Dp} = P_{Dp} + jQ_{Dp}$  onde:

$P_{Dp}$  - potência ativa total de demanda na barra  $p$ .

$Q_{Dp}$  - potência reativa total de demanda na barra  $p$ .

\* A tensão complexa  $E_p = V_p \angle \hat{\theta}_p$  onde:

$V_p$  - módulo de tensão na barra  $p$ .

$\hat{\theta}_p$  - ângulo de tensão na barra  $p$ .

A cada ramo de transmissão com admitância complexa

$Y_{pq} = g_{pq} + jb_{pq}$  interligando as barras  $p$  e  $q$ , associa-se o fluxo de potência complexa  $S_{pq} = P_{pq} + jQ_{pq}$  onde:

$P_{pq}$  - fluxo de potência ativa no ramo que interliga as barras  $p$  e  $q$ .

$Q_{pq}$  - fluxo de potência reativa no ramo que interliga as barras  $p$  e  $q$ .

$S_{pq}$  - módulo do fluxo de potência aparente no ramo que interliga as barras  $p$  e  $q$ , e,

$$S_{pq} = \sqrt{P_{pq}^2 + Q_{pq}^2}$$

Se o ramo é um transformador com possibilidade de comutação de "tap" em fase, além das variáveis anteriores, associa-se também a variável "t" representativa dos valores possíveis de tap. Se é um transformador defasador, associa-se também a variável "Ø" que representa a defasagem angular causada pelo transformador.

Caso o ramo seja uma linha de transmissão em corrente contínua, uma modelagem específica será necessária, o que foge aos objetivos deste trabalho. Uma melhor compreensão deste assunto pode ser obtida em [13].

O estado de operação de um sistema fica completamente definido se são conhecidas as admitâncias de ramo, as tensões complexas E e os taps de transformadores t e Ø [8]. Conhecendo-se o valor destas variáveis todas as injeções e fluxos de potência podem ser facilmente calculados. Estas variáveis podem então ser escolhidas como variáveis de estado do sistema.

As variáveis sobre as quais existe possibilidade de controle são:

- \* potências ativas de geração.
- \* fluxo de potência ativa em transformadores defasadores.
- \* tensões na saída de geradores síncronos, equipamentos de compensação de reativos e transformadores em fase.

Em uma análise estática existe condição de se inter-cambiar algumas destas variáveis. Por exemplo, o valor do tap t po de ser considerado como variável de controle e a tensão na saída do transformador, variável de estado.

Algumas variáveis têm variação contínua, outras variam discretamente como por exemplo os tap's de transformadores. Este problema pode ser resolvido considerando estas variáveis como contínuas e após a solução do problema adota-se o valor discreto mais próximo da solução.

### 3.3 - As restrições do problema

#### 3.3.1 - Restrições de igualdade

Estas restrições representam o fato de que o balanço de potência entre a geração e cargas do sistema deve ser nulo.

A representação destas restrições pode ser feita por um conjunto de equação algébricas não-lineares que relacionam as injeções de potência ativa e reativa em uma barra com a potência importada através dos ramos do sistema conectados a esta barra.

Para um sistema de  $n$  barras, uma coleção de  $2n$  equações podem ser escritas como [10], [11]:

$$P_{Gp} - P_{Dp} - \sum_{q=1}^n P_{pq} = 0 \quad (3.8.a)$$

$$Q_{Gp} - Q_{Dp} - \sum_{q=1}^n Q_{pq} = 0 \quad (3.8.b)$$

$$p = 1, 2, 3, \dots, n$$

Estas são as bem conhecidas equações de fluxo de potência.

### 3.3.2 - Restrições de desigualdade

Estas restrições representam os limites de capacidade nominal dos diversos equipamentos do sistema e os critérios de qualidade exigidos pela empresa ao desempenho da operação do sistema.

A determinação destes limites pode exigir cálculos complicados e análise detalhada dos equipamentos podendo, inclusive, ser dependentes do ponto de operação como por exemplo, a taxa de tomada de carga de usinas térmicas.

Considerar-se-á aqui que tais limites sejam conhecidos. Uma consideração mais detalhada deste assunto será encontrada em [14].

As restrições que normalmente se impõem à operação do sistema são:

- \* Limites nos módulos de tensão em cada barra

$$V_p^{\min} \leq V_p \leq V_p^{\max} \quad (3.9)$$

- \* Limites na potência ativa de geração em cada barra.

$$P_{Gp}^{\min} \leq P_{Gp} \leq P_{Gp}^{\max} \quad (3.10)$$

- \* Limites na potência reativa de geração em cada barra.

$$Q_{Gp}^{\min} \leq Q_{Gp} \leq Q_{Gp}^{\max} \quad (3.11)$$

- \* Limites térmicos de transmissão nas linhas de transmissão e transformadores.

$$S_{pq}^{\min} \leq S_{pq} \leq S_{pq}^{\max} \quad (3.12)$$

\* Limites de estabilidade estática

$$\theta_{pq}^{\min} \leq \theta_{pq} \leq \theta_{pq}^{\max} \quad (3.13)$$

Onde:

$$\theta_{pq} = (\theta_p - \theta_q)$$

\* Limites na variação dos tap's dos transformadores

$$t_{pq}^{\min} \leq t_{pq} \leq t_{pq}^{\max} \quad (3.14)$$

$$\phi_{pq}^{\min} \leq \phi_{pq} \leq \phi_{pq}^{\max} \quad (3.15)$$

Algumas destas restrições são "maleáveis" e outras são "rigorosas". Restrições "rigorosas" são aquelas que não podem ser violadas durante certo tempo sem causar danos ao sistema. Por exemplo, a perda de estabilidade estática.

Por outro lado, limites de tensão ou de limites térmicos de transmissão podem ser toleradas por determinado tempo e portanto são "maleáveis".

### 3.3.3 - Restrições de segurança

As restrições de segurança exigem que não se perca continuidade e qualidade de serviço mesmo após a ocorrência de contingências.

Isto significa apenas que as restrições anteriores sejam satisfeitas tanto no caso base quanto após a ocorrência de cada uma das contingências consideradas.

Significa também que o número de restrições será aumentado de NC vezes o número de restrições do caso base, podendo chegar a milhares em sistemas de porte médio e grande.

Este fato leva a dificuldades do ponto de vista computacional do problema.

Programas computacionais para solução do problema do remanejamento preventivo devem ser rápidos, possibilitando a implementação de estratégias sucessivas de controle preventivo com alto grau de recorrência de maneira a se obter um acompanhamento satisfatório da operação do sistema. Um número muito grande de restrições leva a dificuldades computacionais que se traduzem em maior necessidade de memória e maiores tempos de processamento por caso. Técnicas de armazenamento compacto e redução do tempo de processamento devem ser utilizadas.

Diversos algoritmos têm sido propostos com esta finalidade [15], [16], [17], [18], [19], [20]. Neste trabalho, este aspecto foi deixado em segundo plano em favor de uma formulação mais precisa do problema.

### 3.4 - O objetivo

Filosoficamente, este é o mais importante aspecto de um problema de otimização. Diversos objetivos têm sido propostos para o problema do remanejamento preventivo, todos eles envolvendo aspectos econômicos do problema.

Os métodos matemáticos de otimização, em geral, exigem que o objetivo seja traduzido em uma função escalar das variá-

veis do problema. Esta restrição nem sempre é fácil de ser contornada como por exemplo no caso das curvas de custos de sistemas térmicos de geração [8], [20].

As principais funções objetivo utilizadas são:

\* Mínimo custo de geração.

Herdado do "despacho econômico", este objetivo é representado pela função separável

$$F(x^k, u^k) = \sum_p C_p(P_{Gp})$$

onde os C's são as curvas de custo de geração de cada unidade geradora.

Este objetivo aplica-se a sistemas térmicos. Em sistemas hidro-térmicos pode-se assinalar curvas de custo equivalentes para unidades hidro.

\* Mínima perda de potência ativa no sistema de transmissão.

Uma tentativa de se aplicar o objetivo anterior a sistemas hidro, é praticamente um caso especial daquele.

Esta função pode ter diferentes expressões matemáticas dependendo do algoritmo utilizado [21].

\* Mínimo desvio desde um ponto de operação.

O objetivo aqui é o de desviar-se o mínimo possível desde um ponto de operação, quase sempre o ótimo econômico.

Para um dado conjunto de quantidades Z, este objetivo tem a forma matemática.

$$F(x^k, u^k) = \sum_p \omega_p (Z_p - Z_p^{esp})^2$$

onde:

$z^{esp}$  é o valor desejado e,

$\omega$  é um fator que penaliza cada desvio

Diversas outras funções objetivo podem ser utilizadas. A escolha irá depender de fatores tais como característica do sistema, dados disponíveis no centro de controle, filosofia da empresa, etc...

Alguma consideração deve ser feita com relação ao binômio economia-segurança.

Quando uma condição de insegurança é detectada, é por que pelo menos uma das restrições de segurança foi ativada. Na maioria das vezes esta restrição é forte o suficiente para invalidar o esforço de se atingir ponto de operação econômico e seguro. Se segurança é imprescindível, o fator econômico deverá ser sacrificado.

Ocasionalmente, quando apenas um ponto admissível é suficiente, uma função objetivo "fantasma" pode ser utilizada.

Uma função objetivo "fantasma" é uma função das variáveis do problema que pode ser utilizada como tal, mas não representa nenhum significado físico ou filosófico de algum objetivo a ser alcançado.

## C A P Í T U L O   I V

UM ALGORÍTMO DE SOLUÇÃO DO PROBLEMA  
DO REMANEJAMENTO PREVENTIVO4.1 - A escolha de variáveis

O primeiro passo na solução do problema do remanejamento preventivo é escolher convenientemente que variáveis serão de estado, controle e saída.

As variáveis de controle escolhidas aqui são aquelas que representam as quantidades do sistema diretamente controláveis, ou seja:

- \* Potência ativa ( $P_G$ ) nas barras de geração.
- \* Módulo de tensão ( $V$ ) nas barras com tensão controlável, seja por geradores síncronos, seja por condensadores estáticos e síncronos, capacitores, etc.
- \* Variações de tap's de transformadores em fase ( $t$ )
- \* Variações de tap's de transformadores defasadores ( $\phi$ )

Estas variáveis são agrupadas para formar o vetor controle  $\underline{u}$ .

As variáveis de estado agrupadas no vetor de estado  $\underline{x}$  são:

- \* Módulo de tensão (V) nas barras sem controle de módulo de tensão.
- \* Ângulo de tensão ( $\theta$ ) em todas as barras do sistema.

As variáveis de saída representam aquelas quantidades que podem ser calculadas a partir do valor das variáveis de estado e de controle. São elas:

- \* Módulo do fluxo de potência aparente nas linhas (S).
- \* Potências reativas de geração nas barras com tensão controlável ( $Q_G$ ).
- \* A fim de condicionar matematicamente o problema [10], [19], uma das barras do sistema com potência ativa de geração regulável é considerada como "barra de folga" e sua correspondente variável ( $P_{G_S}$ ) é considerada como variável de saída. Uma vez que um dos ângulos de tensão deve ser tomado como referência, o ângulo desta barra é fixado em zero.

## 4.2 - Manipulação das restrições

### 4.2.1 - Restrições de balanço de potência

Das restrições das cargas (3.6) retiram-se a equação de potência ativa na barra de folga e as equações de potência reativa das barras com módulo de tensão controlável que deixam de ser igualdades para poderem variar livremente entre seus limites.

Ao conjunto das restrições restantes denominar-se-á aqui como:

$$g(x^k, u^k) = 0 \quad (4.1)$$

### 4.2.2 - Restrições de operação

As equações de limite de estabilidade estática

$$\theta_{pq}^{\min} \leq \theta_{pq}^k \leq \theta_{pq}^{\max}$$

$$p, q \in NS$$

NS - conjunto de todas as barras do sistema, exceto a de folga.

e as equações de limites de módulo de tensão nas barras para as quais não há possibilidade de controle de tensão

$$V_p^{\min} \leq V_p^k \leq V_p^{\max}$$

$$p \in NQ$$

NQ - conjunto das barras do sistema sem controle de módulo de tensão.

podem ser agrupadas e formar o conjunto de equações

$$x^{\min} \leq D^k x^k \leq x^{\max} \quad (4.2)$$

onde  $D^k$  são matrizes formadas em cada caso por:

I	O
O	U

sendo I uma submatriz de incidência dos elementos nos nós, excetuando-se a barra de folga, e tem como elementos:

+1 na coluna p

-1 na coluna q

0 para os demais elementos

e U uma submatriz identidade.

Os vetores  $x^{\min}$  e  $x^{\max}$  têm formação óbvia. Na realidade, estes vetores variam também para cada contingência k mas, para não complicar muito a notação, considerar-se-á por enquanto que estes limites de operação sejam fixos e não possam ser relaxados em nenhum caso.

As equações de limites de potência ativa de geração

$$P_{G_p}^{\min} \leq P_{G_p}^k \leq P_{G_p}^{\max}$$

$p \in NS$

e as equações de limites de módulo de tensão nas barras com módulo de tensão controlável

$$V_p^{\min} \leq V_p^k \leq V_p^{\max}$$

$$p \in NV$$

NV - conjunto das barras com módulo de tensão controlável.

juntamente com as equações de limites de variação de tap's

$$t_p^{\min} \leq t_p^k \leq t_p^{\max}$$

$$p \in NTF$$

$$\phi_p^{\min} \leq \phi_p^k \leq \phi_p^{\max}$$

$$p \in NTD$$

NTF - conjunto dos transformadores 'em fase' com possibilidade de variação de tap.

NTD - conjunto dos transformadores defasadores com possibilidade de variação de tap.

podem ser agrupadas e formar

$$u^{\min} \leq u^k \leq u^{\max}$$

(4.3)

As equações restantes, que são:

- \* Limites térmicos de transmissão nas linhas e transformadores

$$S_{pq}^{\min} \leq S_{pq}^k \leq S_{pq}^{\max}$$

$$p, q \in NB$$

NB - conjunto de todas as barras do sistema.

- \* Limites de potência reativa de geração

$$Q_{G_p}^{\min} \leq Q_{G_p} \leq Q_{G_p}^{\max}$$

$$p \in NV$$

- \* Limite de potência ativa de geração na barra de folga

$$P_{G_s}^{\min} \leq P_{G_s} \leq P_{G_s}^{\max}$$

representam as restrições de saída e podem ser escritas como:

$$h^{\min} \leq h(x^k, u^k) \leq h^{\max} \quad (4.4)$$

#### 4.2.3 - Restrições de segurança

Dois tipos de contingências devem ser levados em

conta:

- 1) Contingências em linhas de transmissão não afetam as variáveis de controle e, para estas contingências,  $u^k = u^0$ .
- 2) Contingências de geradores, transformadores e cargas afetam as variáveis de controle e, para estas contingências

$$u^k = M^k u^0 \quad (4.5)$$

onde  $M^k$  é uma matriz que relaciona os estados pré e pós-contingência.

Uma vez que os valores das variáveis de controle podem ser alterados de maneiras "não simples" pela ação dos controles do sistema, as afirmações acima somente serão válidas se forem cumpridas as condições descritas a seguir.

Em geral, considera-se o estado pós-contingência como aquele em que os controles de ação rápida (da ordem de milissegundos) [27] já tenham atuado mas antes que os controles de ação lenta (ordem de segundos) tenham respondido.

