

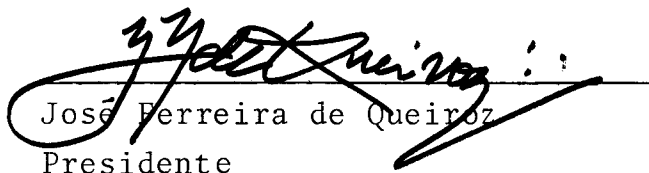
CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE GERAÇÃO-TRANSMISSÃO:

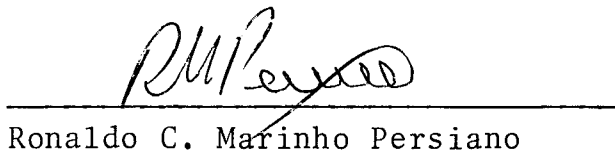
UMA METODOLOGIA

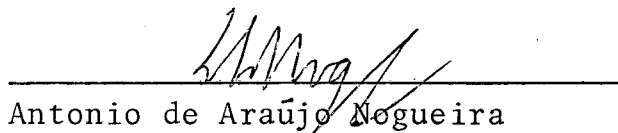
João Carlos de Oliveira Aires


TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (M.Sc.).

Aprovada por:


José Ferreira de Queiroz
Presidente


Ronaldo C. Marinho Persiano


Antonio de Araújo Nogueira


Djalma Mosqueira Falcão

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
AGOSTO DE 1982

AIRES, JOÃO CARLOS DE OLIVEIRA

Confiabilidade de Sistemas de Geração-Transmissão: Uma Metodologia (Rio de Janeiro) 1982.

IX, 92 p. 29,7 cm (COPPE-UFRJ, M.Sc., Engenharia de Sistemas e Computação, 1982).

Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Fac. de Engenharia.

1. Confiabilidade

I. COPPE/UFRJ

II. Título (Série)

À Maria José e

Fabírcia.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor José Ferreira de Queiroz, pela orientação.

À LIGHT - Serviços de Eletricidade S.A., pela oportunidade de obtenção do Grau de Mestre em Ciências.

Às bibliotecárias Maria Lúcia e Lêda, pelo fornecimento de cópias de artigos em referência.

À Daisy pelo trabalho datilográfico.

RESUMO

O presente trabalho apresenta uma metodologia para o cálculo de índices de confiabilidade para sistemas de geração-transmissão (sistemas compostos), onde os subsistemas geração e transmissão são considerados de uma forma integrada.

A análise dos estados de emergência é feita por um programa de fluxo de potência desacoplado rápido que verifica a existência de violações de tensão em barras e/ou de carregamento em linhas de transmissão. Na determinação dos índices de confiabilidade é levado em conta aspectos como a possibilidade de falhas de modo comum em linhas de transmissão, e a necessidade de redespacho de geração e/ou interrupção de cargas para eliminar as violações de carregamento.

ABSTRACT

This work presents a methodology for the calculation of reliability indices of generation-transmission systems (composite systems) where the generation and transmission subsystems are taken into account in an integrated manner.

The analysis of the emergency states is performed by a fast decoupled load flow digital program that searches for the violation of voltages limits and/or transmission line overloads. For the determination of these reliability indices, the possibilities of common mode failures in transmission lines and the necessity of generation rescheduling and/or load curtailment to eliminate overloads are taken into account.

ÍNDICE

	<u>Pág.</u>
<u>CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO.....</u>	1
I.1 - Confiabilidade Aplicada ao Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.....	1
I.2 - Revisão e Organização do Trabalho.....	3
<u>CAPÍTULO II - FASES DE UM ESTUDO DE CONFIABILIDADE.....</u>	6
II.1 - Introdução.....	6
II.2 - Dados de Falha de Componentes.....	7
II.3 - Avaliação da Confiabilidade.....	10
<u>CAPÍTULO III - UMA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE PARA SISTEMAS COMPOSTOS.....</u>	14
III.1 - Introdução.....	14
III.2 - Métodos Analíticos.....	15
III.3 - Efeitos de Falhas em Sistemas Compostos.....	18
III.4 - Procedimento Geral Para a Determinação de Índices de Confiabilidade.....	21
III.5 - Modelo a Dois Estados para Unidades Geradoras...	23
III.6 - Modelo Para Linhas de Transmissão Incluindo Falhas de Modo Comum.....	25
III.7 - Modelo de Carga do Sistema.....	26

	<u>Pág.</u>
<u>CAPÍTULO IV - MÉTODOS DE ELIMINAÇÃO DE SOBRECARGAS.....</u>	30
IV.1 - Introdução.....	30
IV.2 - Métodos Linearizados.....	31
IV.3 - Algoritmo do Método Desacoplado.....	35
IV.4 - Método do Fator de Potência Constante.....	39
<u>CAPÍTULO V - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE ASSOCIADOS À SIS- TEMAS COMPOSTOS.....</u>	41
V.1 - Introdução.....	41
V.2 - Classificação dos Índices de Confiabilidade.....	42
V.3 - Índices Associados à K-ésima Barra do Sistema.....	44
V.4 - Índices Associados ao Sistema Composto.....	47
<u>CAPÍTULO VI - IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL.....</u>	49
VI.1 - Introdução.....	49
VI.2 - Principais Sub-Rotinas do Programa.....	51
VI.3 - Caso Exemplo.....	53
<u>CAPÍTULO VII - CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FU- TUROS.....</u>	68
<u>REFERÊNCIAS.....</u>	70

	<u>Pág.</u>
<u>APÊNDICE A - MODELOS PARA REPRESENTAÇÃO DE FALHAS DE MO-</u> <u>DO COMUM EM LINHAS DE TRANSMISSÃO.....</u>	75
<u>APÊNDICE B - FORMAÇÃO DA MATRIZ A.....</u>	88

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

I.1 - CONFIABILIDADE APLICADA AO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os estudos de confiabilidade em Sistemas de Energia Elétrica (SEE) são realizados visando dois propósitos:

- 1) Planejamento a longo prazo;
- 2) Decisões para operação do sistema e fixação da segurança do mesmo.

No primeiro são obtidos cálculos de confiabilidade em estado permanente, enquanto no segundo são feitas predições instantâneas da confiabilidade. Estes dois tipos de estudos podem exigir modelos e abordagens muito diferentes.

Em ambos os estudos, a confiabilidade é entendida como a probabilidade que o sistema venha a suprir, num determinado período de tempo, a demanda da carga, levando-se em conta a ocorrência de contingências nos subsistemas de geração e transmissão.

De uma maneira geral ^[1] os estudos de planejamento de um SEE desenvolvem-se em uma sequência bastante enca-

deada, da qual destacamos as seguintes fases:

- 1) Preparação de dados;
- 2) Formulação e pré-seleção de alternativas;
- 3) Estudos elétricos;
- 4) Estudos econômicos;
- 5) Avaliação final.

Embora já existam procedimentos automáticos que executem estas fases [2], convencionalmente este trabalho é feito utilizando a experiência do engenheiro de planejamento e o programa de fluxo de potência.

As alternativas para a expansão do sistema de transmissão são elaboradas para o ano horizonte, para o qual se tem uma previsão de demanda a ser suprida e para o qual foi definido um parque gerador.

Para se definir ano a ano as configurações de cada alternativa é necessário que a mesma seja tecnicamente aceitável (alternativa viável), ou seja, que tenha condições de suprir as cargas tanto em condições normais, como em emergência. Os estudos de planejamento deverão indicar a evolução mais econômica possível para o sistema.

Para que se possa determinar outras vantagens de uma alternativa em relação às demais, além dos custos de implementação das mesmas, torna-se importante a adoção de outras técnicas de planejamento nas quais a confiabilidade dos subsistemas de geração e transmissão seja avaliada como um todo.

A determinação de índices globais de confiabilidade para o sistema elétrico ("bulk reliability"), permite que sejam quantificados para as alternativas em análise, custos de energia não fornecida, bem como outros índices não diretamente associados a custos.

Uma vez analisadas todas as alternativas, a "melhor solução" para a expansão do sistema será escolhida a partir do nível de confiabilidade levantado para as alternativas e de seus custos de implementação.

O segundo propósito dos estudos de confiabilidade não será tratado aqui pois foge ao escopo deste trabalho.

I.2 - REVISÃO E ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho apresenta uma metodologia para determinação de índices de confiabilidade para sistemas de geração-transmissão (sistemas compostos), desenvolvida a partir do procedimento geral, proposto por Endrenyi ^{|3|}, que permite a obtenção dos índices globais definidos em IEEE Working Group ^{|4|} e Billinton et al. ^{|5|}, considerando de forma inte-

grada os subsistemas de geração e transmissão.

As técnicas de cálculo de índices de confiabilidade para sistemas compostos começaram a aparecer entre o fim da década de 60 e o início da de 70 conforme Billinton |⁶|; Bhavaraju |⁷| e Billinton e Bhavaraju |⁸|. Nesta última referência é proposta a utilização de um fluxo de potência AC para cada contingência, isto torna computacionalmente dispendiosa a obtenção dos índices de confiabilidade.

Neste trabalho, os estados de contingência são analisados por um programa de fluxo de potência desacoplado rápido, Stott e Alsac |⁹|, e os índices de confiabilidade obtidos, levam em consideração aspectos como a possibilidade de falhas de modo comum em linhas de transmissão com dois circuitos na mesma torre, IEEE Task Force |¹⁰|, Billinton et al |¹¹|, Allan et al. |¹²| e Billinton et al. |¹³|, e a necessidade de redespacho de geração e/ou interrupção de cargas no caso de sobrecargas em transformadores e linhas de transmissão, Billinton et al. |¹⁴|.

Uma descrição sumária do roteiro deste trabalho é dada a seguir.

No Capítulo II são relacionadas as principais fases de um estudo típico de confiabilidade, bem como são feitos alguns comentários sobre os dados de falha e sobre algumas metodologias de avaliação.

O procedimento geral para determinação de índices de confiabilidade proposto por Endrenyi [3] e a modelagem dos diversos componentes de um sistema composto, tais como geradores, linhas de transmissão e cargas, é apresentado no Capítulo III, enquanto que o Capítulo IV se refere aos métodos de eliminação de sobrecargas em transformadores e linhas de transmissão.

O Capítulo V aborda os índices de confiabilidade. Foram definidos aqueles que podem ser obtidos a partir da metodologia de cálculo apresentada nos capítulos anteriores.

Uma descrição dos aspectos computacionais utilizados na elaboração de um programa em linguagem FORTRAN, bem como do caso exemplo é dada no Capítulo VI.

Finalmente, no Capítulo VII são apresentadas algumas sugestões para trabalhos futuros relacionados com o assunto aqui tratado.

CAPÍTULO II

FASES DE UM ESTUDO DE CONFIABILIDADE

II.1 - INTRODUÇÃO

Um estudo típico de confiabilidade envolve as seguintes fases principais, Endrenyi ³:

1. Coleta e avaliação de dados de falha de componentes (banco de dados);
2. Definição dos índices de confiabilidade a serem calculados;
3. Desenvolvimento e solução de modelos matemáticos;
4. Definição de critérios;
5. Avaliação da confiabilidade.

Os Capítulos III e IV deste trabalho referem-se à fase 3 e o Capítulo V à fase 2. As Seções II.2, II.3 comentam sobre as fases 1 e 5, respectivamente. Quanto à fase 4, vale ressaltar que, a definição de critérios de confiabilidade, ou seja, a fixação qualitativa e quantitativa dos índices com os quais os resultados dos estudos de confiabilidade devem ser comparados, tem sido feita a partir de aspectos como:

- 1) Desempenho passado do sistema;
- 2) Experiência de outras empresas;
- 3) Comparação com resultados obtidos de uma simulação de Monte Carlo do mesmo sistema;
- 4) Consenso normativo.

II.2 - DADOS DE FALHA DE COMPONENTES

A validade dos estudos de confiabilidade está relacionada com a qualidade das informações sobre o sistema. A determinação destas informações (dados de falha e reparo dos componentes) consiste inicialmente de duas etapas: a coleta de dados e a avaliação estatística dos dados amostrais.

Os dados para os componentes de um sistema de energia elétrica originam-se de coletas baseadas nos relatórios de interrupção recebidos do campo. As principais informações relatadas em caso de um incidente são as seguintes:

- 1) Categoria de saída (forçada, programada);
- 2) Tipo de saída (transitória, permanente);
- 3) Componente que originou a saída;
- 4) Causa da saída (falha de componente, descarga atmosférica, atuação indevida de proteção, etc.);
- 5) Duração da saída;

- 6) Tempo de chaveamento;
- 7) Condições atmosféricas.

A partir destas informações podem ser obtidas as taxas de falhas e reparo dos componentes por categorias, tipos de saída, e para as condições normal e adversa do tempo. Para tal, é imprescindível a existência de uma nomenclatura baseada em definições rigorosas, IEEE Commitee Report ^[15] e ^[16], GCOI ^[17], CIER ^[18] e um tratamento estatístico consistente, Patton ^[19], Billinton ^[20].

Um banco de dados que atenda as necessidades de um estudo de confiabilidade deve:

1. Abranger um período de coleta suficientemente significativo;
2. Conter definições precisas dos eventos coletados;
3. Abranger uma população suficientemente extensa sob o ponto de vista estatístico;
4. Fornecer além dos parâmetros estatísticos usuais (expectâncias e variâncias), os níveis de confiança dos dados.

Quando o estudo de confiabilidade aborda os subsistemas de geração e transmissão (sistema composto), apenas dois tipos de componentes são normalmente representados, unidades geradoras e linhas de transmissão. Os transformadores podem

ser considerados como linhas de transmissão, enquanto as falhas nas subestações que afetam a rede de transmissão são consideradas por um ajuste apropriado nas taxas de falha das linhas.

Para as unidades geradoras, os parâmetros usualmente utilizados são as 'taxas' de saída forçada (FOR), os tempos médios para falha (TMPF) e os tempos médios para reparo (TMPR).

As taxas de falha permanentes das linhas de transmissão são usualmente compostas de dois componentes: um que é proporcional ao comprimento da linha, e outro que é proporcional ao número de terminais:

$$\lambda_P = \lambda_L L + \lambda_T \quad (\text{II.1})$$

O primeiro termo, representando as falhas próprias da linha, depende de condições atmosféricas, e em muitos modelos é representado por diferentes valores para períodos de tempo normal e adverso.

A combinação série dos componentes, linha de transmissão e terminal dá o seguinte tempo de duração equivalente:

$$R_P = (\lambda_L R_L + \lambda_T R_T) / (\lambda_L + \lambda_T) \quad (\text{II.2})$$

onde,

λ_L e R_L são, respectivamente, a taxa de falha e o tempo de reparo da linha;

λ_T e R_T são, respectivamente, a taxa de falha e o tempo de reparo equivalentes dos equipamentos terminais que são chaveados com a linha.

Dependendo da modelagem dos componentes do sistema, outros dados podem ser necessários, tais como: periodicidade da manutenção e tempo de manutenção (geradores e linhas), taxas de falhas temporárias, taxas de falhas comuns (linhas), etc. Dados típicos para os sistemas de geração e transmissão são apresentados na referência ^[21].

II.3 - AVALIAÇÃO DA CONFIABILIDADE

Conforme mencionado, esta constitui a última fase de uma metodologia de cálculo de confiabilidade; é simples quando se deseja apenas determinar a confiabilidade relativa de alternativas de planejamento, por outro lado é muito mais difícil quando se trata de avaliação absoluta. Neste caso, tem sido utilizado os seguintes métodos, Endrenyi ^[3], Patton et al. ^[22].

No primeiro método (método empírico), a confiabilidade absoluta do sistema é comparada com um nível de confiabilidade fixado que é considerado aceitável devido a uma reação do público ao desempenho da confiabilidade no passado e/ou devi

do a experiência profissional do engenheiro. Tem como desvantagem o fato de não avaliar os prejuízos consequentes das interrupções e o custo necessário para se alcançar um dado nível de confiabilidade.

Um segundo método de avaliação da confiabilidade absoluta baseia-se na efetividade do custo dos investimentos para a melhoria do desempenho da confiabilidade. De acordo com a Figura II.1, que mostra o formato da curva custo de investimentos versus confiabilidade, observa-se que o planejador tem interesse em níveis de confiabilidade situados na região do "joeelho" da curva, já que a partir daí os investimentos seriam cada vez mais elevados. Esta abordagem apresenta como desvantagem o fato de não considerar diretamente as necessidades de cada consumidor em termos de confiabilidade de suprimento.