Transformadores são controlados por controles de ação lenta, portanto, a menos de contingência no próprio transformador, as variáveis  $t$  e  $\theta$  podem ser consideradas como inalteradas no estado pós-contingência.

Dispositivos de controle de tensão são extremamente rápidos, portanto, pode-se considerar que a tensão já tenha retornado ao seu valor de referência, pois a regulação secundária de tensão no sistema ainda não se iniciou.

O problema maior fica por conta dos reguladores de velocidade.

No caso da saída de linhas de transmissão, as potências ativas de geração podem ser consideradas como inalteradas, desde que o sistema não tenha sido "ilhado" e a barra de folga assuma as variações nas perdas.

A saída de geradores e cargas tornam o estado pós-contingência de mais difícil definição. Considerações que geralmente são feitas [18]:

- \* A dependência das cargas com a frequência e tensão do sistema é desprezada.
- \* As constantes de inércia dos geradores são proporcionais a suas potências nominais.
- \* A alocação da geração é feita de maneira conhecida.

#### 4.3 - Formulação não-linear

Resumindo o que foi visto até agora, o problema do remanejamento preventivo pode ser formulado como:

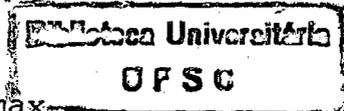
Minimizar a função escalar

$$f(x^k, u^k) \quad (4.6)$$

Sujeita a:

$$g(x^k, u^k) = 0 \quad (4.7)$$

0-248-015-9



$$h^{\min} \leq h(x^k, u^k) \leq h^{\max} \quad (4.8)$$

$$x^{\min} \leq D^k x^k \leq x^{\max} \quad (4.9)$$

$$u^{\min} \leq u^k \leq u^{\max} \quad (4.10)$$

$$u^k = M^k u^0 \quad (4.11)$$

onde  $M^k$  relaciona os estados pré e pós-contingência. Se a contingência é em uma linha de transmissão,  $M$  é uma matriz identidade, em caso contrário, deve ser calculada.

Uma vez que as equações (4.7) e (4.8) são não-lineares, este é um problema de programação não-linear.

Diversos métodos têm sido propostos para solução deste problema [22]. Desvantagens destes métodos normalmente apontadas na literatura são:

- \* Lentidão e falta de confiabilidade na convergência.
- \* Necessidade de ponto inicial admissível.
- \* Algoritmos complicados e/ou sofisticados.
- \* Dificuldade em reconhecer impossibilidade de solução e em análise pós-otimalidade.

Estas desvantagens podem ser evitadas ou amenizadas usando-se programação linear.

#### 4.4 - Linearização do Problema

A linearização aqui, é obtida expandindo-se as equações em séries de Taylor, em torno dos pontos de operação fornecidos por um fluxo de potência ou, se em tempo real, pela estimação de estado e pela análise de contingência, e em seguida truncando as equações nos termos de 1ª ordem.

##### 4.4.1 - Linearização das equações de fluxo de potência.

A linearização destas equações leva a:

$$G_x^k \cdot \Delta x^k + G_u^k \cdot \Delta u^k = 0 \quad (4.12)$$

onde  $G_x^k$ ,  $G_u^k$  são matrizes jacobianas cujas formações, bem como das demais matrizes a serem definidas, são desenvolvidas no Apêndice II.

Das equações acima, retira-se:

$$\Delta x^k = -(G_x^k)^{-1} G_u^k \Delta u^k$$

ou ainda

$$\Delta x^k = G^k \Delta u^k \quad (4.13)$$

onde

$$G^k = -(G_x^k)^{-1} G_u^k$$

## 4.4.2 - Linearização das equações de saída

A linearização aqui leva a

$$\Delta h_{\min}^k \leq H_x^k \Delta x^k + H_u^k \Delta u^k \leq \Delta h_{\max}^k \quad (4.14)$$

onde

$$\Delta h_{\max}^k = h^{\max} - h(x_0^k, u_0^k)$$

$$\Delta h_{\min}^k = h_{\min} - h(x_0^k, u_0^k)$$

e o subscrito 0 indica que os vetores devem ser tomados com seus valores nos pontos de linearização.

Substituindo (4.13) em (4.14), tem-se:

$$\Delta h_{\min}^k \leq H_x^k G^k \Delta u^k + H_u^k \Delta u^k \leq \Delta h_{\max}^k$$

De onde

$$\Delta h_{\min}^k \leq H^k \Delta u^k \leq \Delta h_{\max}^k \quad (4.15)$$

onde

$$H^k = H_x^k G^k + H_u^k$$

#### 4.4.3 - Linearização das equações de estado

Estas equações já estão na forma linear. Suas expressões na forma incremental são:

$$\Delta x_{\min}^k \leq D^k \Delta x^k \leq \Delta x_{\max}^k \quad (4.16)$$

onde

$$\Delta x_{\max}^k = x^{\max} - D^k x_0^k$$

$$\Delta x_{\min}^k = x^{\min} - D^k x_0^k$$

Substituindo (4.13) em (4.16) tem-se:

$$\Delta x_{\min}^k \leq D^k G^k \Delta u^k \leq \Delta x_{\max}^k$$

De onde

$$\Delta x_{\min}^k \leq J^k \Delta u^k \leq \Delta x_{\max}^k \quad (4.17)$$

e

$$J^k = D^k G^k$$

#### 4.4.4 - Linearização das equações de controle.

Também já estão em forma linear. A forma incremental é:

$$\Delta u_{\min}^k \leq \Delta u^k \leq \Delta u_{\max}^k \quad (4.18)$$

onde

$$\Delta u_{\min}^k = u^{\min} - u_o^k$$

$$\Delta u_{\max}^k = u^{\max} - u_o^k$$

Tem-se ainda:

$$\Delta u^k = M^k \Delta u^o \quad (4.19)$$

#### 4.4.5 - Linearização da função objetivo

A linearização da função objetivo como mostrada aqui, é simples. Deve-se ressaltar porém, que frequentemente a linearização matemática da função objetivo não leva a resultados satisfatórios. A maioria das funções objetivo são separáveis e podem ser manipuladas por este ângulo [16], [19], [20] ou através de técnicas especiais como em [21].

A linearização é obtida por:

$$\Delta f = f_x \Delta x^k + f_u \Delta u^k \quad (4.20)$$

onde  $f_x^k$ ,  $f_u^k$  são os vetores gradientes transpostos no ponto de linearização.

De (4.13) tem-se que:

$$\Delta x^k = G^k \Delta u^k \quad (4.21)$$

De onde:

$$\Delta f = f_x^k G^k \Delta u^k + f_u^k \Delta u^k \quad (4.22)$$

Ou:

$$\Delta f = C_1^T \cdot \Delta u^k \quad (4.23)$$

onde  $C_1^T = f_x^k \cdot G^k + f_u^k$  e o superscrito T indica que o vetor  $C_1$  está na forma transposta.

#### 4.5 - Formulação Linear

Pelo visto até agora, o problema do remanejamento preventivo pode ser formulado, em forma linear, como:

Minimizar

$$f = C_1^T \Delta u^k \quad (4.24)$$

Sujeita a

$$\Delta h_{\min}^k \leq H^k \Delta u^k \leq \Delta h_{\max}^k \quad (4.25)$$

$$\Delta x_{\min}^k \leq J^k \Delta u^k \leq \Delta x_{\max}^k \quad (4.26)$$

$$\Delta u_{\min}^k \leq \Delta u^k \leq \Delta u_{\max}^k \quad (4.27)$$

$$\Delta u^k = M^k \Delta u^o \quad (4.28)$$

Substituindo  $\Delta u^k$  nas demais restrições tem-se como formulação:

Minimizar

$$\Delta f = C^T \Delta u^o \quad (4.29)$$

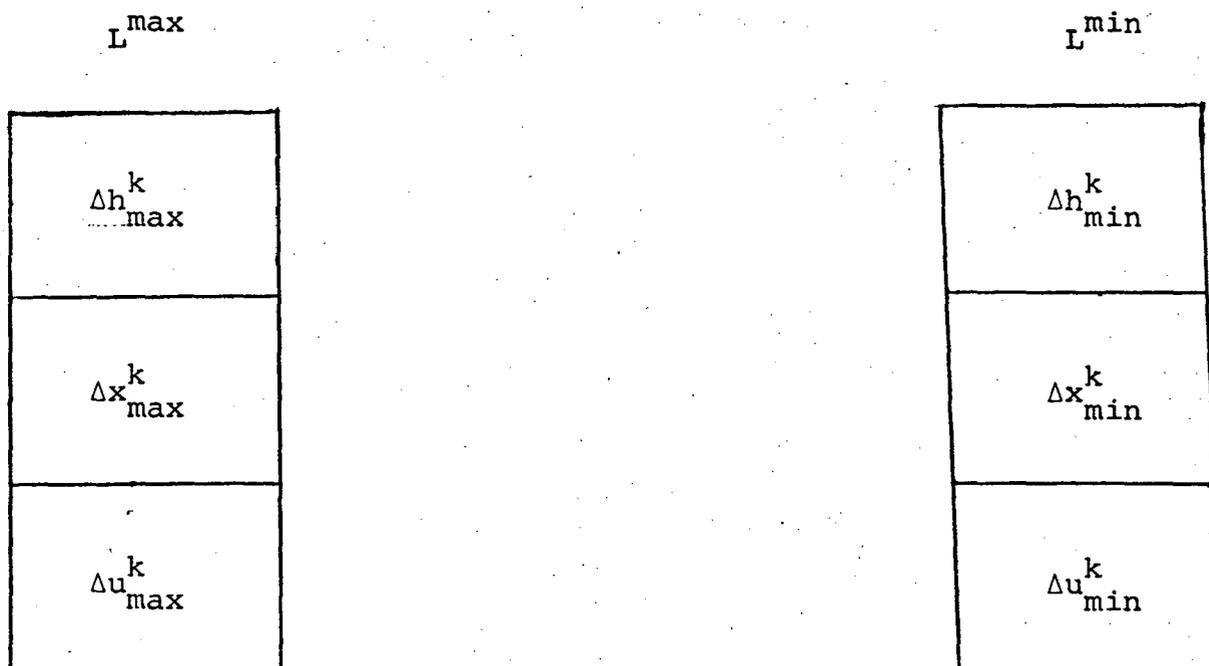
Sujeita a

$$L^{\min} \leq A \Delta u^o \leq L^{\max} \quad (4.30)$$

onde  $C^T = C_1^T \cdot M^k$  e  $A$  é uma matriz com a seguinte formação:

$H^k \cdot M^k$
$J^k \cdot M^k$
$M^k$

$L^{\max}$  e  $L^{\min}$  são vetores definidos por



Este problema pode ser resolvido manipulando-se as regras de programação linear como em [16], [20], utilizando "pacotes" especiais como em [9], [19] ou criando-se uma série de variáveis artificiais como em [15], [18].

Neste trabalho, optou-se por uma manipulação matemática do problema.

#### 4.6 - Formulação dual

O problema do remanejamento preventivo tal como formulado no item anterior pode ser reescrito na seguinte forma:

Minimizar

$$\Delta f = C^T \Delta u^0 \quad (4.31)$$

Sujeito a

$$A \Delta u^0 \leq L^{\max} \quad (4.32)$$

$$-A \Delta u^0 \leq L^{\min} \quad (4.33)$$

$\Delta u^0$  irrestrito em sinal.

Ou ainda:

Minimizar

$$f = C^T \Delta u^0 \quad (4.34)$$

Sujeito a

$$\bar{A} \Delta u^0 \leq b \quad (4.35)$$

$\Delta u^0$  irrestrito em sinal

As formações de  $\bar{A}$  e  $b$  são óbvias.

O problema "dual" do problema acima é [12]:

Maximizar

$$-b^T y \quad (4.36)$$

Sujeito a

$$-A^T y = C \quad (4.37)$$

$$y \geq 0 \quad (4.38)$$

que é a forma padrão de programação linear e pode ser solucionado pelo algoritmo simplex revisado.

O valor das variáveis duais do problema acima solucionarão o problema anterior.

Esta formulação apresenta vantagens do ponto de vista computacional, podendo-se citar [18]:

\* Nenhuma fase I é necessária uma vez que as restrições das variáveis de controle do caso base entram na matriz A como uma submatriz identidade que pode ser utilizada como matriz básica inicial, fornecendo uma solução admissível.

\* O tempo de computação gasto pelo método simplex depende principalmente do número de linhas do quadro simplex. Como o número de linhas fica grandemente reduzido com esta formu-lação, obtêm-se substancial redução no tempo 'de processamento computacional.

Além disso, o tempo de processamento não é fortemente afetado pelo número de contingên-'cias incluídas no problema.

#### 4.7 - Considerações a respeito do algoritmo

Duas considerações principais devem ainda ser feitas em relação ao algoritmo. A primeira com respeito à preci-são dos resultados e a segunda, com relação aos casos de "não-so-lução".

A precisão dos resultados pode ser incrementada' testando-se os resultados através de um fluxo de potência não-li-near como mostra o fluxograma da figura 4.1. Se os resultados mos

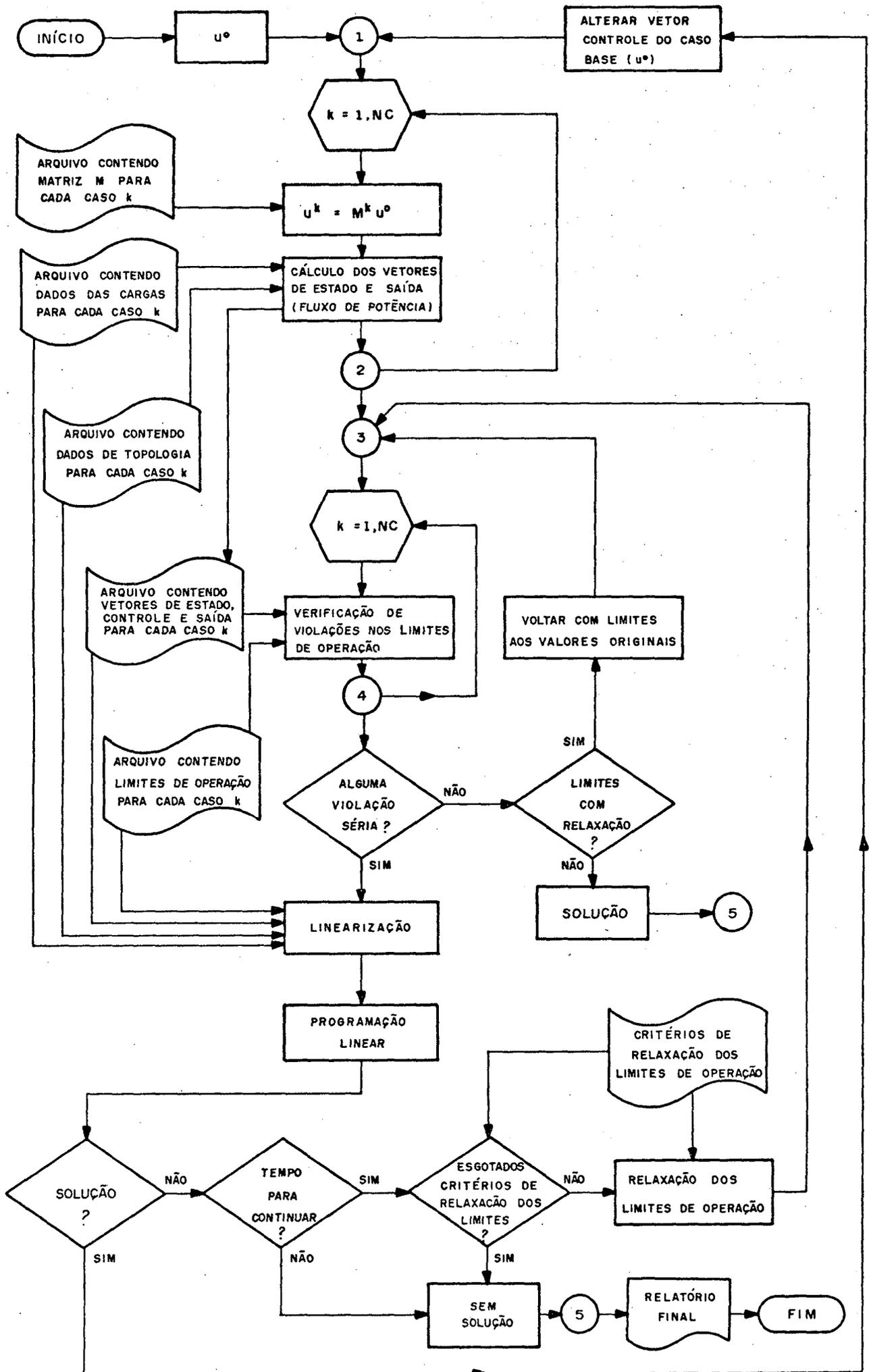


Figura 4.1 - Fluxograma de implementação.

trarem-se insatisfatórios, relinearizações sucessivas são executadas até ser obtida a precisão desejada.