O terceiro método de avaliação da confiabilidade absoluta do sistema procura estabelecer um nível ótimo de confiabilidade contrabalançando os custos de investimentos no sistema e os prejuízos causados pelas interrupções de suprimento. Este método, teoricamente o mais equitativo para a avaliação da confiabilidade absoluta, tem tido sua aplicação dificultada devido a falta de dados sobre os custos de interrupção. A Figura II.2 indica o nível de confiabilidade (ótimo) associado ao custo total mínimo.

No caso de comparação de alternativas, onde são utilizados apenas índices relativos, é sempre recomendável a

realização de estudos de sensibilidade dos índices face à variações nas taxas de falha.

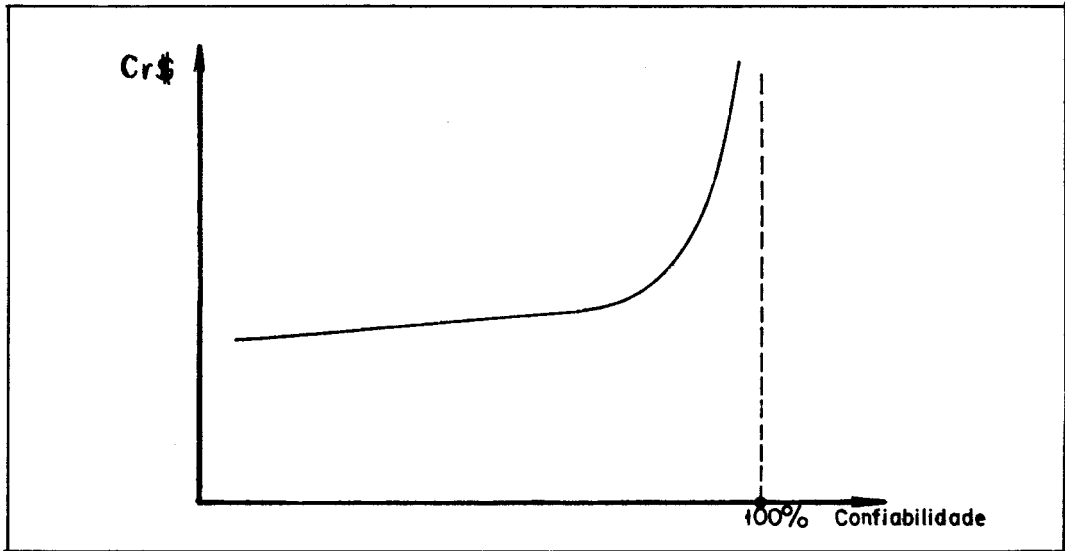


FIGURA II - 1 — Custo de investimento versus nível de confiabilidade

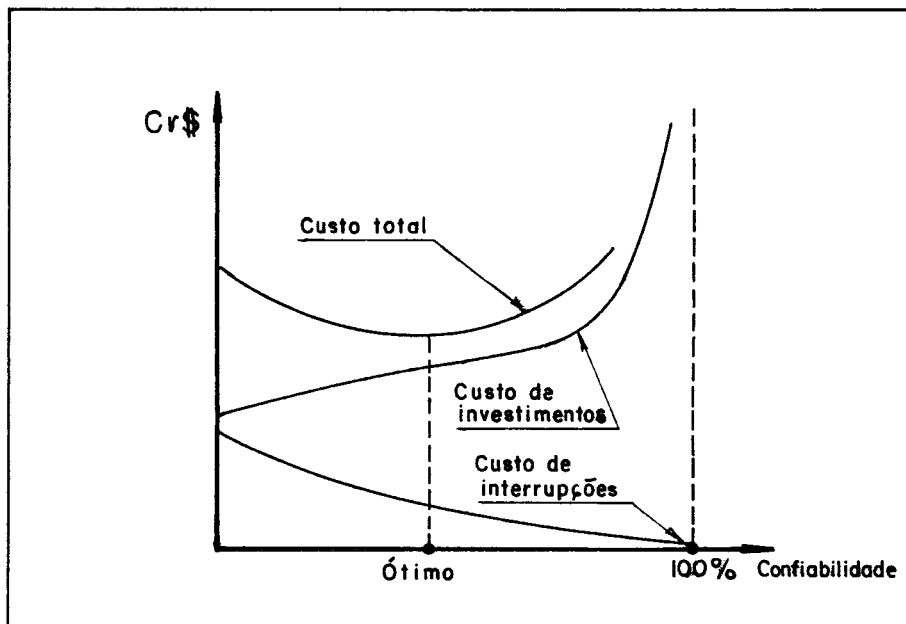


FIGURA II - 2 — Custo total versus nível de confiabilidade

CAPÍTULO III

UMA METODOLOGIA DE AVALIAÇÃO DA DA CONFIABILIDADE PARA SISTEMAS COMPOSTOS

III.1 - INTRODUÇÃO

Os métodos probabilísticos para o cálculo dos índices de confiabilidade em geral estão classificados em duas categorias:

1. Métodos analíticos;
2. Métodos de simulação Monte Carlo.

Os métodos analíticos usam diretamente os conhecimentos da teoria de probabilidades para o cálculo dos índices de confiabilidade; já nos métodos de simulação Monte Carlo, os índices são calculados a partir do relato histórico simulado da operação do sistema.

A vantagem dos métodos de Monte Carlo é que o desempenho dos sistemas que são influenciados por eventos probabilísticos podem ser estudados com o mínimo de hipóteses e sem o tratamento explícito das leis probabilísticas, as quais põe em destaque a natureza estocástica do sistema. Por outro lado, este método apresenta como desvantagem um elevado tempo de computação usualmente exigido para simular relatos históricos suficientes para produzir valores estatisticamente significantes pa

ra os índices de confiabilidade.

III.2 - MÉTODOS ANALÍTICOS

Os métodos analíticos podem ser subdivididos em:

1. Métodos que avaliam os eventos falha de geração e transmissão independentemente;
2. Métodos que avaliam os eventos falhas de geração e transmissão simultaneamente.

O método que supõe o tratamento independente da geração e da transmissão, parte da hipótese básica que os fluxos de potência na transmissão não são função do estado das unidades geradoras do sistema, e os cálculos dos índices de confiabilidade do sistema composto são efetuados separadamente para a transmissão e para a geração, combinando-se posteriormente os resultados. As probabilidades em estado permanente, P_{SC} , a frequência, F_{SC} , e a duração, D_{SC} , dos eventos de falha do sistema composto podem ser obtidas através de expressões aproximadas, tais como, Patton et al. ^[22]:

$$P_{SC} = P_G + P_T - P_G P_T \approx P_G + P_T \quad (\text{III.1})$$

$$F_{SC} \approx F_G + F_T \quad (\text{III.2})$$

$$D_{SC} \approx (D_G F_G + D_T F_T) / F_{SC} \quad (\text{III.3})$$

onde, P_G , F_G e D_G são as probabilidades, as frequências e as durações dos eventos de falha em unidades geradoras; e,

P_T , F_T e D_T são as probabilidades, as frequências e as durações dos eventos de falha em linhas de transmissão.

As equações (III.1), (III.2) e (III.3) são melhor compreendidas considerando as falhas de geração e transmissão como conjuntos de corte mínimo do sistema composto.

Se os fluxos de potência no sistema são significativamente relacionados à condição funcional dos geradores, os eventos de falha de geração e transmissão devem ser considerados simultaneamente no cálculo dos índices de confiabilidade do sistema, Billinton |⁶|. Isto aumenta acentuadamente a dificuldade de cálculo dos índices de confiabilidade devido ao aumento do número de estados do sistema e à necessidade de recalcular os fluxos de potência para cada variação da condição funcional da geração, Billinton e Bhavaraju |⁸|. O procedimento geral para calcular os índices de confiabilidade é o seguinte:

1. Determinar os conjuntos de corte mínimo do sistema que exprimam as saídas de componentes e nível de carga. Tais conjuntos de corte mínimo definem os conjuntos mínimos de componentes cuja saída, em um nível de carga particular do sistema, ou acima do mesmo, resultará em uma inabilidade de suprir completamente as exigências de um ou mais pontos de carga do sistema. A determinação destes conjuntos de cortes míni-

nos requer, em geral, que os cálculos de fluxo de potência sejam feitos considerando as saídas de componentes e níveis de carga;

2. Uma vez que os conjuntos de corte mínimo do sistema tenham sido determinados, a probabilidade, a frequência e a duração média do estado de falha são facilmente determinados usando as técnicas descritas ao longo deste capítulo.