Não raro acontece ser o problema do remanejamento preventivo insolúvel para os limites de operação pretendidos. Neste caso, pode-se relaxar temporariamente os limites de operação e, uma vez obtida a solução com estes limites, retornar os limites aos valores originais tentando uma solução com os limites originais a partir de um ponto de operação mais favorável (Figura 4.1).

Os critérios para relaxação dos limites de operação dependem de um conhecimento mais profundo do desempenho do sistema. Um critério que poderia ser utilizado é o seguinte:

- 19) Relaxar limites de tensão, eliminando o problema do controle tensão-potência reativa que é de natureza altamente não-linear.
- 29) Se não obtida solução, relaxar limites do ramo de transmissão mais sobrecarregado.
- 39) Se não obtida solução, relaxar limites do ramo de transmissão que figura como segundo mais carregado, etc...

Este critério provou ser eficaz para um dos sistemas utilizados para verificar o desempenho do algoritmo (ver capítulo VI). Pode porém se mostrar ineficaz a outros sistemas.

Resultados intermediários podem auxiliar o usuário a levar o algoritmo a calcular a "melhor" solução. O fluxograma da figura 4.1 provê um critério de parada por tempo de processamento com este intuito.

De posse de resultados com "não-solução" o usuário pode fazer uma análise do desempenho do algoritmo e com alterações' nos critérios de relaxação e/ou nos limites de operação, conseguir' mais rapidamente a solução do que o algoritmo por si só.

## C A P Í T U L O V

### DESEMPENHO DO ALGORITMO DE RE- MANEJAMENTO PREVENTIVO

#### 5.1 - Introdução

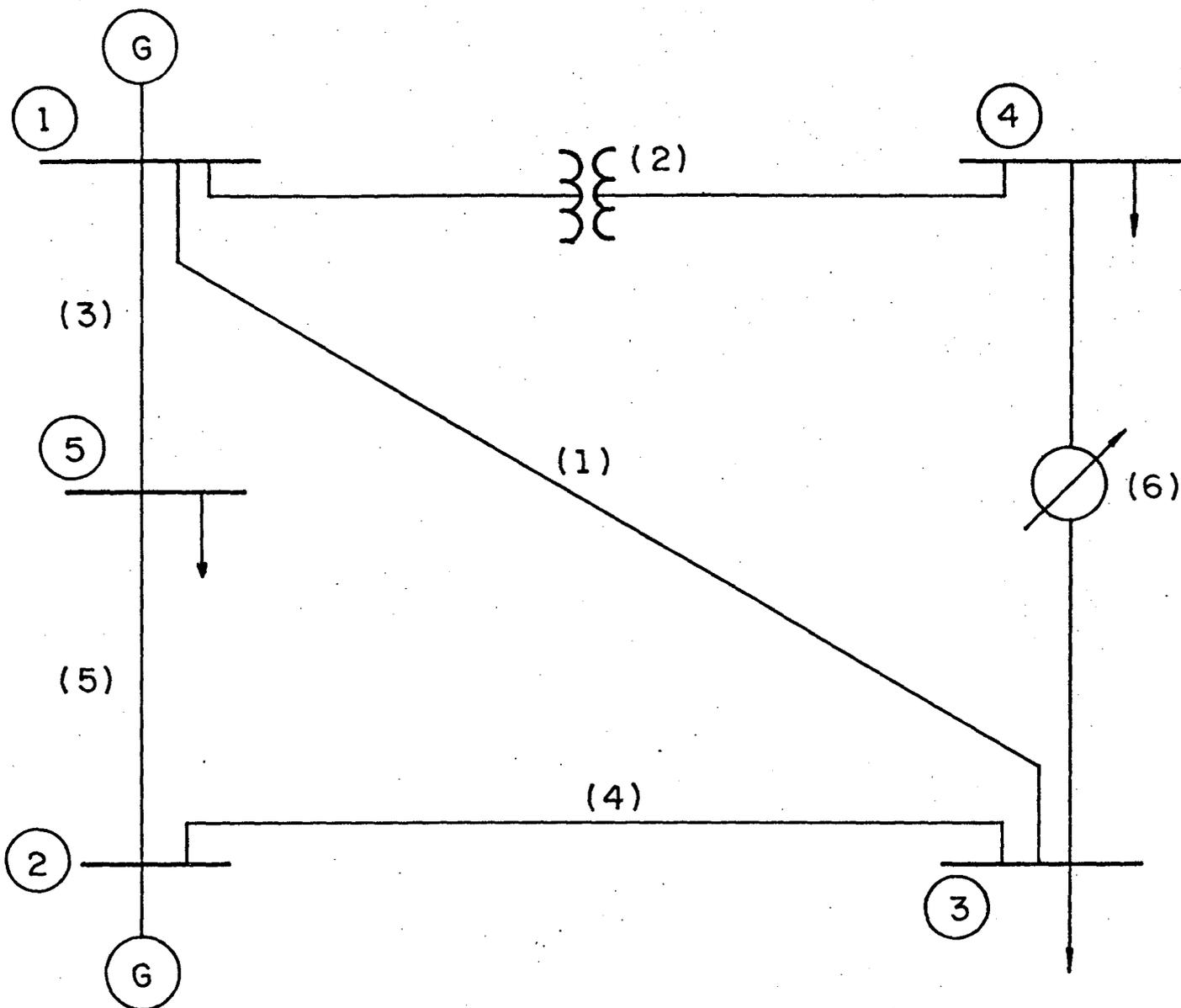
Neste capítulo são apresentados dois sistemas como casos teste do algoritmo do capítulo IV.

Para melhor visualização e esclarecimento do algoritmo faz-se um estudo muito detalhado do primeiro sistema. O segundo sistema simula condições mais reais de funcionamento.

#### 5.2 - Exemplo ilustrativo

O sistema utilizado aqui é um sistema hipotético com 5 barras, 4 linhas de transmissão, um transformador em fase com possibilidade de variação manual de tap, um transformador defasador com possibilidade de variação manual de tap.

O diagrama do sistema está mostrado na figura 5.1 e os dados de rede na tabela 5.1.



LEGENDA

- linha de transmissão
- ⊙ G geradores
- ⊙ ⚡ ⊙ transformador em fase
- ⊙ ↗ ⊙ transformador defasador
- ⊙ ↓ ⊙ cargas
- ⊙ 1 número de barra
- (1) número de ramo

Figura 5.1 - Diagrama do sistema utilizado como exemplo demonstrativo.

TABELA 5.1 - Dados de rede do sistema da figura 5.1

RAMO Nº	TIPO	DA BARRA	PARA BARRA	RESISTÊNCIA (PU)	REATÂNCIA (PU)	SUSCEPTÂNCIA (PU)
1	Linha	1	3	0,050	0,200	0,0
2	Trafo em fase	1	4	0,075	0,300	0,0
3	Linha	1	5	0,025	0,100	0,0
4	Linha	2	3	0,050	0,200	0,0
5	Linha	2	5	0,050	0,200	0,0
6	Trafo defasador	4	3	0,050	0,200	0,0

BASE DE 100 MVA.

Os limites de potência ativa e reativa de geração nas barras 1 e 2 estão na tabela 5.2

TABELA 5.2 - Limites de Potência ativa e reativa de geração nas barras de geração do sistema da figura 5.1.

BARRA Nº	POTÊNCIA ATIVA		POTÊNCIA REATIVA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
1	50MW	150MW	-20MVAR	100MVAR
2	50MW	250MW	-20MVAR	150MVAR

Na tabela 5.3, são mostrados os limites térmicos e de estabilidade estática do sistema para exemplo ilustrativo.

TABELA 5.3 - Limites térmicos e de estabilidade estática dos ramos do sistema da figura 5.1 .

RAMO Nº	LIMITES TÉRMICOS		LIMITES EST. ESTÁTICA*	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
1	0MVA	80MVA	-36°	36°
2	0MVA	80MVA	-36°	36°
3	0MVA	80MVA	-36°	36°
4	0MVA	80MVA	-36°	36°
5	0MVA	80MVA	-36°	36°
6	0MVA	80MVA	-36°	36°

\* Estes limites para estabilidade estática são sugeridos na referência [23].

Os limites de variação de 'tap' nos transformadores estão na tabela 5.4.

TABELA 5.4 - Limites de variação de tap nos transformadores do sistema da figura 5.1.

RAMO	TRAFO TIPO	TAP MÍNIMO	TAP MÁXIMO
2	em fase	0,90	1,10
6	defasador	-10°	10°

Na tabela 5.5 estão os limites de módulo de tensão em cada barra do sistema.

TABELA 5.5 - Variação permissível de módulo de tensão nas barras do sistema da figura 5.1

BARRA Nº	MÓDULO DE TENSÃO	
	MÍNIMO	MÁXIMO
1	0,90PU	1,10PU
2	0,90PU	1,10PU
3	0,90PU	1,10PU
4	0,90PU	1,10PU
5	0,90PU	1,10PU

As cargas valem:

TABELA 5.6 - Valores das cargas do sistema da figura 5.1.

BARRA Nº	CARGAS	
	POTÊNCIA REAL	POTÊNCIA REATIVA
1	0,0MW	0,0 MVAR
2	0,0MW	0,0 MVAR
3	60,0MW	30,0 MVAR
4	40,0MW	10,0 MVAR
5	60,0MW	20,0 MVAR

Finalmente a lista de contingências consideradas está mostrada a seguir.

TABELA 5.7 - Lista de contingências considerada para solução do problema de remanejamento preventivo do sistema elétrico da figura 5.1.

k	TIPO DE CONTINGÊNCIA
0	Caso Base
1	Saída da linha (1)
2	Saída do transformador em fase
3	Saída da linha (3)
4	Saída da linha (4)
5	Saída da linha (5)
6	Saída do transformador defasador

O objetivo foi o de encontrar um ponto de operação seguro. Em outras palavras, utilizou-se a função objetivo "fantasma" formulada como somatório de  $\Delta u$ .

A barra 1 foi considerada como barra de folga. A seguir, será feita uma análise do caso base e de cada uma das contingências.

a) Caso Base

O vetor controle vale:

$$u^0 = \begin{bmatrix} P_{G_2}^0 \\ V_1^0 \\ V_2^0 \\ t_1^0 \\ \theta_1^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,000 \\ 1,000 \\ 1,000 \\ 1,000 \\ 0,0 \end{bmatrix}$$

onde os valores estão em pu.

Através de um fluxo de potência determina-se o ve tor de estado e de saída, que valem:

$$x^0 = \begin{bmatrix} \theta_2^0 \\ \theta_3^0 \\ \theta_4^0 \\ \theta_5^0 \\ V_3^0 \\ V_4^0 \\ V_5^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4,369 \\ -1,953 \\ -3,980 \\ -0,700 \\ 0,947 \\ 0,941 \\ 0,975 \end{bmatrix}$$

Os ângulos estão em graus.

$$h^{\circ} = \begin{bmatrix} S_{13}^{\circ} \\ S_{14}^{\circ} \\ S_{15}^{\circ} \\ S_{23}^{\circ} \\ S_{25}^{\circ} \\ S_{43}^{\circ} \\ S_{31}^{\circ} \\ S_{41}^{\circ} \\ S_{51}^{\circ} \\ S_{32}^{\circ} \\ S_{52}^{\circ} \\ S_{34}^{\circ} \\ Q_{G1}^{\circ} \\ Q_{G2}^{\circ} \\ P_{G1}^{\circ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,306 \\ 0,289 \\ 0,271 \\ 0,582 \\ 0,441 \\ 0,154 \\ 0,289 \\ 0,272 \\ 0,265 \\ 0,550 \\ 0,429 \\ 0,154 \\ 0,569 \\ 0,193 \\ 0,640 \end{bmatrix}$$

As equações de fluxo de potência são:

$$g_1(x^{\circ}, u^{\circ}) = P_{G2}^{\circ} - P_{D2} - \sum_{q=1}^5 P_{2q}^{\circ} = 0$$

$$g_2(x^{\circ}, u^{\circ}) = -P_{D3} - \sum_{q=1}^5 P_{3q}^{\circ} = 0$$

$$g_3(x^{\circ}, u^{\circ}) = -P_{D4} - \sum_{q=1}^5 P_{4q}^{\circ} = 0$$

$$g_4(x^{\circ}, u^{\circ}) = -P_{D5} - \sum_{q=1}^5 P_{5q}^{\circ} = 0$$

$$g_5(x^{\circ}, u^{\circ}) = -Q_{D3} - \sum_{q=1}^5 Q_{3q}^{\circ} = 0$$

$$g_6(x^{\circ}, u^{\circ}) = -Q_{D4} - \sum_{q=1}^5 Q_{4q}^{\circ} = 0$$

$$g_7(x^{\circ}, u^{\circ}) = -Q_{D5} - \sum_{q=1}^5 Q_{5q}^{\circ} = 0$$

A formação da matriz  $G_x^0$  é:

$$G_x^0 = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial g_1}{\partial \theta_2}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_1}{\partial \theta_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_1}{\partial \theta_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_1}{\partial \theta_5}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_1}{\partial v_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_1}{\partial v_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_1}{\partial v_5}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial g_2}{\partial \theta_2}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_2}{\partial \theta_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_2}{\partial \theta_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_2}{\partial \theta_5}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_2}{\partial v_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_2}{\partial v_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_2}{\partial v_5}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial g_3}{\partial \theta_2}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_3}{\partial \theta_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_3}{\partial \theta_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_3}{\partial \theta_5}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_3}{\partial v_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_3}{\partial v_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_3}{\partial v_5}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial g_4}{\partial \theta_2}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_4}{\partial \theta_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_4}{\partial \theta_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_4}{\partial \theta_5}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_4}{\partial v_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_4}{\partial v_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_4}{\partial v_5}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial g_5}{\partial \theta_2}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_5}{\partial \theta_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_5}{\partial \theta_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_5}{\partial \theta_5}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_5}{\partial v_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_5}{\partial v_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_5}{\partial v_5}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial g_6}{\partial \theta_2}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_6}{\partial \theta_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_6}{\partial \theta_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_6}{\partial \theta_5}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_6}{\partial v_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_6}{\partial v_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_6}{\partial v_5}\right)_0 \\ \left(\frac{\partial g_7}{\partial \theta_2}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_7}{\partial \theta_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_7}{\partial \theta_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_7}{\partial \theta_5}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_7}{\partial v_3}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_7}{\partial v_4}\right)_0 & \left(\frac{\partial g_7}{\partial v_5}\right)_0 \end{bmatrix}$$

Em valores numéricos:

$$G_x^0 = \begin{bmatrix} 9,218 & -4,548 & 0,0 & -4,670 & -0,651 & 0,0 & -0,756 \\ -4,303 & -12,94 & -4,224 & 0,0 & 2,705 & -0,955 & 0,0 \\ 0,0 & -4,150 & 7,044 & 0,0 & -1,262 & 1,419 & 0,0 \\ -4,467 & 0,0 & 0,0 & 13,612 & 0,0 & 0,0 & 2,824 \\ 1,596 & -3,760 & 0,898 & 0,0 & 13,041 & -4,489 & 0,0 \\ 0,0 & 1,194 & -2,135 & 0,0 & -4,386 & 7,273 & 0,0 \\ 1,547 & 0,0 & 0,0 & -3,953 & 0,0 & 0,0 & 13,555 \end{bmatrix}$$

A formação da matriz  $G_u^O$  é:

$$G_u^O = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial g_1}{\partial P_{G_2}}\right)_O & \left(\frac{\partial g_1}{\partial V_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_1}{\partial V_2}\right)_O & \left(\frac{\partial g_1}{\partial t_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_1}{\partial \theta_1}\right)_O \\ \left(\frac{\partial g_2}{\partial P_{G_2}}\right)_O & \left(\frac{\partial g_2}{\partial V_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_2}{\partial V_2}\right)_O & \left(\frac{\partial g_2}{\partial t_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_2}{\partial \theta_1}\right)_O \\ \left(\frac{\partial g_3}{\partial P_{G_2}}\right)_O & \left(\frac{\partial g_3}{\partial V_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_3}{\partial V_2}\right)_O & \left(\frac{\partial g_3}{\partial t_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_3}{\partial \theta_1}\right)_O \\ \left(\frac{\partial g_4}{\partial P_{G_2}}\right)_O & \left(\frac{\partial g_4}{\partial V_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_4}{\partial V_2}\right)_O & \left(\frac{\partial g_4}{\partial t_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_4}{\partial \theta_1}\right)_O \\ \left(\frac{\partial g_5}{\partial P_{G_2}}\right)_O & \left(\frac{\partial g_5}{\partial V_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_5}{\partial V_2}\right)_O & \left(\frac{\partial g_5}{\partial t_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_5}{\partial \theta_1}\right)_O \\ \left(\frac{\partial g_6}{\partial P_{G_2}}\right)_O & \left(\frac{\partial g_6}{\partial V_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_6}{\partial V_2}\right)_O & \left(\frac{\partial g_6}{\partial t_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_6}{\partial \theta_1}\right)_O \\ \left(\frac{\partial g_7}{\partial P_{G_2}}\right)_O & \left(\frac{\partial g_7}{\partial V_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_7}{\partial V_2}\right)_O & \left(\frac{\partial g_7}{\partial t_1}\right)_O & \left(\frac{\partial g_7}{\partial \theta_1}\right)_O \end{bmatrix}$$

Em valores numéricos:

-1,000	0,0	3,352	0,0	0,0
0,0	-1,264	-1,596	0,0	-4,224
0,0	-0,940	0,0	-0,940	4,150
0,0	-2,405	-1,547	0,0	0,0
0,0	-4,412	-4,303	0,0	0,898
0,0	-2,893	0,0	-2,893	-1,194
0,0	-9,145	-4,467	0,0	0,0

A matriz  $H_x^0$  terá a seguinte formação:



Em valores numéricos:

 $H_X^O =$ 

0,0	-2,475	0,0	0,0	-4,084	0,0	0,0
0,0	0,0	-2,356	0,0	0,0	-2,045	0,0
0,0	0,0	0,0	-4,129	0,0	0,0	-8,727
4,211	-4,211	0,0	0,0	-1,928	0,0	0,0
4,595	0,0	0,0	-4,595	0,0	0,0	-1,140
0,0	4,252	-4,252	0,0	0,794	-0,471	0,0
0,0	-2,342	0,0	0,0	-3,558	0,0	0,0
0,0	0,0	-2,217	0,0	0,0	-1,635	0,0
0,0	0,0	0,0	-4,024	0,0	0,0	-8,234
3,985	-3,985	0,0	0,0	-1,242	0,0	0,0
4,479	0,0	0,0	-4,479	0,0	0,0	-0,670
0,0	4,276	-4,276	0,0	0,962	-0,638	0,0
0,0	0,960	0,531	2,180	-4,743	-3,184	-9,439
-1,353	0,616	0,0	0,736	-4,806	0,0	-4,791
0,0	-4,488	-2,996	-9,201	-1,015	-0,564	-2,237

A formação da matriz  $H_U^O$  é:



Em valores numéricos:

$$H_u^O = \begin{bmatrix} 0,0 & 4,477 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 2,504 & 0,0 & 2,504 & 0,0 \\ 0,0 & 9,050 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 2,988 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 1,993 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & -4,252 \\ 0,0 & 3,947 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 2,083 & 0,0 & 2,083 & 0,0 \\ 0,0 & 8,556 & 0,0 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 2,277 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 1,513 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 0,0 & 0,0 & -4,276 \\ 0,0 & 17,824 & 0,0 & 3,278 & 0,0 \\ 0,0 & 0,0 & 9,604 & 0,0 & 0,0 \\ 0,0 & 4,954 & 0,0 & 1,037 & 0,0 \end{bmatrix}$$

Os demais vetores e matrizes tem formação mais simples e não serão mostrados aqui.

Uma análise dos vetores de estado, controle e saída mostram não haver nenhuma violação nos limites de operação.

b) Saída da linha (1):

Os vetores de estado, controle e saída encontrados foram:

$$x^1 = \begin{bmatrix} \theta_2^1 \\ \theta_3^1 \\ \theta_4^1 \\ \theta_5^1 \\ v_3^1 \\ v_4^1 \\ v_5^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2,295 \\ -5,141 \\ -5,961 \\ -1,390 \\ 0,902 \\ 0,912 \\ 0,975 \end{bmatrix}$$

$$u^1 = \begin{bmatrix} P_{G_2}^1 \\ v_1^1 \\ v_2^1 \\ t_1^1 \\ \emptyset_1^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,000 \\ 1,000 \\ 1,000 \\ 1,000 \\ 0,0 \end{bmatrix} \rightarrow u^1 = u^0$$

$$h^1 = \begin{bmatrix} s_{13}^1 \\ s_{14}^1 \\ s_{15}^1 \\ s_{23}^1 \\ s_{25}^1 \\ s_{43}^1 \\ s_{31}^1 \\ s_{41}^1 \\ s_{51}^1 \\ s_{32}^1 \\ s_{52}^1 \\ s_{34}^1 \\ Q_{G_1}^1 \\ Q_{G_2}^1 \\ P_{G_1}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,000 \\ 0,427 \\ 0,334 \\ 0,762 \\ 0,330 \\ 0,074 \\ 0,000 \\ 0,390 \\ 0,326 \\ 0,688 \\ 0,322 \\ 0,073 \\ 0,395 \\ 0,410 \\ 0,651 \end{bmatrix}$$

A tensão do sistema caiu, o fluxo nas linhas aumentou mas sem chegar a violar os limites.

c) Saída do transformador em fase

Os vetores são:

$$x^2 = \begin{bmatrix} 2,948 \\ -4,148 \\ -9,538 \\ -1,173 \\ 0,918 \\ 0,868 \\ 0,975 \end{bmatrix}$$

$$u^2 = \begin{bmatrix} 1,000 \\ 1,000 \\ 1,000 \\ 0,0 \\ 0,0 \end{bmatrix} \rightarrow M^2 = \begin{bmatrix} 1 & & & & \\ & 1 & & & \\ & & 1 & & \\ & & & 0 & \\ & & & & 1 \end{bmatrix}$$

$$h^2 = \begin{bmatrix} 0,517 \\ 0,000 \\ 0,311 \\ 0,697 \\ 0,365 \\ 0,412 \\ 0,475 \\ 0,000 \\ 0,303 \\ 0,640 \\ 0,355 \\ 0,436 \\ 0,504 \\ 0,327 \\ 0,658 \end{bmatrix}$$

Nesta contingência detecta-se uma violação no módulo de tensão da barra 4.

d) Saída da linha (3)

Também neste caso não se encontrou nenhuma violação.

e) Saída da linha (4)

Com a saída da linha (4), o fluxo de potência aparente na linha (5) chega a 100 MVA, ultrapassando o limite de 80 MVA.

É de se ressaltar também que a potência reativa

de geração na barra 1 chega ao seu limite de 100 MVAR.

f) Saída da linha (5)

Com a saída da linha (5) o fluxo de potência aparente na linha (4) chega a 101,2 MVA, violando o limite de 80 MVA.

g) Saída do transformador defasador

A saída deste transformador não traz nenhuma violação aos limites de operação do sistema.

### 5.3 - Resultados para o exemplo ilustrativo

Resolvendo-se o problema anterior pelo método simplex, após 19 iterações chega-se aos seguintes resultados:

$$\Delta u^0 = \begin{bmatrix} \Delta P_{G_2} \\ \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta t_1 \\ \Delta \theta_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,404 \\ 0,023 \\ 0,026 \\ -0,020 \\ -0,055 \end{bmatrix}$$

Fisicamente, os resultados anteriores significam que a potência ativa gerada na barra 2 deve ser diminuída de 40,4 MW; as tensões nas barras 1 e 2 devem passar a 1,023 e 1,026 pu respectivamente, o tap do transformador em fase deve ser reduzido para 0,98 e o tap do transformador defasador para  $-3,2^\circ$ .

Para se verificar o desempenho do algoritmo calcularam-se novamente os pontos de operação. Os resultados são mostrados nas tabelas 5.8, 5.9 e 5.10.

TABELA 5.8 - Vetores de estado para os pontos de operação calculados para o sistema da figura 5.1

	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6
$\theta_2$	-0,181	-4,054	-1,378	-9,254	6,827	3,837	0,842
$\theta_3$	-4,214	-10,343	-6,012	-8,047	-7,441	-2,529	-2,584
$\theta_4$	-3,350	-7,069	-7,861	-5,630	-5,385	-2,357	-6,932
$\theta_5$	-2,112	-3,408	-2,512	-15,762	0,220	-3,125	-1,770
$V_3$	0,968	0,924	0,946	0,966	0,920	0,967	0,977
$V_4$	0,955	0,926	0,898	0,953	0,925	0,954	0,929
$V_5$	1,000	0,999	0,999	0,945	0,998	0,986	1,000

Os ângulos são dados em graus e os módulos de tensão em pu.

TABELA 5.9 - Vetores de controle para os pontos de operação calculados para o sistema da figura 5.1

	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6
$P_{G_2}$	59,600	59,600	59,600	59,600	59,600	59,600	59,600
$V_1$	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023	1,023
$V_2$	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026	1,026
$t_1$	0,980	0,980	0,000	0,980	0,980	0,980	0,980
$\theta_1$	$-3,2^\circ$	$-3,2^\circ$	$-3,2^\circ$	$-3,2^\circ$	$-3,2^\circ$	$-3,2^\circ$	0,0

As potências são dadas em MW e os ângulos em graus. Os módulos de tensão em pu.

TABELA 5.10 - Vetores de saída para os pontos de operação calculados para o sistema da figura 5.1.

	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6
S <sub>13</sub>	45,924	0,000	63,678	74,740	80,465	35,173	31,964
S <sub>14</sub>	23,793	45,534	0,000	34,791	38,302	19,979	44,352
S <sub>15</sub>	43,478	64,109	49,610	0,000	24,765	65,617	38,525
S <sub>23</sub>	45,152	73,388	55,927	31,496	0,000	62,327	38,503
S <sub>25</sub>	21,354	14,396	16,361	68,577	59,660	0,000	26,383
S <sub>43</sub>	19,156	1,012	41,165	8,547	8,508	24,230	0,000
S <sub>31</sub>	42,879	0,000	58,933	70,597	72,434	33,260	30,527
S <sub>41</sub>	22,698	42,113	0,000	33,114	35,388	19,046	41,177
S <sub>51</sub>	42,501	62,631	48,492	0,000	24,168	63,243	37,658
S <sub>32</sub>	42,620	66,118	51,608	29,663	0,000	58,765	36,664
S <sub>52</sub>	20,813	14,023	15,946	63,194	58,053	0,000	25,714
S <sub>34</sub>	19,418	1,010	43,368	8,664	8,468	24,550	0,000
Q <sub>G1</sub>	43,477	27,000	39,849	24,861	81,595	58,074	48,339
Q <sub>G2</sub>	29,468	53,758	40,810	60,283	2,685	18,241	25,008
P <sub>G1</sub>	103,63	105,59	105,53	106,62	106,47	104,46	103,70

As potências aparentes são dadas em MVA, as potências ativas em MW e as reativas em MVAR.

As violações encontradas foram o módulo de tensão na barra 4 com a saída do transformador em fase e o fluxo de potência aparente na linha (1) quando há contingência da linha (4). Tais violações porém estão dentro do erro esperado para uma solução linear.

Este é portanto, um ponto seguro de operação para as contingências consideradas.