A principal dificuldade prática no cálculo dos índices de confiabilidade em um sistema composto, para os sistemas de geração ou transmissão tratados independentemente ou não, é a determinação dos conjuntos de corte mínimo que devem ser identificados através de cálculos de fluxo de potência. Enumeração direta dos possíveis conjuntos de corte mínimo e a avaliação dos mesmos por um fluxo de potência AC pode não ser exequível. Face a estas dificuldades, têm sido pesquisados métodos que evitam a enumeração direta dos estados, e que utilizam modelos de fluxo de potência desacoplados, lineares e métodos das redes de transporte, Garver ^[25] e Manzoni et al. ^[26]. Estes últimos, embora sejam pouco precisos na estimação dos fluxos nas linhas, pois só levam em conta a primeira lei de Kirchhoff, são muito mais rápidos que os demais.

O método analítico para cálculo de índices de confiabilidade utilizado neste trabalho é apresentado na Seção III.4 e se baseia nos critérios de falha expostos na Seção III.3.

III.3 - EFEITOS DE FALHAS EM SISTEMAS COMPOSTOS

Há vários critérios pelos quais um estado de um sistema pode ser testado antes dele ser julgado em sucesso ou em falha. Em geral, um sistema composto é considerado em falha se o suprimento à carga é interrompido ou seus níveis de tensão ou frequência tornam-se inaceitáveis. Ao se considerar a presença simultânea da transmissão e da geração, a condição de sistema em falha surge se algum dos seguintes eventos ocorrer:

1. Não há geração disponível no sistema para atender a carga;
2. A continuidade de suprimento a um ponto de carga é interrompida;
3. Linhas de transmissão estão com sobrecargas;
4. Tensões em barras estão fora das tolerâncias.

Dependendo do tipo de estudo as tensões nas barras não são consideradas tão críticas como sobrecargas nas linhas e os critérios de tensão podem então ser relaxados.

Uma falha por algum dos eventos mencionados não significa geralmente o colapso do sistema inteiro; embora; por exemplo, uma condição de sobrecarga possa desenvolver uma sequência de eventos em cascata resultando finalmente na separação do sistema em partes, é muito mais provável que tal catástrofe

trofe seja impedida por chaveamento, redespacho de geração ou alívio de carga.

Da forma como definida, as falhas do sistema constituem a base para os cálculos dos índices de confiabilidade de sistemas compostos onde a geração e a transmissão não são considerados independentemente. Em certas contingências, o sistema pode tornar-se instável e falhar até mesmo sem ocorrer falha por algum dos critérios já mencionados. A consideração de tais eventos está fora do escopo deste trabalho.

Em geral, os métodos de avaliação da confiabilidade são baseados em uma amostragem dos estados do sistema (por enumeração de estado, simulação de Monte Carlo, etc...) e em testes de estados selecionados contra critérios de falha. Os estados podem compreender falhas de linha, falhas de unidade ou ambas. A árvore de falha da Figura III.1 ilustra os possíveis efeitos destas falhas em termos das violações descritas pelos critérios de falha do sistema. As relações neste diagrama ajudam a determinar os critérios pelos quais dado estado do sistema deve ser verificado.

As linhas tracejadas na Figura III.1 indicam como as violações por todos os critérios de falha do sistema levam a um estado de perda de carga caso a condição de falha original não seja eliminada por medidas de operação.

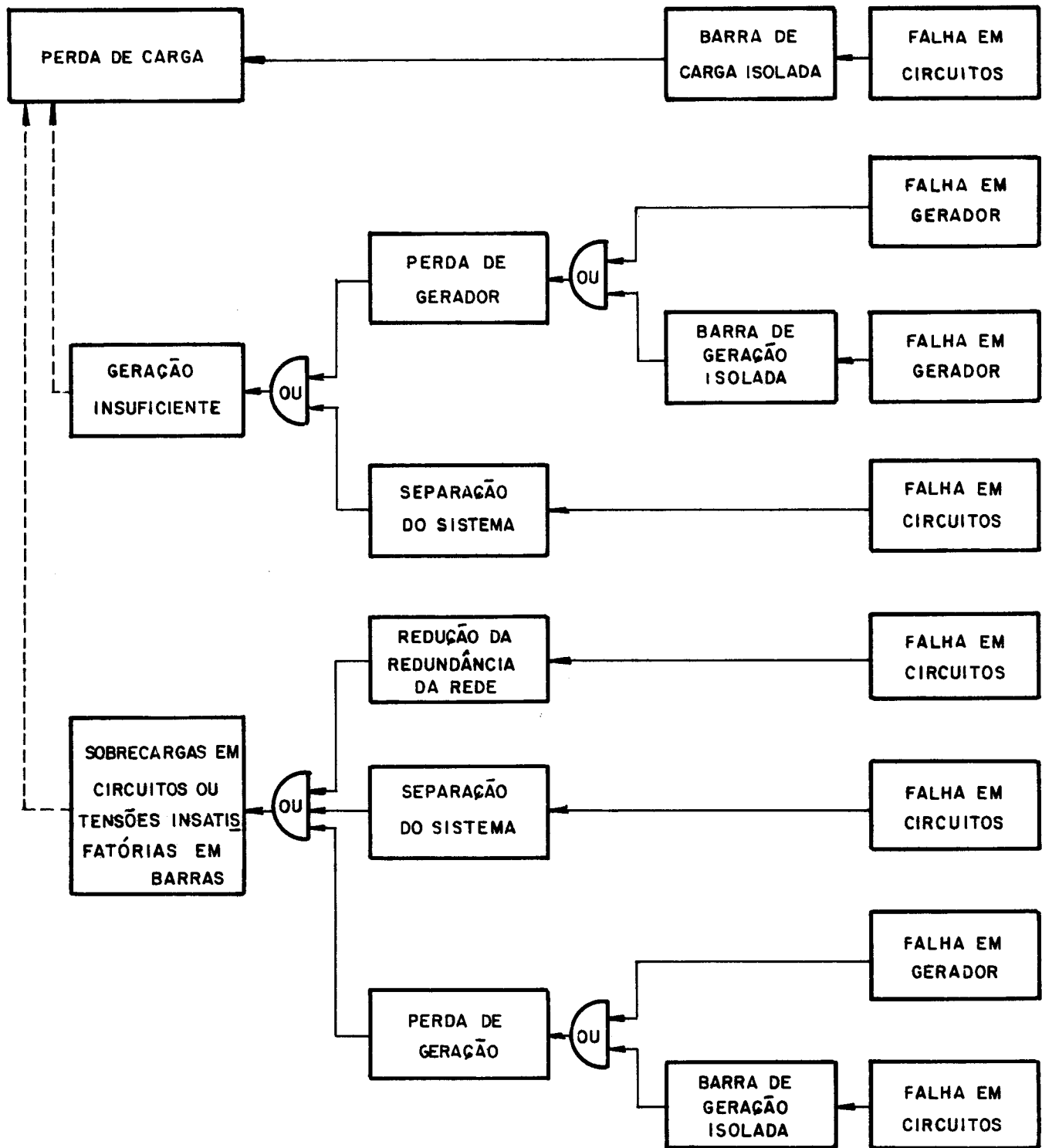


FIGURA III-1 — Efeito de falhas em sistemas compostos

III.4 - PROCEDIMENTO GERAL PARA A DETERMINAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Baseado nas relações da árvore de falha da Figura III.1, o fluxograma ilustrado na Figura III.2, estabelece um procedimento geral para o cálculo de índices de confiabilidade que considera simultaneamente os subsistemas geração e transmissão, e enumeração direta de estados.

No fluxograma da Figura III.2, os estados com geração insuficiente (retângulo 1) não são testados contra outros critérios. Os carregamentos nas linhas de transmissão e as tensões nas barras são determinados por um programa de fluxo de potência. Vários índices de falhas podem ser obtidos, tais como:

- 1) Índices relativos à perda de carga em barras isoladas (retângulo 2);
- 2) Índices relativos à sobrecargas em linhas de transmissão (retângulo 3);
- 3) Índices relativos às violações de tensão em barras (retângulo 4).