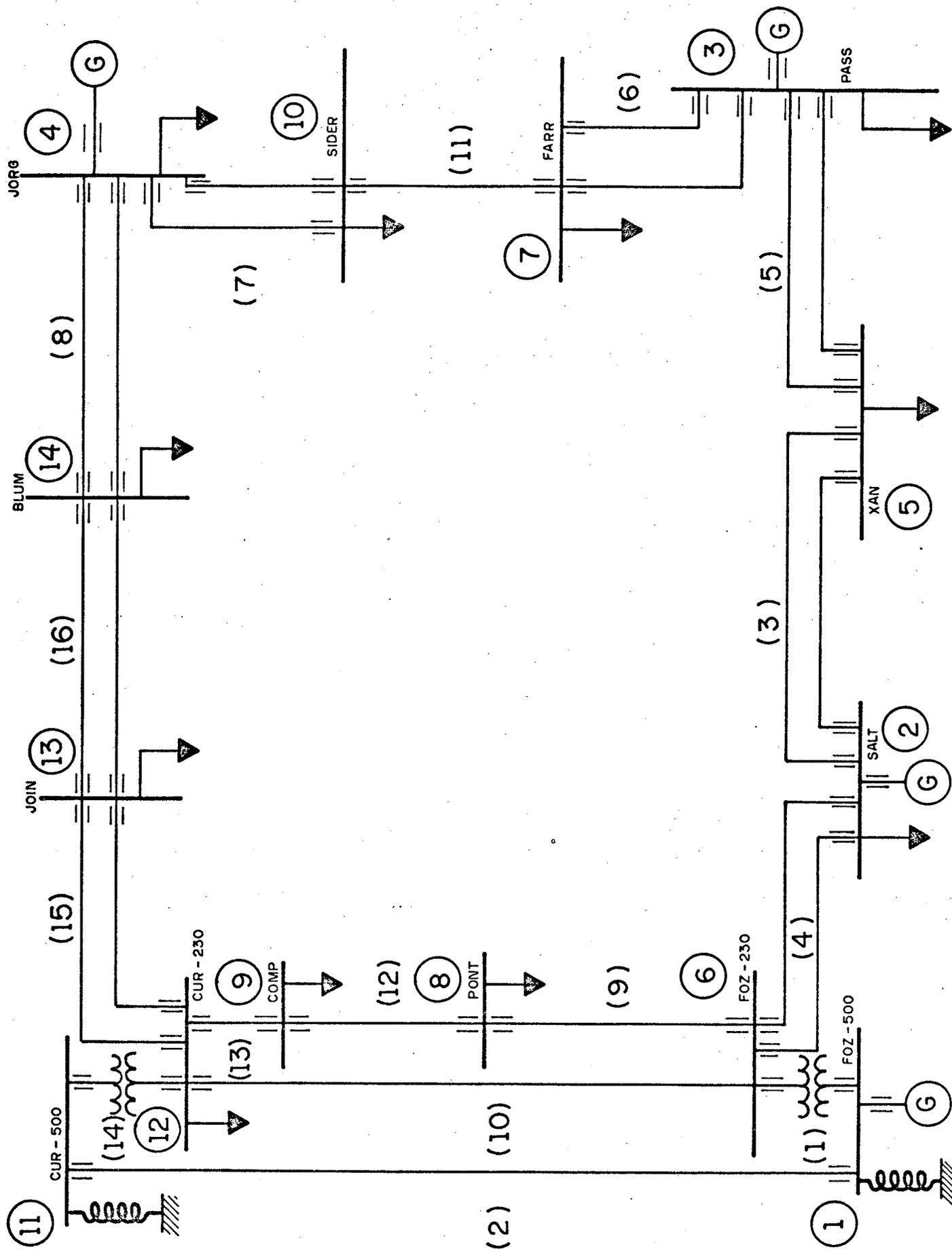
#### 5.4 - Sistema Sul

Para segundo exemplo, escolheu-se um sistema baseado no Sistema do Sul do Brasil. Este sistema está mostrado na figura 5.2 e consta de 14 barras, 14 linhas de transmissão e dois transformadores com possibilidade de comutação manual de tap. A legenda é a mesma da figura 5.1. Alguns dados são fictícios.

Os dados para este sistema estão colocados nas tabelas 5.11, 5.12, 5.13 e 5.14.

TABELA 5.11 - Dados de ramos para o sistema da figura 5.2.

RAMO	DA BARRA	PARA BARRA	RESISTÊNCIA (pu)	REATÂNCIA (pu)	SUSCEPTÂNCIA (pu)
1	1	6	0,0000	0,0125	0,0000
2	1	11	0,0022	0,0274	1,6750
3	2	5	0,0158	0,0810	0,1392
4	2	6	0,0152	0,0784	0,2700
5	3	5	0,0076	0,0395	0,1352
6	3	7	0,0223	0,1186	0,4087
7	4	10	0,0048	0,0245	0,0843
8	4	14	0,0187	0,0971	0,3338
9	6	8	0,0345	0,1785	0,1535
10	6	12	0,0446	0,2315	0,1985
11	7	10	0,0383	0,1908	0,1704
12	8	9	0,0164	0,0841	0,0734
13	9	12	0,0038	0,0196	0,0169
14	11	12	0,0000	0,0125	0,0000
15	12	13	0,0093	0,0475	0,1654
16	13	14	0,0064	0,0326	0,1146



\* Em caso de linha dupla, os dados acima referem-se à combinação das duas linhas.

\*\* A susceptância fornecida é metade da susceptância total.

\*\*\* Base de 100 MVA.

\*\*\*\* Na barra 1 existe um reator de 143,7 MVAR a 1,00 pu e na barra 11 um reator de 125,5 MVAR a 1,00 pu.

TABELA 5.12 - Limites de potência ativa e reativa de geração nas barras de geração do sistema da figura 5.2.

BARRA	POTÊNCIA ATIVA		POTÊNCIA REATIVA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
1	233MW	2457MW	-894MVAR	978MVAR
2	120MW	550MW	-246MVAR	246MVAR
3	21MW	280MW	-174MVAR	153MVAR
4	46MW	480MW	-130MVAR	268MVAR

Para os dados acima, supõe-se que todas as unidades estejam em linha. Após a solução do problema, faz-se a distribuição apropriada entre os geradores de cada usina.

TABELA 5.14 - Limites térmicos dos ramos do sistema da figura 5.2.

RAMO NÚMERO	EM ESTADO NORMAL		EM EMERGÊNCIA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
1	0MVA	1400MVA	0MVA	1600MVA
2	0MVA	1100MVA	0MVA	1636MVA
3	0MVA	264MVA	0MVA	558MVA
4	0MVA	264MVA	0MVA	558MVA
5	0MVA	264MVA	0MVA	558MVA
6	0MVA	264MVA	0MVA	558MVA
7	0MVA	264MVA	0MVA	558MVA
8	0MVA	264MVA	0MVA	424MVA
9	0MVA	132MVA	0MVA	279MVA
10	0MVA	132MVA	0MVA	212MVA
11	0MVA	132MVA	0MVA	279MVA
12	0MVA	202MVA	0MVA	202MVA
13	0MVA	202MVA	0MVA	202MVA
14	0MVA	1400MVA	0MVA	1600MVA
15	0MVA	264MVA	0MVA	558MVA
16	0MVA	264MVA	0MVA	424MVA

\* No caso de linha dupla estão computadas ambas as linhas

TABELA 5.14 - Valores das cargas do sistema da figura 5.2.

BARRA	POTÊNCIA ATIVA	POTÊNCIA REATIVA
1	0 MW	0 MVAR
2	271 MW	-59 MVAR
3	111 MW	-36 MVAR
4	64 MW	18 MVAR
5	93 MW	1 MVAR
6	0 MW	0 MVAR
7	358 MW	-11 MVAR
8	39 MW	5 MVAR
9	84 MW	38 MVAR
10	73 MW	46,3 MVAR
11	0 MW	0 MVAR
12	119 MW	9 MVAR
13	228 MW	64 MVAR
14	105 MW	36 MVAR

Os limites de módulo de tensão foram de 0,95 a 1,05 pu para o caso base e entre 0,90 a 1,10 pu para contingências. Para limites de estabilidade estática adotaram-se os limites de  $-36^\circ$  e  $36^\circ$  para variação permissível em todos os ramos. Os limites de variação de taps foram de 0,947 e 1,159 para ambos os transformadores.

A função objetivo considerada foi a mesma do exemplo anterior. As contingências consideradas foram:

- 1) Saída de uma das linhas do ramo (3) (k = 1)
- 2) Saída de uma das linhas do ramo (7) (k = 2)

3) Saída de uma das linhas do ramo (8) (k = 3)

4) Saída da linha do ramo (11) (k = 4)

5) Saída da linha do ramo (12) (k = 5)

6) Saída de uma das linhas do ramo (15) (k = 6)

7) Saída de uma das linhas do ramo (16) (k = 7)

Neste caso, não se tinha conhecimento de um ponto de operação sem violações para ser usado como caso base. Buscou-se então, usando o algoritmo, encontrar este ponto a partir de um ponto de operação qualquer.

O vetor controle inicial usado foi:

$$P_{G_2} = 300 \text{ MW} \quad P_{G_3} = 100 \text{ MW} \quad P_{G_4} = 220 \text{ MW}$$

$$V_1 = 0,990 \text{ pu} \quad V_2 = 1,043 \text{ pu} \quad V_3 = 1,027 \text{ pu} \quad V_4 = 1,017 \text{ pu}$$

$$t_1 = 1,060 \quad t_2 = 0,947$$

A barra 1 foi considerada como barra de folga.

Os resultados encontrados são mostrados nas tabelas 5.15 e 5.16. Todos os resultados marcados com um asterisco representam violações.

TABELA 5.15 - Resultados de barra para o ponto de operação inicial do sistema da figura 5.2.

BARRA	MÓDULO DE TENSÃO	POTÊNCIA ATIVA GERADA	POTÊNCIA REATIVA GERADA
1	0,990 pu	1027,93 MW	68,57 MVAR
2	1,043 pu	300,00 MW	13,54 MVAR
3	1,027 pu	100,00 MW	22,89 MVAR
4	1,017 pu	220,00 MW	143,76 MVAR
5	1,018 pu		
6	1,048 pu		
7	0,975 pu		
8	0,962 pu		
9	0,920 pu*		
10	0,999 pu		
11	0,972 pu		
12	0,920 pu*		
13	0,880 pu*		
14	0,905 pu*		

TABELA 5.16 - Resultados de ramo para o ponto de operação inicial do sistema da figura 5.2.

RAMO	DA BARRA	PARA BARRA	POTÊNCIA APARENTE	DIFERENÇA ANGULAR
1	1	6	514,29 MVA	3,35°
	6	1	513,27 MVA	-3,35°
2	1	11	525,20 MVA	8,34°
	11	1	528,32 MVA	-8,34°
3	2	5	363,23 MVA*	15,98°
	5	2	351,44 MVA*	-15,98°
4	2	6	342,65 MVA*	-14,74°
	6	2	354,37 MVA*	14,74°
5	3	5	255,88 MVA	-5,69°
	5	3	261,37 MVA	5,69°
6	3	7	235,41 MVA	15,74°
	7	3	223,38 MVA	-15,74°
7	4	10	219,56 MVA	2,91°
	10	4	218,10 MVA	-2,91°
8	4	14	115,97 MVA	-5,28°
	14	4	154,56 MVA	5,28°
9	6	8	88,11 MVA	7,92°
	8	6	91,20 MVA	-7,92°
10	6	12	81,03 MVA	9,30°
	12	6	87,45 MVA	-9,30°
11	7	10	136,04 MVA*	-16,11°
	10	7	143,15 MVA*	16,11°
12	8	9	55,10 MVA	1,94°
	9	8	61,14 MVA	-1,94°
13	9	12	41,44 MVA	-0,56°
	12	9	41,91 MVA	0,56°
14	11	12	509,21 MVA	4,30°
	12	11	508,83 MVA	-4,30°
15	12	13	423,01 MVA*	14,01°
	13	12	404,10 MVA*	-14,01°
16	13	14	203,45 MVA	4,53°
	14	13	199,83 MVA	-4,53°

Para os limites pretendidos, o algoritmo foi incapaz de encontrar solução. Relaxou-se então o limite inferior de módulo de tensão para 0,90. Com esta relaxação, encontraram-se, após 23 iterações, os seguintes valores:

$$P_{G_2} = 250 \text{ MW} \quad P_{G_3} = 280 \text{ MW} \quad P_{G_4} = 340 \text{ MW}$$

$$V_1 = 0,900 \text{ pu} \quad V_2 = 1,050 \text{ pu} \quad V_3 = 1,040 \text{ pu} \quad V_4 = 1,026 \text{ pu}$$

$$t_1 = 1,152 \quad t_2 = 0,967$$

Neste ponto de operação, as sobrecargas em linhas foram praticamente retiradas, mas restaram ainda diversas sub-tensões. Retornaram-se então os limites de tensão aos seus valores originais e requereram-se sucessivas relinearizações até que todas as violações fossem retiradas. Após 9 relinearizações encontraram-se os seguintes resultados:

$$P_{G_2} = 342,97 \text{ MW} \quad P_{G_3} = 280 \text{ MW} \quad P_{G_4} = 347,52 \text{ MW}$$

$$V_1 = 0,953 \text{ pu} \quad V_2 = 1,050 \text{ pu} \quad V_3 = 1,050 \text{ pu} \quad V_4 = 1,037 \text{ pu}$$

$$t_1 = 1,097 \quad t_2 = 1,024$$

Utilizando então este ponto de operação como caso base, entrou-se com os casos de contingência.

Tentou-se, inicialmente, manter nos estados pós-contingência os mesmos limites de operação do caso base. Não se conseguiu encontrar solução.

Isto pode ser explicado pelo fato do vetor controle já estar praticamente no seu limite, não podendo, portanto, variar.

Utilizando-se os limites de emergência, o ponto de operação encontrado para o caso base já é o ponto de operação seguro. O que, sem dúvida, é um resultado interessante.

Os resultados encontrados estão nas tabelas 5.17, 5.18, 5.19, 5.20 e 5.21. Os dados marcados com asterisco representam violações aos limites normais mas sem, contudo, ultrapassar os limites de emergência.

TABELA 5.17 - Valores de módulos de tensão dos pontos de operação calculados para o sistema da figura 5.2 (Em pu).

BARRA	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6	k = 7
1	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953	0,953
2	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
3	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050	1,050
4	1,037	1,037	1,037	1,037	1,037	1,037	1,037	1,037
5	1,050	1,045	1,049	1,050	1,039	1,049	1,048	1,049
6	1,050	1,050	1,050	1,049	1,050	1,052	1,049	1,049
7	1,000	1,000	0,995	1,003	0,903*	1,003	1,003	1,003
8	1,000	0,998	1,000	0,990	1,005	1,058*	0,994	0,997
9	0,971	0,970	0,973	0,958	0,977	0,950	0,963	0,967
10	1,021	1,020	1,005	1,021	1,025	1,022	1,023	1,021
11	0,950	0,949	0,950	0,940*	0,955	0,940*	0,944*	0,947
12	0,974	0,973	0,975	0,960	0,980	0,961	0,965	0,970
13	0,950	0,948	0,950	0,915*	0,953	0,939*	0,912*	0,938*
14	0,967	0,966	0,968	0,921*	0,965	0,960	0,938*	0,969

TABELA 5.18 - Valores de potência ativa gerada ' dos pontos de operação calculados ' para o sistema da figura 5.2 (em MW) .

BARRA	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6	k = 7
1	617,97	622,27	620,55	619,86	656,40	618,23	627,52	618,41
2	342,97	342,97	342,97	342,97	342,97	342,97	342,97	342,97
3	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00	280,00
4	347,52	347,52	347,52	347,52	347,52	347,52	347,52	347,52

TABELA 5.19 - Valores de potência reativa gerada ' dos pontos de operação calculados ' para o sistema da figura 5.2 (em MVAR) .