Os índices relativos às sobrecargas podem ser substituídos por índices que quantifiquem interrupções de cargas em barras, desde que sejam usados métodos adequados para a

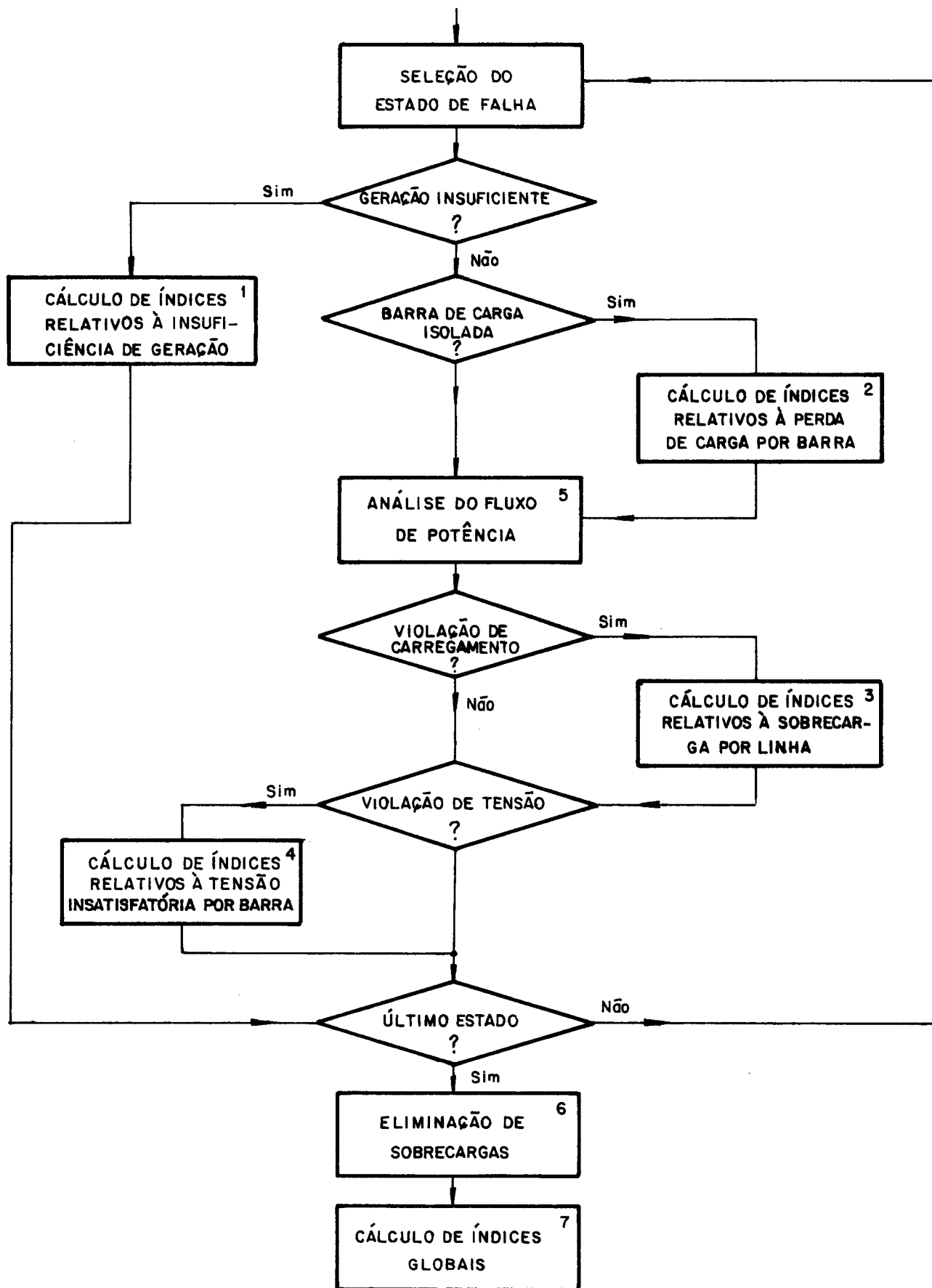


FIGURA III - 2 — Fluxograma geral para a det. de índices de confiabilidade

eliminação das sobrecargas em linhas de transmissão.

A última etapa do fluxograma é a determinação dos índices globais de confiabilidade descritos no Capítulo V.

Nas seções seguintes são feitas considerações sobre a modelagem dos componentes e da carga do sistema.

III.5 - MODELO A DOIS ESTADOS PARA UNIDADES GERADORAS

No caso de modelo a dois estados para unidades geradoras, Figura III.3, a probabilidade de falha de uma unidade é dada pela sua indisponibilidade (\bar{A}), que pode ser expressa em termos de taxas de falha, λ , e de reparo, μ , pela relação:

$$\bar{A} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (\text{III.4})$$

Tradicionalmente, a indisponibilidade é também conhecida como FOR ("forced outage rate"), que é definida como,

$$\text{FOR} = \frac{\text{FOH}}{\text{SH} + \text{FOH}}$$

onde,

FOH : horas de saída forçada;

SH : horas em serviço.

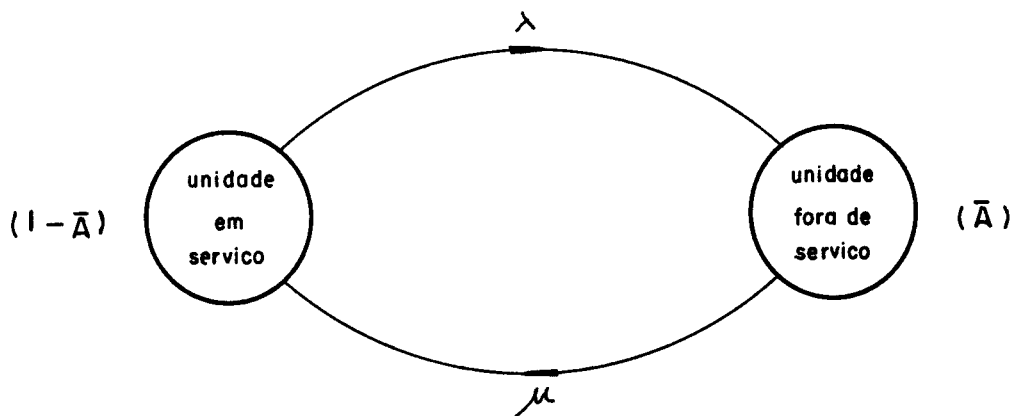


FIGURA III.3 – Modelo a dois estados para unidades geradoras

III.6 - MODELO PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO INCLUÍDO FALHAS DE MODO COMUM

Nas linhas de transmissão com apenas um circuito, a probabilidade de falha do sistema, neste caso o modelado por dois estados, tem a mesma expressão da indisponibilidade mostrada pela Eq. (III.4).

Para as linhas de transmissão com dois circuitos em paralelo na mesma torre, considera-se como falhas de modo comum aquelas que provocam o desligamento simultâneo dos circuitos devido a uma única causa externa. Esse efeito pode ser representado por modelos com um número maior de estados, IEEE Task Force ^[10], Billinton et al. ^[11] e ^[13], os quais estão relacionados, principalmente com as seguintes formas de retorno dos circuitos à condição de operação, Allan et al. ^[12]:

- 1) Os circuitos retornam separadamente ao serviço tão logo sejam reparados;
- 2) Os circuitos podem retornar ao serviço simultaneamente ou separadamente;
- 3) Os circuitos fora por falhas de modo comum retornam ao serviço simultaneamente, enquanto aqueles que estão fora por falhas independentes retornam separadamente.

As taxas de falha e reparo apresentadas a seguir são referentes ao modelo reduzido a dois estados, derivado do Modelo 3 (Apêndice A), o qual considera, basicamente, o retorno simultâneo ou em separado dos circuitos à condição de operação:

$$\lambda_e = \lambda_c + \lambda_1 \lambda_2 (1/\mu_1 + 1/\mu_2) \quad (\text{III.5})$$

$$\mu_e = \mu_1 + \mu_2 + \mu_c \quad (\text{III.6})$$

onde,

λ_c e μ_c são as taxas de falha comum e de reparo simultâneo; e,

λ_1 , μ_1 , λ_2 e μ_2 são as taxas de falhas e de reparo independentes dos circuitos 1 e 2.