BARRA	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6	k = 7
1	-53,85	-46,45	-56,20	-7,68	-73,62	-38,30	-27,72	-39,70
2	-101,38	-83,59	-99,25	-101,90	-32,44	-103,73	-94,41	-100,36
3	-50,44	-41,92	-39,79	-53,60	132,61	-49,13	-40,96	-49,65
4	63,60	70,22	76,55	73,13	67,68	71,82	90,77	61,65

RAMO	DA BARRA	PARA BARRA	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6	k = 7
1	1	6	245,50	236,67	252,06	239,96	373,72	225,31	263,37	247,03
	6	1	246,52	237,60	253,14	240,68	375,48	226,76	264,33	247,98
2	1	11	404,08	414,15	401,04	398,05	331,55	415,82	388,16	398,65
	11	1	387,22	399,98	383,33	402,80	302,79	418,22	385,22	388,89
3	2	5	178,65	161,90*	186,74	170,34	338,70*	181,86	199,73	180,59
	5	2	172,81	158,49*	180,90	164,48	330,56*	176,02	193,87	174,75
4	2	6	102,97	89,59	111,13	94,54	270,55*	106,39	124,35	104,90
	6	2	114,10	100,80	122,25	106,42	281,88*	116,18	135,83	116,25
5	3	5	76,96	61,49	84,82	68,94	234,88	80,07	97,51	78,84
	5	3	82,97	72,55	91,08	74,65	241,39	86,19	104,08	84,92
6	3	7	246,50	230,04	253,82	238,57	406,03	249,55	266,43	248,34
	7	3	233,55	218,86	240,45	226,44	358,17	236,30	251,59	235,21
7	4	10	206,65	223,83	203,03*	214,87	79,19	203,52	186,47	204,76
	10	4	205,68	222,32	197,88*	213,64	86,45	202,65	186,15	203,85
8	4	14	81,91	67,61	86,87	77,50	211,13	87,83	112,02	83,19
	14	4	113,16	107,29	115,59	85,11	206,73	119,96	140,45	113,18

TABELA 5.20 - Valores do fluxo de potência aparente dos pontos de operação calculados para o sistema da figura 5.2 (Em MVA) - Parte 1 de 2.

RAMO	DA BARRA	PARA BARRA	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6	K = 7
9	6	8	74,54	77,00	73,63	76,93	54,99	47,58	73,16	74,60
	8	6	76,81	78,96	76,04	79,93	60,93	39,32	76,50	77,26
10	6	12	64,49	67,47	63,40	67,36	40,88	72,38	62,81	64,54
	12	6	71,32	73,55	70,52	75,03	56,34	78,86	71,43	71,97
11	7	10	125,30	141,18*	118,84	132,90*	0,00	122,40	106,61	123,55
	10	7	131,99	148,42*	125,39	139,87*	0,00	128,98	112,43	130,17
12	8	9	39,12	41,05	38,43	42,80	27,74	0,00	39,61	39,84
	9	8	46,65	48,09	46,16	50,21	39,65	0,00	47,70	47,51
13	9	12	50,94	48,70	51,77	48,87	69,28	92,19	52,26	50,87
	12	9	50,83	48,55	51,67	48,93	69,47	92,00	52,31	50,83
14	11	12	371,34	384,03	367,47	378,62	282,25	396,29	362,87	369,92
	12	11	371,96	384,58	368,11	377,59	282,62	395,51	362,39	370,00
15	12	13	264,00	281,79.	258,24	276,90*	134,56	261,27	253,31*	262,77
	13	12	257,17	274,08	251,70	267,65*	137,14	254,52	239,4 *	255,63
	13	14	73,34	85,53	69,84	51,65	99,69	77,80	85,55	60,66
	14	13	55,76	70,11	51,55	41,30	97,32	60,21	68,31	53,34

TABELA 5.20 - Valores do fluxo de potência aparente dos pontos de operação calculados para o sistema da figura 5.2 (Em MVA) - Parte 2 de 2.

RAMO	DA BARRA	PARA BARRA	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6	k = 7
1	1	6	1,59°	1,53°	1,63°	1,56°	2,43°	1,42°	1,71°	1,60°
	6	1	-1,59°	-1,53°	-1,63°	-1,56°	-2,43°	-1,42°	-1,71°	-1,60°
2	1	11	6,51°	6,74°	6,44°	6,64°	4,93°	6,96°	6,36°	6,49°
	11	1	-6,51°	-6,74°	-6,44°	-6,64°	-4,93°	-6,96°	-6,36°	-6,49°
3	2	5	7,56°	13,90°	7,91°	7,20°	14,60°	7,70°	8,48°	7,65°
	5	2	-7,56°	-13,90°	-7,91°	-7,20°	-14,60°	-7,70°	-8,48°	-7,65°
4	2	6	-4,39°	-3,80°	-4,74°	-4,04°	-11,54°	-4,49°	-5,32°	-4,48°
	6	2	4,39°	3,80°	4,74°	4,04°	11,54°	4,49°	5,32°	4,48°
5	3	5	-1,65°	-1,35°	-1,82°	-1,47°	-5,00°	-1,72°	-2,09°	-1,69°
	5	3	1,65°	1,35°	1,82°	1,47°	5,00°	1,72°	2,09°	1,69°
6	3	7	15,71°	14,63°	16,27°	15,19°	27,27°	15,92°	17,04°	15,84°
	7	3	-15,71°	-14,63°	-16,27°	-15,19°	-27,27°	-15,92°	-17,04°	-15,84°
7	4	10	2,65°	2,87°	5,20°	2,76°	0,87°	2,61°	2,39°	2,63°
	10	4	-2,65°	-2,87°	-5,20°	-2,76°	-0,87°	-2,61°	-2,39°	-2,63°
8	4	14	3,65°	2,68°	3,98°	6,97°	11,16°	3,78°	4,61°	3,78°
	14	4	-3,65°	-2,68°	-3,98°	-6,97°	-11,16°	-3,78°	-4,61°	-3,78°

TABELA 5.21 - Valores de diferença angular dos pontos de operação calculados para o sistema da figura 5.2 - Parte 1 de 2.

RAMO	DA BARRA	PARA BARRA	k = 0	k = 1	k = 2	k = 3	k = 4	k = 5	k = 6	k = 7
9	6	8	6,91°	7,16°	6,82°	7,10°	4,99°	3,80°	6,74°	6,91°
	8	6	-6,91°	-7,16°	-6,82°	-7,10°	-4,99°	-3,80°	-6,74°	-6,91°
10	6	12	7,73°	8,12°	7,58°	8,01°	4,61°	8,60°	7,43°	7,71°
	12	6	-7,73°	-8,12°	-7,58°	-8,01°	-4,61°	-8,60°	-7,43°	-7,71°
11	7	10	-14,09°	-15,94°	-13,74°	-14,98°	*****	-13,75°	-11,91°	-13,89°
	10	7	14,09°	15,94°	13,74°	14,98°	*****	13,75°	11,91°	13,89°
12	8	9	1,40°	1,53°	1,36°	1,50°	0,44°	*****	1,32°	1,40°
	9	8	-1,40°	-1,53°	-1,36°	-1,50°	-0,44°	*****	-1,32°	-1,40°
13	9	12	-0,59°	-0,57°	-0,60°	-0,60°	-0,81°	-0,95°	-0,63°	-0,60°
	12	9	0,59°	0,57°	0,60°	0,60°	0,81°	0,95°	0,63°	0,60°
14	11	12	2,81°	2,91°	2,77°	2,93°	2,11°	3,06°	2,78°	2,82°
	12	11	-2,81°	-2,91°	-2,77°	-2,93°	-2,11°	-3,06°	-2,78°	-2,82°
15	12	13	7,69°	8,25°	7,51°	8,18°	3,71°	7,84°	15,27°	7,69°
	13	12	-7,69°	-8,25°	-7,51°	-8,18°	-3,71°	-7,84°	-15,27°	-7,69°
16	13	14	0,82°	1,19°	0,70°	0,95°	-1,90°	0,80°	0,55°	1,52°
	14	13	-0,82°	-1,19°	-0,70°	-0,95°	1,90°	-0,80°	-0,55°	-1,52°

TABELA 5.21 - Valores de diferença angular dos pontos de operação calculados para o sistema da figura 5.2 - Parte 2 de 2

A única violação realmente séria aos limites de o peração em estado normal ocorre no ramo 15 com a saída de uma das suas linhas, gerando uma sobrecarga de 122 MVA.

Embora esta sobrecarga não viole os limites em e mergência, uma ação de controle mais drástica, tal como alívio de carga, poderia ser prevista.

## C A P I T U L O   V I

## CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Discutiu-se neste trabalho, o problema do remanejamento preventivo em sistemas elétricos de potência.

Apresentou-se, inicialmente, em uma pequena introdução, as razões que levaram a se realizar este trabalho e um pouco do "estado da arte" de segurança em sistemas elétricos de potência. A pesquisa atual é no sentido de desenvolver algoritmos que forneçam ao operador do sistema valores de referência para ações de controle que estejam dentro do tempo de resposta humana. Com o aprimoramento destes algoritmos pode-se tentar automatizar estas ações de controle, aliviando o operador destas funções.

Uma vez definido o que seja controle preventivo, escolheu-se a estratégia de remanejamento preventivo para estudo, desenvolvimento e implementação.

O remanejamento preventivo consiste, principalmente, em eliminar prováveis sobrecargas em ramos de transmissão e/ou sub ou sobretensões nas barras do sistema em estados de operação pós contingência, não necessariamente de maneira ótima.

Esta deve ser a estratégia de partida para a implementação de ações de controle de segurança. Se não apresentar solução, estratégias alternativas podem ser utilizadas.

Definida a estratégia formulou-se o problema. Duas características principais distinguem a formulação apresentada. Primeiro, o enfoque de controle dado à formulação e, em segundo lugar,

a maneira completa e natural com que o problema é formulado. Apresentam-se ainda as razões e restrições para a formulação estática dada ao problema.

Implementou-se então um algoritmo de solução mantendo-se as mesmas características de abrangência e naturalidade da formulação. Critérios de relação entre os valores das variáveis de controle no caso base e nos estados pós-contingência foram apresentados, conseguindo-se então deixar o problema do remanejamento preventivo em função das variáveis de controle do caso base.

Apresentando-se razões contrárias a uma solução não-linear, linearizou-se o problema mantendo-se porém a precisão através da interação com um fluxo de potência não-linear.

Testou-se o algoritmo em dois sistemas. Um de natureza didática e um outro baseado no Sistema Sul do Brasil obtendo-se resultados satisfatórios nos dois casos.

O algoritmo apresenta a desvantagem do ponto de vista computacional de trabalhar com o quadro simplex "cheio", o que elimina a possibilidade de se utilizar técnicas de esparsidade. Apresenta porém potencialidade para aplicação em tempo real [9].

A seguir, apresentam-se sugestões para futuras pesquisas.

Em relação à estratégia pouco há a se acrescentar. Encontra-se, às vezes, na literatura, alívio de carga como opção de controle. A automatização deste tipo de controle porém, é de caráter altamente discutível em um esquema preventivo de controle, mesmo com uma alta penalização na função objetivo.

Linhas de transmissão em corrente contínua devem ser consideradas na formulação. Os dispositivos de controle de tensão podem ser tratados separadamente de acordo com suas características específicas.

O algoritmo pode receber diversas melhorias, principalmente se for pretendida a sua aplicação em tempo real. Uma vez que diversas soluções podem ser requeridas, tempos computacionais pequenos devem ser buscados. Algumas modificações podem ser feitas no algoritmo com este fim:

- \* As matrizes jacobianas  $G_u$  e  $H_u$  podem ser eliminadas com uma escolha apropriada das variáveis de estado e controle.
- \* Pode-se trabalhar com matrizes constantes tal como no método desacoplado rápido [24] de fluxo de potência, simplificando-se as matrizes jacobianas em caso de relinearizações sucessivas.

Se a aplicação é no planejamento, o algoritmo mostrado aqui pode ser usado. Alguns estudos adicionais podem porém ser feitos:

- \* A precisão dos pontos de linearização pode afetar o algoritmo. Este aspecto deve ser estudado porque nem sempre os pontos calculados pela análise de segurança são muito precisos.
- \* Outras funções objetivo devem ser tentadas. Inclusive, poderia ser feita uma comparação entre pontos de operação seguros e pontos de operação econômicos.

\* Se se trabalha com um sistema em particular, índices de segurança poderiam ser criados.

Finalmente, um estudo detalhado da matriz que relaciona os estados pré e pós contingência deve ser realizado.

Enfim, o assunto não se esgota aqui e nem deveria. Muito estudo ainda precisa ser feito.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] - ARINUSMANDER, A. and NOABES, F. - "Bibliography on Optimum Operation of Power Systems: 1919 - 1959", AIEE Trans. PAS-81, 1963, p 864-871.
- [2] - IEEE Working Group Report - "Description and Bibliography of Major Economy-Security Functions - Part I - Descriptions" IEEE - Trans Power App. Syst. - PAS-100, 1981, p 211-214
- [3] - IEEE Working Group Report - "Description and Bibliography of Major Economy-Security Functions - Part II - Bibliography (1959-1972)" - IEEE - Trans. Power App. Syst. PAS-100, 1981, p. 215-223.
- [4] - IEEE Working Group Report - "Description and Bibliography of Major Economy-Security Functions - Part III - Bibliography (1973-1979)", IEEE - Trans. Power App. Syst. PAS-100, 1981, p 224-235.
- [5] - DYLIACCO, T. E. - "Real Time Computer Control of Power Systems", Proc. IEEE - Vol. 62, p 884-891, Julho 1974
- [6] - DEBS, A. S. and BENSON A.R. - "Security Assessment for Power Systems", New England College, Henniber, N.H., Agosto 1975.

- [7] - HAJDU, L.P. and PODMORE, R. - "Security Enhancement for Power Systems", Systems Control, Inc., Palo Alto, California, 1975.
- [8] - STOTT, B., ALSAÇ, O. and MARINHO, J.L. - "The Optimal Power Flow Problem", Internacional Conference on Electric Power Problems, Settle, Washington, 1980.
- [9] - ASCHMONEIT, F.C. RUHOSE, K.H. and WAGNER, G.G. - "Steady-state Sensitivity Analysis for Security Enhancement", Proc. 6th PSCC, Darmstadt, Agosto 1978.
- [10] - STAGG, G.W., EL-ABIAD, A.H. - "Computer Methods in Power Systems Analysis", McGraw Hill Kogakusha Ltd, Tokyo, 1968
- [11] - ELGERD, O.I. - "Introdução à Teoria de Sistemas de Energia Elétrica", McGraw Hill do Brasil - São Paulo, 1978.
- [12] - LASDON, L.S. - "Optimization Theory for Large Systems" Mac Millan, New York, 1970.
- [13] - BLAMIN, I.M. - "AC-DC Security Assessment", Tese de PhD, Victoria University of Manchester, Manchester, Inglaterra, Novembro de 1977.
- [14] - MONTICELLI, A.J. - "Análise Estática de Contingências em Sistemas de Energia Elétrica", Tese de Livre Docência, UNICAMP, 1980.

- [15] - SHEN, C.M. - "Power System Load Scheduling with Security Constraints Using Dual Linear Programming", Proc. IEE, Vol 117, p 2117-2127, Novembro 1970.
- [16] - STOTT, B. and MARINHO, J.L - "Linear Programming for Power System Security Applications" - IEEE Trans Power App. Syst., Vol PAS-98, p 837-848, Maio/Junho 1979.
- [17] - ALSAC, O. and STOTT, B. - "Optimal Load Flow with Steady-State Security", IEEE Trans. Power App. Syst. Vol PAS-93, p 745-751, Maio/Junho, 1974.
- [18] - KALTENBACH, J.C. and HAJDU, L.P. - "Optimal Corrective Rescheduling for Power Systems Security", IEEE Trans. Power App. Syst., Vol PAS-90, p 843-851, Março/Abril, 1971.
- [19] - CHAN, S.M. and SCHWEPPE, F.C. - "A Generation Reallocation and Load Shedding Algorithm", IEEE Trans. Power App. Syst. Vol PAS-98, p 26-34, Janeiro/Fevereiro, 1979.
- [20] - STOTT, B. and HOBSON, E. - "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part I e Part II", IEEE Trans. Power App. Syst., Vol PAS-97, p 1713-1731, Setembro/Outubro, 1971.
- [21] - MAMANDUR, K.R.C. and CHENOWETH, R.D. - "Optimal Control of Reactive Power Flow for Improvements in Voltage profiles and for Real Power Loss Minimization", 81 WM 027-2, IEEE PES Winter Meeting, Atlanta, Georgia, Fevereiro, 1981.

- [22] - TIBURCIO, J.C. - "Non-linear Programming Methods in Optimal Load Flow Solutions", Tese PhD, University of Manchester, Manchester, Inglaterra, 1976.
- [23] - FONSECA, L.G.S. - "Determinação de Domínios de Estabilidade para Uso em Planejamento e Operação de Sistemas de Potência", Tese DSc, COPPE, 1976.
- [24] - STOTT, B. and ALSAÇ, O. - "Fast Decoupled Load Flow", IEEE Trans. Power App. Syst., Vol PAS-93, p 859-869, Maio/Junho, 1974.
- [25] - MONTICELLI, A.J. - "Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica", Editora Edgar Blucher Ltda - São Paulo, 1983.
- [26] - DYLIACCO, T.E. - "The Adaptive Reliability Control System", IEEE Trans. Power App. Syst. PAS-86, 1967, p 517-531.
- [27] - ASCHMONEÍT, F.C., VERSTEGE, J.F. - "An External System Equivalent for on-line Steady State Generator Outage Simulation", IEEE Trans. Power App. Syst., Vol PAS-98, p 770-779, Maio/Junho, 1979.

## A P Ê N D I C E I

### MODELO MATEMÁTICO DOS ELEMENTOS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

#### I.1 - Modelo matemático das linhas de transmissão

Linhas de transmissão são modeladas pelo seu modelo  $\pi$  - equivalente (Fig. I.1).

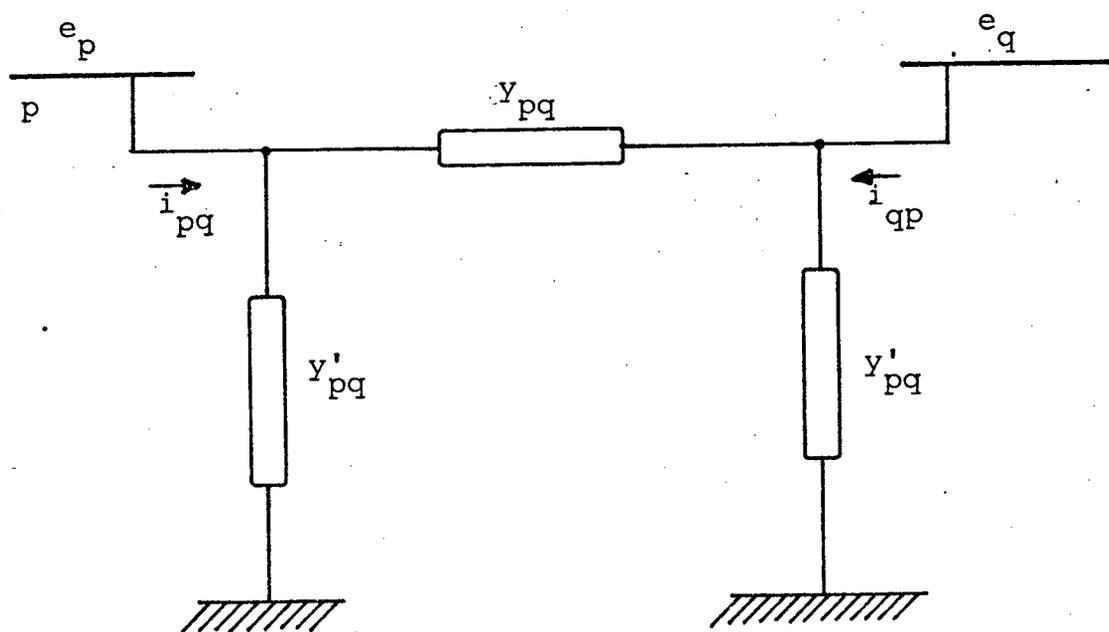


Figura I.1 - Modelo  $\pi$  equivalente para linha de transmissão entre as barras p e q.

Os elementos mostrados na figura I.1 são definidos como:

$$e_p = V_p (\cos\theta_p + j\text{sen}\theta_p) \quad (\text{I.1})$$

$$e_q = V_q (\cos\theta_q + j\text{sen}\theta_p) \quad (\text{I.2})$$

$$Y_{pq} = g_{pq} + jb_{pq} \quad (\text{I.3})$$

$$Y'_{pq} = j \frac{bc}{2} \quad (\text{I.4})$$

$$i_{pq} = -i_{qp} = (e_p - e_q) \cdot Y_{pq} + e_p \cdot Y'_{pq} \quad (\text{I.5})$$

Tem-se ainda que:

$$S_{pq} = P_{pq} + jQ_{pq} \quad (\text{I.6})$$

$$S_{qp} = P_{qp} + jQ_{qp} \quad (\text{I.7})$$

$$S_{pq} = e_p \cdot i_{pq}^* \quad (\text{I.8})$$

$$S_{qp} = e_q \cdot i_{qp}^* \quad (\text{I.9})$$

Manuseando convenientemente as equações I.1 a

I.9 chega-se a:

$$P_{pq} = g_{pq} V_p^2 - g_{pq} V_p V_q \cos\theta_{pq} - b_{pq} V_p V_q \text{sen}\theta_{pq} \quad (\text{I.10})$$

$$P_{qp} = g_{pq} V_q^2 - g_{pq} V_p V_q \cos\theta_{qp} - b_{pq} V_p V_q \text{sen}\theta_{qp} \quad (\text{I.11})$$

$$Q_{pq} = -(b_{pq} + \frac{bc}{2}) V_q^2 - g_{pq} V_p V_q \text{sen}\theta_{pq} + b_{pq} V_p V_q \cos\theta_{pq} \quad (\text{I.12})$$

$$Q_{qp} = -(b_{pq} + \frac{bc}{2}) V_q^2 - g_{pq} V_p V_q \text{sen}\theta_{qp} + b_{pq} V_p V_q \cos\theta_{qp} \quad (\text{I.13})$$

onde:

$$\theta_{pq} = \theta_p - \theta_q \quad (\text{I.14})$$

$$\theta_{qp} = \theta_q - \theta_p \quad (\text{I.15})$$

Os módulos de potência aparente são calculados

por:

$$S_{pq} = \sqrt{P_{pq}^2 + Q_{pq}^2} \quad (\text{I.16})$$

$$S_{qp} = \sqrt{P_{qp}^2 + Q_{qp}^2} \quad (\text{I.17})$$

## I.2 - Modelo matemático de transformadores com 'taps'

Transformadores com 'taps' são modelados como na figura I.2.

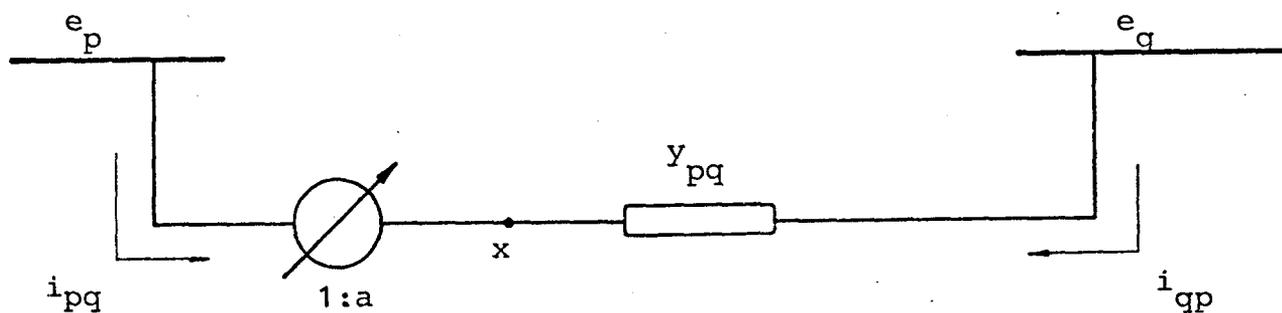


Figura I.2 - Modelo de transformadores com 'taps'

Na figura I.2, define-se "a" como:

$$a = t(\cos\theta + j\text{sen}\theta) \quad (\text{I.18})$$

Os demais elementos são tal como definidos anteriormente.

Para o transformador com 'tap' fora da posição 'nominal' tem-se que:

$$\frac{e_p}{e_x} = \frac{1}{t(\cos\theta + j\text{sen}\theta)} = \frac{1}{a}$$

$$e_x = e_p \cdot a$$

Tem-se ainda:

$$e_p \cdot i_{pq}^* = -e_x \cdot i_{qp}^*$$

$$e_p \cdot i_{pq}^* = -(e_p \cdot a) i_{qp}^*$$

$$i_{pq}^* = -a \cdot i_{qp}^*$$

$$i_{pq} = -a^* i_{qp} \quad (\text{I.19})$$

Mas,

$$i_{qp} = (e_q - e_x) y_{pq}$$

$$i_{qp} = (e_q - a \cdot e_p) y_{pq} \quad (\text{I.20})$$

De I.19

$$i_{pq} = (-a \cdot e_q + t^2 e_p) y_{pq} \quad (\text{I.21})$$

Mais ainda

$$S_{pq} = e_p \cdot i_{pq}^* \quad (\text{I.22})$$

$$S_{qp} = e_q \cdot i_{qp}^* \quad (\text{I.23})$$

Manipulando I.1, I.2, I.3, I.18, I.20, I.21, I.22

e I.23 chega-se a:

$$P_{pq} = t^2 V_p^2 g_{pq} - t V_p V_q g_{pq} \cos \emptyset \cos \theta_{pq} + t V_p V_q g_{pq} \sin \emptyset \sin \theta_{pq} - t V_p V_q b_{pq} \cos \emptyset \sin \theta_{pq} - t V_p V_q b_{pq} \sin \emptyset \cos \theta_{pq} \quad (\text{I.24})$$

$$P_{qp} = g_{pq} V_q^2 - t g_{pq} V_p V_q \cos \emptyset \cos \theta_{qp} - t g_{pq} V_p V_q \sin \emptyset \sin \theta_{qp} - t b_{pq} V_p V_q \cos \emptyset \sin \theta_{qp} + t b_{pq} V_p V_q \sin \emptyset \cos \theta_{qp} \quad (\text{I.25})$$

$$Q_{pq} = -t^2 b_{pq} V_p^2 + t V_p V_q b_{pq} \cos \emptyset \cos \theta_{pq} - t V_p V_q b_{pq} \sin \emptyset \sin \theta_{pq} - t V_p V_q g_{pq} \cos \emptyset \sin \theta_{pq} - t V_p V_q g_{pq} \sin \emptyset \cos \theta_{pq} \quad (\text{I.26})$$

$$Q_{qp} = -b_{pq} V_q^2 + t V_p V_q b_{pq} \cos \emptyset \cos \theta_{qp} + t V_p V_q b_{pq} \sin \emptyset \sin \theta_{qp} - t V_p V_q g_{pq} \cos \emptyset \sin \theta_{qp} + t V_p V_q g_{pq} \sin \emptyset \cos \theta_{qp} \quad (\text{I.27})$$

Onde  $\theta_{pq}$  e  $\theta_{qp}$  são definidos como em I.14 e I.15 e o módulo de potência aparente pode ser calculado como I.16 e I.17.

### I.3 - Matriz admitância nodal

Na análise de fluxo de potência em sistemas elétricos de potência é conveniente concentrar as informações de topologia na matriz admitância de barra.

Se está se representando todas as barras do sistema, os elementos desta matriz são [10]:

$Y_{pp}$  = soma das admitâncias conectadas à barra p.

$Y_{qq}$  = soma das admitâncias conectadas à barra q.

$Y_{pq}$  = valor negativo da admitância total diretamente conectada entre as barras p e q.

$Y_{qp}$  = valor negativo da admitância total diretamente conectada entre as barras q e p.

Para linhas de transmissão as seguintes relações são válidas:

$$Y_{pq} = -y_{pq} \quad (\text{I.28})$$

$$G_{pq} = -g_{pq} \quad (\text{I.29})$$

$$B_{pq} = -b_{pq} \quad (\text{I.30})$$

$$Y_{qp} = -y_{pq} \quad (\text{I.31})$$

$$G_{qp} = -g_{pq} \quad (\text{I.32})$$

$$B_{qp} = -b_{pq} \quad (\text{I.33})$$

$$Y_{pp} = \sum Y_{pq} \text{ para todo } q \quad (\text{I.34})$$

$$Y_{qq} = \sum Y_{qp} \text{ para todo } p \quad (\text{I.35})$$

Transformadores entram na matriz admitância nodal

como:

$$Y_{pp} = Y'_{pp} + t^2 y_{pq} \quad (\text{I.36})$$

$$Y_{qq} = Y'_{qq} + y_{pq} \quad (\text{I.37})$$

$$Y_{pq} = -t(\cos\theta - j\text{sen}\theta)y_{pq} \quad (\text{I.38})$$

$$G_{pq} = -t(g_{pq}\cos\theta + b_{pq}\text{sen}\theta) \quad (\text{I.39})$$

$$B_{pq} = -t(-g_{pq}\text{sen}\theta + b_{pq}\cos\theta) \quad (\text{I.40})$$

$$Y_{qp} = -t(\cos\theta + j\text{sen}\theta)y_{pq} \quad (\text{I.41})$$

$$G_{qp} = -t(g_{pq}\cos\theta - b_{pq}\text{sen}\theta) \quad (\text{I.42})$$

$$B_{qp} = -t(g_{pq}\text{sen}\theta + b_{pq}\cos\theta) \quad (\text{I.43})$$

Onde  $Y'_{pp}$  e  $Y'_{qq}$  é o valor da admitância nodal não considerando o ramo de transformador.