A probabilidade de falha pode ser, novamente, dada pela indisponibilidade (Apêndice A)

$$\bar{A} = \frac{\lambda_e}{\lambda_e + \mu_e} \quad (\text{III.7})$$

III.7 - MODELO DE CARGA DO SISTEMA

Os sistemas de transmissão são planejados para ter capacidade de transmitir a potência solicitada pela carga em um determinado período (normalmente um ano). Entretanto este valor máximo ocorre apenas durante uma hora, o que faz com que

os sistemas não sejam solicitados durante a maior parte do tempo. Em um estudo realizado para o sistema COPEL, Bichelis e Oliveira ²³ mostram a necessidade de serem considerados alguns valores de demanda abaixo da máxima (na ordem de 1,5%).

Considerando-se a ocorrência da demanda máxima do sistema, a probabilidade do sistema falhar no estado i devido a saída de um dos seus componentes, P_{Fi} , é dada por:

$$P_{Fi} = P[\{\text{sistema falhar no estado } i | \text{sistema no estado de demanda máxima}\}] \times P[\{\text{sistema no estado de demanda máxima}\}]$$

O caráter aleatório das falhas das linhas de transmissão e dos geradores, bem como da ocorrência da ponta do sistema, implica que:

$$P_{Fi} = \bar{A}_i \cdot P_{DMX}$$

onde,

\bar{A}_i é a indisponibilidade do componente no estado i , obtida pela Eq. (III.4) ou (III.7), e;

P_{DMX} é a probabilidade de ocorrência da demanda máxima.

A probabilidade P_{DMX} é dada pela Eq. (III.8), a qual considera o ciclo típico de ocorrência da demanda máxima

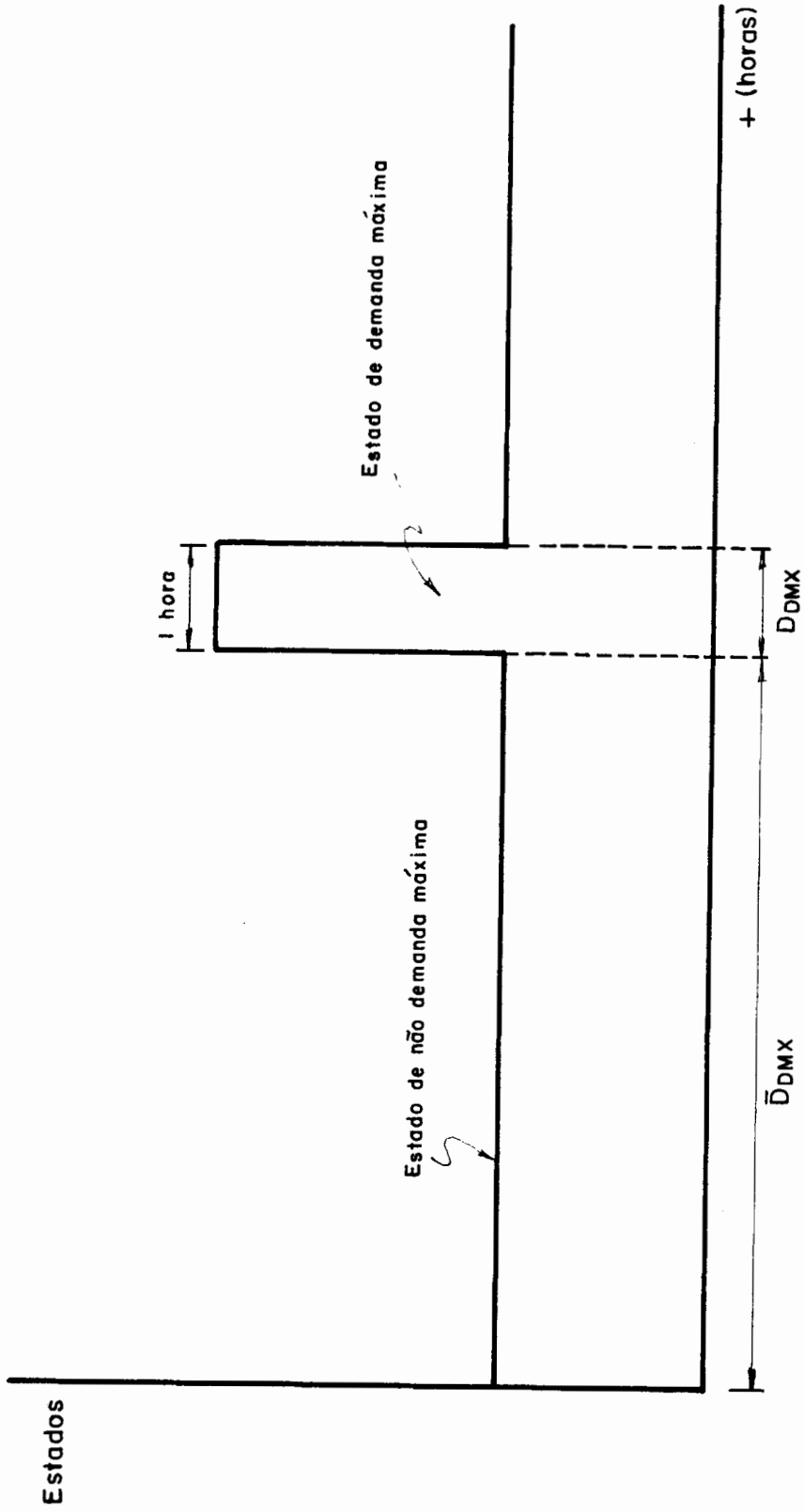


FIGURA III - 4 — Ciclo de ocorrência da demanda máxima

no sistema ilustrado na Figura III.4.

$$P_{DMX} = \frac{D_{DMX}}{\bar{D}_{DMX} + D_{DMX}} \quad (III.8)$$

Se D_i for a duração média de uma violação de tensão ou de carregamento no estado i , a duração média da violação simultaneamente com a demanda máxima do sistema será dada por

$$D_{Fi} = \frac{D_i \cdot D_{DMX}}{D_i + D_{DMX}} \quad (III.9)$$

e a frequência média (F_{Fi}) com que ocorre a violação na mesma situação será,

$$F_{Fi} = \frac{1}{\bar{D}_{Fi} + D_{Fi}} \quad (III.10)$$

A situação acima é ilustrada pelo diagrama de espaço estado da Figura III.5.

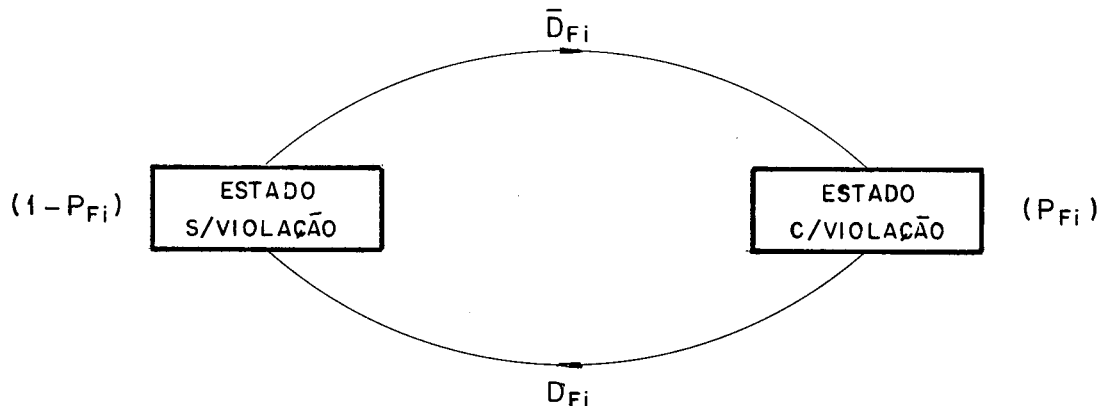


Figura III.5 - Modelo a 2 estados considerando a ocorrência da demanda máxima

CAPÍTULO IV

MÉTODOS DE ELIMINAÇÃO DE SOBRECARGAS

IV.1 - INTRODUÇÃO

Um dos principais problemas encontrados em estudos de confiabilidade é a consideração de sobrecargas em transformadores e linhas de transmissão. Quando os subsistemas de geração e transmissão são considerados simultaneamente, tais sobrecargas poderão ser eliminadas por:

1. Redespacho de unidades geradoras; e/ou
2. Interrupção de cargas.

Interrupções de carga não são normalmente admitidas em estudos de planejamento, no entanto, como algumas situações de sobrecargas não podem ser evitadas somente por redespacho de geração, as interrupções podem ser utilizadas para penalizar as alternativas de planejamento. Neste caso, deverão ser definidos índices de confiabilidade, que quantifiquem o impacto de interrupções de carga em consumidores, tais como: expectância (valor esperado) de energia interrompida, expectância do número de interrupções, etc.