#### I.4 - Equações de fluxo de potência

As equações de fluxo de potência podem ser escritas como:

$$S_{Dp} - S_{Gp} + \sum_{q=1}^n e_p e_q^* Y_{pq}^* = 0 \quad (\text{I.44})$$

onde:

$$S_{Dp} = P_{Dp} + jQ_{Dp} \quad (\text{I.45})$$

$$S_{Gp} = P_{Gp} + jQ_{Gp} \quad (\text{I.46})$$

$$p = 1, \dots, n$$

$n = n^\circ$  de barras do sistema

Estas relações, convenientemente manipuladas com as equações anteriores levam a:

$$P_{Dp} - P_{Gp} + \sum_{q=1}^n V_p V_q [G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq}] = 0 \quad (\text{I.47})$$

$$Q_{Dp} - Q_{Gp} + \sum_{q=1}^n V_p V_q [G_{pq} \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq}] = 0 \quad (\text{I.48})$$

$p$  e  $n$  como definidos acima e,

$$\theta_{pq} = \theta_p - \theta_q$$

## A P Ê N D I C E I I

### FORMAÇÃO DAS MATRIZES JACOBIANAS

#### II.1 - Formação das matrizes $G_x$ e $G_u$

Indexando convenientemente as equações I.47 e

I.48 temos:

$$g(2p-1) = P_{D_p} - P_{G_p} + \sum_{q=1}^n V_p V_q [G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq}] = 0 \quad (\text{II.1})$$

$$g(2p) = Q_{D_p} - Q_{G_p} + \sum_{q=1}^n V_p V_q [G_{pq} \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq}] = 0 \quad (\text{II.2})$$

Os números ímpares  $(2p - 1)$  representarão as equações de balanço de potência ativa e os pares  $(2p)$ , as equações de balanço de potência reativa. O valor de  $p$  é o número da barra a qual estas equações se referem:

A determinação de  $G_x$  e  $G_u$  reduz-se então à derivação destas equações em relação às diversas variáveis:

a) Termos do tipo  $\partial g / \partial \theta$

- Para  $p \neq q$

$$\frac{\partial g(2p-1)}{\partial \theta_q} = V_p V_q [G_{pq} \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq}] \quad (\text{II.3})$$

$$\frac{\partial g(2p)}{\partial \theta_q} = -V_p V_q [G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq}] \quad (\text{II.4})$$

- Para  $p = q$

$$\frac{\partial g(2 - p_1)}{\partial \theta_p} = Q_{D_p} - Q_{G_p} - B_{pp} E_p^2 \quad (\text{II.5})$$

$$\frac{\partial g(2p)}{\partial \theta_p} = P_{G_p} - P_{D_p} - G_{pp} E_p^2 \quad (\text{II.6})$$

As equações II.5 e II.6 são obtidas após manipulações algébricas simples.

b) Termos do tipo  $\partial g / \partial V$

- Para  $p \neq q$

$$\frac{\partial g(2p - 1)}{\partial V_q} = V_p [G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \sin \theta_{pq}] \quad (\text{II.7})$$

$$\frac{\partial g(2p)}{\partial V_p} = V_p [G_{pq} \sin \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq}] \quad (\text{II.8})$$

- Para  $p = q$

$$\frac{\partial g(2p - 1)}{\partial V_p} = \frac{P_{G_p} - P_{D_p}}{V_p} = G_{pp} V_p \quad (\text{II.9})$$

$$\frac{\partial g(2p)}{\partial V_p} = \frac{Q_{G_p} - Q_{D_p}}{V_p} - B_{pp} V_p \quad (\text{II.10})$$

Na determinação de II.9 e II.10 considerou-se:

$$\frac{\partial P_{G_p}}{\partial V_p} = 0 \quad \frac{\partial Q_{G_p}}{\partial V_p} = 0$$

o que é fisicamente correto. Considerou-se também:

$$\frac{\partial P_D}{\partial V_P} = 0 \quad \frac{\partial Q_D}{\partial V_P} = 0$$

o que, em alguns casos, não é satisfatório. Nestes casos, deve-se estudar as cargas para se obter o valor destas derivadas.

c) Termos do tipo  $\partial g/\partial P$  e  $\partial g/\partial Q$

Da observação de II.1 e II.2 verifica-se facilmente que:

$$\frac{\partial g(2p)}{\partial Q_{D_q}} = \frac{\partial g(2p-1)}{\partial P_{D_q}} = \begin{cases} 0 & p \neq q \\ 1 & p = q \end{cases} \quad (\text{II.11})$$

$$\frac{\partial g(2p)}{\partial Q_{G_p}} = \frac{\partial g(2p-1)}{\partial P_{G_q}} = \begin{cases} 0 & p \neq q \\ 1 & p = q \end{cases} \quad (\text{II.12})$$

E ainda:

$$\frac{\partial g(2p-1)}{\partial Q_{G_q}} = \frac{\partial g(2p-1)}{\partial Q_{D_p}} = 0 \quad (\text{II.13})$$

$$\frac{\partial g(2p)}{\partial P_{G_q}} = \frac{\partial g(2p)}{\partial P_{D_q}} = 0 \quad (\text{II.14})$$

d) Termos do tipo  $\partial g/\partial t$  e  $\partial g/\partial \emptyset$

As equações II.1 e II.2 podem ser reescritas como:

$$g(2p-1) = P_{D_p} - P_{G_p} + \sum_{q=1}^n P_{pq} = 0 \quad (\text{II.15})$$

$$g(2p) = Q_{D_p} - Q_{G_p} + \sum_{q=1}^n Q_{pq} = 0 \quad (\text{II.16})$$

Se o transformador encontra-se entre duas barras específicas  $k$  e  $l$ , de acordo com as equações I.24, I.25, I.26 e I.27, tem-se:

$$\begin{aligned} g(2k - 1) = & P_{D_k} - P_{G_k} + t^2 V_k^2 g_{kl} - tV_k V_l g_{kl} \cos \theta_{kl} \cos \emptyset + \\ & + tV_k V_l g_{kl} \text{sen} \theta_{kl} \text{sen} \emptyset - tV_k V_l b_{kl} \text{sen} \theta_{kl} \cos \emptyset \\ & - tV_k V_l b_{kl} \cos \theta_{kl} \text{sen} \emptyset + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq l}}^n P_{kj} = 0 \end{aligned} \quad (\text{II.17})$$

$$\begin{aligned} g(2l - 1) = & P_{D_l} - P_{G_l} + g_{kl} + g_{kl} V_l^2 - tV_l V_k g_{lk} \cos \theta_{lk} \cos \emptyset \\ & - tV_l V_k g_{lk} \text{sen} \theta_{lk} \text{sen} \emptyset - tV_l V_k b_{lk} \text{sen} \theta_{lk} \cos \emptyset \\ & + tV_l V_k b_{lk} \cos \theta_{lk} \text{sen} \emptyset + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n P_{lj} = 0 \end{aligned} \quad (\text{II.18})$$

$$\begin{aligned} g(2k) = & Q_{D_k} - Q_{G_k} - t^2 b_{kl} V_k^2 + tV_k V_l b_{kl} \cos \theta_{kl} \cos \emptyset \\ & - tV_k V_l \text{sen} \theta_{kl} \text{sen} \emptyset - tV_k V_l g_{kl} \text{sen} \theta_{kl} \cos \emptyset \\ & - tV_k V_l g_{kl} \cos \theta_{kl} \text{sen} \emptyset + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq l}}^n Q_{kj} \end{aligned} \quad (\text{II.19})$$

$$\begin{aligned}
 g(21) &= Q_{D_1} - Q_{G_1} - b_{1k} V_1^2 + tV_1 V_k b_{1k} \cos\theta_{kl} \cos\emptyset \\
 &+ tV_1 V_k b_{1k} \text{sen}\theta_{kl} \text{sen}\emptyset - tV_1 V_k g_{1k} \text{sen}\theta_{kl} \cos\emptyset \\
 &+ tV_1 V_k g_{1k} \cos\theta_{kl} \text{sen}\emptyset + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Q_{1j}
 \end{aligned} \tag{II.20}$$

De onde:

$$\frac{\partial g(2k-1)}{\partial t} = \frac{G_{k1}}{t} V_k V_1 \cos\theta_{kl} + \frac{B_{k1}}{t} V_k V_1 \text{sen}\theta_{kl} + 2tV_k^2 g_{k1} \tag{II.21}$$

$$\frac{\partial g(2k-1)}{\partial \emptyset} = -V_k V_1 G_{k1} \text{sen}\theta_{kl} + V_k V_1 B_{k1} \cos\theta_{kl} \tag{II.22}$$

$$\frac{\partial g(21-1)}{\partial t} = \frac{G_{1k}}{t} \cdot V_1 V_k \cos\theta_{kl} + \frac{B_{1k}}{t} V_1 V_k \text{sen}\theta_{kl} \tag{II.23}$$

$$\frac{\partial g(21-1)}{\partial \emptyset} = V_1 V_k G_{1k} \text{sen}\theta_{kl} - V_1 V_k B_{1k} \cos\theta_{kl} \tag{II.24}$$

$$\frac{\partial g(2k)}{\partial t} = \frac{G_{k1}}{t} \cdot V_k V_1 \text{sen}\theta_{kl} - \frac{B_{k1}}{t} V_k V_1 \cos\theta_{kl} - 2tb_{k1} V_k^2 \tag{II.25}$$

$$\frac{\partial g(2k)}{\partial \emptyset} = V_k V_1 G_{k1} \cos\theta_{kl} + V_k V_1 B_{k1} \text{sen}\theta_{kl} \tag{II.26}$$

$$\frac{\partial g(21)}{\partial t} = \frac{G_{1k}}{t} \cdot V_1 V_k \text{sen}\theta_{kl} - \frac{B_{1k}}{t} \cdot V_1 V_k \cos\theta_{kl} \tag{II.27}$$

$$\frac{\partial g(2l)}{\partial \theta} = -V_{1k} V_{lk} G_{lk} \cos \theta_{lk} - V_{1k} V_{lk} B_{lk} \sin \theta_{lk} \quad (\text{II.28})$$

## II.2 - Formação das matrizes $H_x$ e $H_u$

a) Termos do tipo  $\partial P_G / \partial \theta$ ,  $\partial P_G / \partial V$ ,  $\partial P_G / \partial P$ ,  $\partial P_G / \partial t$ ,  
 $\partial P_G / \partial \theta$

Explicitando  $P_G$  em II.1, II.17 e II.18 tem-se:

$$P_{G_p} = g(2p - 1) \quad (\text{II.29})$$

$$P_{G_k} = g(2k - 1) \quad (\text{II.30})$$

$$P_{G_1} = g(2l - 1) \quad (\text{II.31})$$

Logo, as expressões das derivadas serão as mesmas previamente encontradas.

b) Termos do tipo  $\partial Q_G / \partial \theta$ ,  $\partial Q_G / \partial V$ ,  $\partial Q_G / \partial P$ ,  $\partial Q_G / \partial t$ ,  
 $\partial Q_G / \partial \theta$

Analogamente ao caso anterior tem-se:

$$Q_{G_p} = g(2p) \quad (\text{II.32})$$

$$Q_{G_k} = g(2k) \quad (\text{II.33})$$

$$Q_{G_1} = g(2l) \quad (\text{II.34})$$

As mesmas considerações do item anterior são válidas para este caso.

c) Termos do tipo  $\partial S/\partial\theta$ ,  $\partial S/\partial V$ ,  $\partial S/\partial P$ ,  $\partial S/\partial t$ ,  
 $\partial S/\partial\phi$ .

Supondo que o ramo de transmissão esteja entre as barras k e l, pode-se escrever que:

$$S_{kl} = \sqrt{P_{kl}^2 + Q_{kl}^2} \quad (\text{II.35})$$

$$S_{lk} = \sqrt{P_{lk}^2 + Q_{lk}^2} \quad (\text{II.36})$$

Derivando estas expressões em relação a uma variável fictícia z, obtém-se:

$$\frac{\partial S_{kl}}{\partial z} = \frac{\partial S_{kl}}{\partial P_{kl}} \cdot \frac{\partial P_{kl}}{\partial z} + \frac{\partial S_{kl}}{\partial Q_{kl}} \cdot \frac{\partial Q_{kl}}{\partial z} \quad (\text{II.37})$$

$$\frac{\partial S_{lk}}{\partial z} = \frac{\partial S_{lk}}{\partial P_{lk}} \cdot \frac{\partial P_{lk}}{\partial z} + \frac{\partial S_{lk}}{\partial Q_{lk}} \cdot \frac{\partial Q_{lk}}{\partial z} \quad (\text{II.38})$$

ou:

$$\frac{\partial S_{kl}}{\partial z} = \frac{P_{kl}}{S_{kl}} \cdot \frac{\partial P_{kl}}{\partial z} + \frac{Q_{kl}}{S_{kl}} \cdot \frac{\partial Q_{kl}}{\partial z} \quad (\text{II.39})$$

$$\frac{\partial S_{lk}}{\partial z} = \frac{P_{lk}}{S_{lk}} \cdot \frac{\partial P_{lk}}{\partial z} + \frac{Q_{lk}}{S_{lk}} \cdot \frac{\partial Q_{lk}}{\partial z} \quad (\text{II.40})$$

Logo, o problema resume-se em calcular as expressões para as derivadas de  $P_{kl}$ ,  $Q_{kl}$ ,  $P_{lk}$  e  $Q_{lk}$  em relação às variáveis envolvidas. É fácil verificar que:

$$\frac{\partial P_{k1}}{\partial \theta} = \frac{\partial g(2k - 1)}{\partial \theta} \quad (\text{II.41})$$

$$\frac{\partial P_{1k}}{\partial \theta} = \frac{\partial g(21 - 1)}{\partial \theta} \quad (\text{II.42})$$

$$\frac{\partial Q_{k1}}{\partial \theta} = \frac{\partial g(2k)}{\partial \theta} \quad (\text{II.43})$$

$$\frac{\partial Q_{1k}}{\partial \theta} = \frac{\partial g(21)}{\partial \theta} \quad (\text{II.44})$$

$$\frac{\partial P_{k1}}{\partial V} = \frac{\partial g(2k - 1)}{\partial V} \quad (\text{II.45})$$

$$\frac{\partial P_{1k}}{\partial V} = \frac{\partial g(21 - 1)}{\partial V} \quad (\text{II.46})$$

$$\frac{\partial Q_{k1}}{\partial V} = \frac{\partial g(2k)}{\partial V} \quad (\text{II.47})$$

$$\frac{\partial Q_{1k}}{\partial V} = \frac{\partial g(21)}{\partial V} \quad (\text{II.48})$$

$$\frac{\partial P_{k1}}{\partial P} = \frac{\partial g(2k - 1)}{\partial P} \quad (\text{II.49})$$

$$\frac{\partial P_{1k}}{\partial P} = \frac{\partial g(21 - 1)}{\partial P} \quad (\text{II.50})$$

$$\frac{\partial Q_{k1}}{\partial P} = \frac{\partial g(2k)}{\partial P} \quad (\text{II.51})$$

$$\frac{\partial Q_{1k}}{\partial P} = \frac{\partial g(21)}{\partial P} \quad (\text{II.52})$$

$$\frac{\partial P_{k1}}{\partial t} = \frac{\partial g(2k - 1)}{\partial P} \quad (\text{II.53})$$

$$\frac{\partial P_{1k}}{\partial t} = \frac{\partial g(21 - 1)}{\partial P} \quad (\text{II.54})$$

$$\frac{\partial Q_{k1}}{\partial t} = \frac{\partial g(2k)}{\partial t} \quad (\text{II.55})$$

$$\frac{\partial Q_{1k}}{\partial t} = \frac{\partial g(21)}{\partial t} \quad (\text{II.56})$$

$$\frac{\partial P_{k1}}{\partial \theta} = \frac{\partial g(2k - 1)}{\partial \theta} \quad (\text{II.57})$$

$$\frac{\partial P_{1k}}{\partial \theta} = \frac{\partial g(21 - 1)}{\partial \theta} \quad (\text{II.58})$$

$$\frac{\partial Q_{k1}}{\partial \theta} = \frac{\partial g(2k)}{\partial \theta} \quad (\text{II.59})$$

$$\frac{\partial Q_{1k}}{\partial \theta} = \frac{\partial g(21)}{\partial \theta}$$

(II.60)