Os seguintes métodos podem ser usados sequencialmente para solucionar os problemas de sobrecargas:

1. Métodos linearizados;
2. Método do fator de potência constante;
3. Métodos empíricos.

As Seções IV.2 e IV.3, a seguir, referem-se aos métodos linearizados e ao método do fator de potência constante. Os métodos empíricos podem ser usados sempre que os demais não forem suficientes para eliminar as sobrecargas encontradas. Um método empírico, comumente empregado é aquele que classifica as barras do sistema por níveis de prioridade. Nesse caso, as cargas menos prioritárias serão interrompidas em primeiro lugar, e as cargas mais prioritárias por último.

IV.2 - MÉTODOS LINEARIZADOS

Estes métodos utilizam um modelo matemático composto de dois conjuntos de equações, Billinton [14], onde o primeiro conjunto é baseado em relações linearizadas entre as correntes nas linhas e as variáveis de estado (magnitudes e ângulos das tensões), e o segundo nas relações entre as variáveis de estado e as injeções de potências nas barras.

O método básico para eliminação de sobrecargas está relacionado com as equações de fluxo de potência do método Newton-Raphson, cuja forma matricial é mostrada na Eq. (IV.1). Um outro método, derivado do método básico, consiste da aplica-

ção do princípio do desacoplamento da matriz J e das equações de fluxo de potência do método desacoplado rápido, Stott & Alsac [9], mostrado nas Eqs. (IV.2) e (IV.3)

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \dots \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{J}_1 & \vdots & \underline{J}_2 \\ \dots & \vdots & \dots \\ \underline{J}_3 & \vdots & \underline{J}_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta} \\ \dots \\ \underline{\Delta V/V} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.1})$$

$$\underline{\Delta P/V} = \underline{B}' \underline{\Delta \delta} \quad (\text{IV.2})$$

$$\underline{\Delta Q/V} = \underline{B}'' \underline{\Delta V} \quad (\text{IV.3})$$

Em ambos os métodos de fluxo de potência, os termos ΔP e ΔQ , "erros" de potência ativa e reativa, são calculados para todas as barras, em todas as iterações, e reduzidos à uma tolerância pré-definida para que seja obtida a solução do fluxo de potência.

IV.2.1 - Relações Linearizadas Entre as Correntes nas Linhas e as Variáveis de Estado

Conforme mencionado anteriormente, o primeiro conjunto de equações do modelo matemático para diminuição de sobrecargas estabelece relações entre correntes nas linhas e variáveis de estado, as quais são dadas pela seguinte equação matricial:

$$\underline{\Delta I} = \underline{A} \begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta} \\ \dots \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix}$$

ou

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta} \\ \dots \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix} = \underline{A}^+ \underline{\Delta I} \quad (\text{IV.4})$$

onde, cada elemento do vetor $\underline{\Delta I}$ é definido para uma linha em sobrecarga entre as barras p e q como

$$\Delta I_{pq} = I_{pq_{\text{máx}}} - I_{pq}^0$$

$$I_{pq_{\text{máx}}} = \text{limite térmico da linha}$$

$$I_{pq}^0 = \text{corrente da linha calculada a partir das equações do fluxo de potência.}$$

e, cada linha de \underline{A} multiplicada pelo vetor de variáveis de estado dá a expressão da série de Taylor obtida pela expansão da função I_{pq} na vizinhança de $(\delta_p^0, \delta_q^0, V_p^0, V_q^0)$ desprezados os termos de ordem maior ou igual a dois.

É importante ressaltar que \underline{A} é não-inversível, já que é retangular. Sua pseudo-inversa, \underline{A}^+ , é definida pela Eq. (IV.5). Uma apresentação mais detalhada de \underline{A} é dada no Apêndice B.

$$\underline{A}^+ = \underline{A}^T (\underline{A} \underline{A}^T)^{-1} \quad (\text{IV.5})$$

IV.2.2 - Relações Linearizadas entre as Injeções de Potência nas Barras e as Variáveis de Estado

O segundo conjunto de equações permite determinar novos valores de incrementos de potência (ΔP e ΔQ) relacionados com as variáveis de estado obtidas a partir da Eq.(IV.4). Estes incrementos podem ser obtidos expandindo-se P_j e Q_j em séries de Taylor na vizinhança de $[\delta^0 \ V^0]^T$ e desprezando-se os termos de ordem maior ou igual a dois, onde $[\delta^0 \ V^0]^T$ são as variáveis de estado que satisfazem as equações de fluxo de potência quando P_j^0 e Q_j^0 são as potências ativas e reativas injetadas na barra j . Os incrementos calculados pelas Eqs. (IV.6) e (IV.7) são, portanto, as variações em P_j^0 e Q_j^0 que satisfazem as equações de fluxo de potência após uma pequena perturbação $[\Delta\delta \ \Delta V]^T$ em $[\delta^0 \ V^0]^T$. A Eq. (IV.8) é a forma matricial das Eqs. (IV.6) e (IV.7).

$$\Delta P_j = \frac{\partial P_j}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 + \dots + \frac{\partial P_j}{\partial V_1} \Delta V_1 + \dots \quad (\text{IV.6})$$

$$\Delta Q_j = \frac{\partial Q_j}{\partial \delta_1} \Delta \delta_1 + \dots + \frac{\partial Q_j}{\partial V_1} \Delta V_1 + \dots \quad (\text{IV.7})$$

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \dots \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P / \partial \delta} & \dots & \underline{\partial P / \partial V} \\ \dots & \dots & \dots \\ \underline{\partial Q / \partial \delta} & \dots & \underline{\partial Q / \partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta} \\ \dots \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.8})$$

Usando o princípio do desacoplamento e outras considerações supostas em Stott e Alsac [9], a Eq. (IV.8) pode ser reescrita pelas duas equações, Billinton et al. [5]:

$$\underline{\Delta P/V} = \underline{B}' \underline{\Delta \delta} \quad (\text{IV.9})$$

$$\underline{\Delta Q/V} = \underline{B}'' \underline{\Delta V} \quad (\text{IV.10})$$

As Eqs. (IV.9) e (IV.10) diferem das Eqs. (IV.2) e (IV.3), pelo fato de considerar as variáveis de estado como conhecidas e os incrementos $\underline{\Delta P}$ e $\underline{\Delta Q}$ como incógnitas a serem determinadas.

IV.3 - ALGORITMO DO MÉTODO DESACOPLADO

A um programa de fluxo de potência que utilize o método desacoplado rápido poderão ser adicionadas as Eqs. (IV.9), (IV.10) e (IV.4), formando o seguinte conjunto de equações:

$$\underline{\Delta P/V} = \underline{B}' \underline{\Delta \delta} \quad (\text{IV.12})$$

$$\underline{\Delta Q/V} = \underline{B}'' \underline{\Delta V} \quad (\text{IV.13})$$

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta \delta} \\ \dots \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix} = \underline{A}^+ \underline{\Delta I} \quad (\text{IV.14})$$

$$\underline{\Delta P/V} = \underline{B}' \underline{\Delta \delta} \quad (\text{IV.15})$$

$$\underline{\Delta Q/V} = \underline{B''} \underline{\Delta V} \quad (\text{IV.16})$$

O algoritmo consiste das seguintes etapas:

- (1) Calcular a solução do fluxo de potência usando as Eqs. (IV.12) e (IV.13);
- (2) Calcular as correntes nas linhas. Se não há sobrecargas vá para (10). Se o número de passos for excedido ir para (9), caso contrário ir para (3);
- (3) Formar \underline{A} com um máximo de quatro termos para cada linha sobrecarregada. Determinar a pseudoinversa de \underline{A} usando a Eq. (IV.5). Determinar o vetor de correntes de sobrecarga;
- (4) Calcular os incrementos em fase e magnitude das tensões ($\underline{\Delta \delta}$ e $\underline{\Delta V}$) nas barras usando a Eq. (IV.14);
- (5) Calcular $\underline{\Delta P/V}$ e $\underline{\Delta Q/V}$ usando as Eqs. (IV.15) e (IV.16);
- (6) Determinar novas gerações e novas cargas usando as seguintes equações:

- Em um barra de geração i ($i \neq$ barra de referência):

$$P_{G_{i_{\text{nova}}}} = P_{G_{i_{\text{ant}}}} + \Delta P_i$$

$$P_{L_{i\text{nova}}} = P_{L_{i\text{ant.}}} + \Delta P_i - (P_{G_{i\text{nova}}} - P_{G_{i\text{m\acute{a}x}}}) ;$$

$$\text{se } P_{G_{i\text{nova}}} \geq P_{G_{i\text{m\acute{a}x}}}$$

sujeito a:

$$0 \leq P_{G_{i\text{nova}}} \leq P_{G_{i\text{m\acute{a}x}}} ; \text{ e}$$

$$0 \leq P_{L_{i\text{nova}}} \leq P_{L_{i\text{m\acute{a}x}}}$$

onde,

$P_{G_{i\text{m\acute{a}x}}}$: soma da geraç~ao mais a reserva operativa da barra i;

$P_{L_{i\text{m\acute{a}x}}}$: a carga ativa inicialmente especificada para a barra i.

- Em uma barra de carga i:

$$P_{L_{i\text{nova}}} = P_{L_{i\text{ant.}}} - \Delta P_i$$

sujeito a:

$$0 \leq P_{L_{i_{\text{nova}}}} \leq P_{L_{i_{\text{ant}}}}$$

- Em alguma barra i ($i \neq$ barra "swing")

$$Q_{L_{i_{\text{nova}}}} = Q_{L_{i_{\text{ant}}}} - \Delta Q_i$$

sujeito a:

$$0 \leq Q_{L_{i_{\text{nova}}}} \leq Q_{L_{i_{\text{máx}}}} \quad \text{se a carga reativa especificada inicialmente for indutiva.}$$

$$Q_{L_{i_{\text{min}}}} \leq Q_{L_{i_{\text{nova}}}} \leq 0 \quad \text{se a carga reativa especificada inicialmente for capacitiva}$$

- (7) Calcular as variáveis de estado (δ e V) usando os incrementos calculados em (4);
- (8) Determinar a solução do fluxo de potência para os novos valores de tensões, cargas e gerações. Ir para (2);
- (9) Utilizar o método do fator de potência constante (Seção IV.4) e/ou, se for necessário, algum método empírico, para aliviar as sobrecargas remanescentes;
- (10) Calcular a geração da barra de referência. Se não houver sobrecarga, o algoritmo está encerrado. Caso contrário, interromper cargas ligadas diretamente à barra de referên-

cia e/ou nas barras cujos fluxos de potência provêm da barra de referência.

A execução das etapas (2) a (8) constitui um passo do algoritmo. Por limitações computacionais, o número de passos deve ser previamente definido.

IV.4 - MÉTODO DO FATOR DE POTÊNCIA CONSTANTE

Conforme mencionado na etapa (9) do algoritmo do método desacoplado, o método do fator de potência constante é usado apenas no caso de persistirem sobrecargas em alguma linha após um determinado número de passos do algoritmo. As equações matemáticas deste método são tais que mantêm constante o fator de potência das cargas, Billinton et al. [5].

Para uma linha em sobrecarga, definida entre as barras i e j , com fluxo de potência e carga, mostrados na Figura IV.1, as Eqs. (IV.17) e (IV.18) dão as expressões de ΔP_{ij} e ΔQ_{ij} que permitirão reduzir a corrente I_{ij} para um valor inferior a $I_{m\acute{a}x}$.

$$\Delta P_{ij} = (P_j/S_j) [(-P_{ij} + Q_j \cdot Q_{ij}/P_j) + \sqrt{(P_{ij} + Q_j \cdot Q_{ij}/P_j)^2 + V_i^2 (I_{ij}^2 - I_{m\acute{a}x}^2) (S_j/P_j)^2}] \quad (IV.17)$$

$$\Delta Q_{ij} = \Delta P_{ij} \cdot Q_j/P_j \quad (IV.18)$$

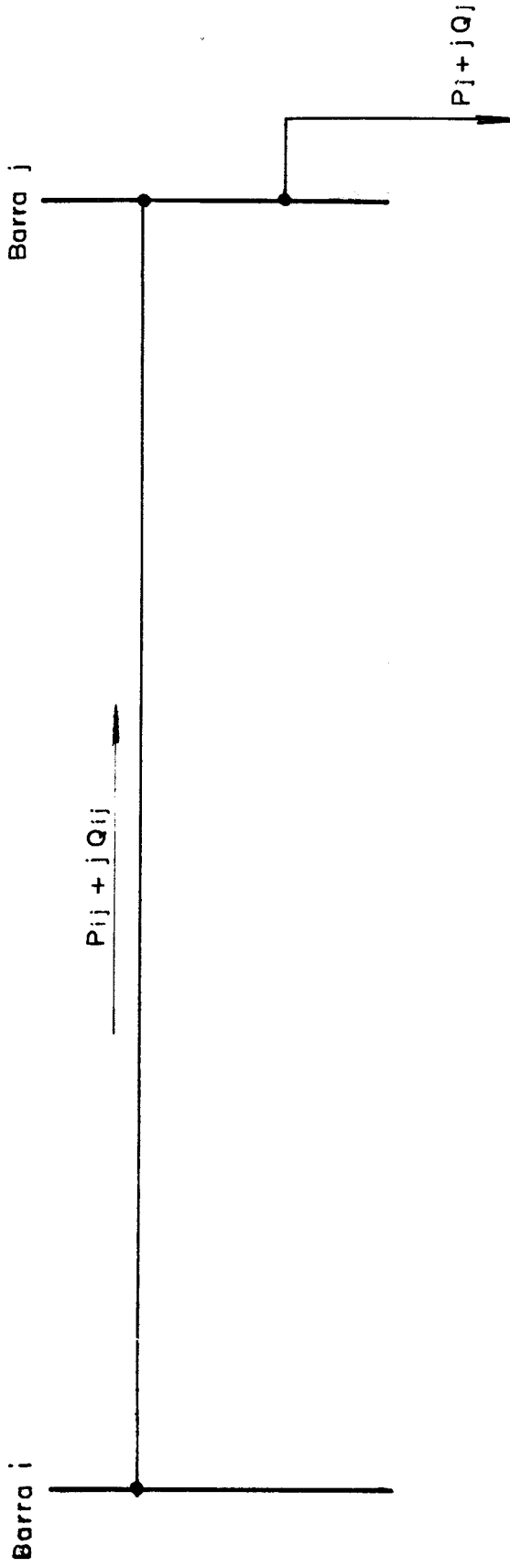


FIGURA IV.1 - Fluxo de potência entre as barras i e j

CAPÍTULO VÍNDICES DE CONFIABILIDADE APLICADOSA SISTEMAS COMPOSTOSV.1 - INTRODUÇÃO

Qualquer que seja o propósito de um estudo de confiabilidade, é essencial estabelecer uma ou mais medidas ou índices através dos quais decisões de planejamento ou operação podem ser tomadas. O estudo de confiabilidade está então relacionado com os modelos apropriados e dados necessários para o cálculo desses índices relativos a um problema específico.

Em geral, um índice de confiabilidade é considerado adequado quando, Patton et al. ^[22]:

1. É mensurável a partir do relato histórico da operação de um sistema;
2. É calculável a partir das informações de confiabilidade dos componentes do sistema;
3. Comporta-se de modo consistente e previsível em relação às diferenças verificadas durante um estudo de alternativas distintas.

V.2 - CLASSIFICAÇÃO DOS ÍNDICES DE CONFIABILIDADE

Os índices de confiabilidade têm sido classificados por diferentes enfoques, IEEE Working Group [4], Billinton et al. [5], Patton et al. [22], dos quais, apenas aqueles classificados sob o ponto de vista das partes do sistema envolvidas são descritos a seguir:

1. Índices associados à k-ésima barra de um sistema;
2. Índices associados à uma barra k isolada;
3. Índices associados ao sistema de geração;
4. Índices associados ao sistema de transmissão;
5. Índices associados ao sistema de distribuição;
6. Índices associados ao sistema global.

Em se tratando de estudo da confiabilidade de sistemas compostos onde os subsistemas geração e transmissão são tratados de forma integrada, apenas os índices 1., 2., e 6., mostram-se aplicáveis. Os demais índices seriam aplicados apenas se os sistemas fossem tratados separadamente.

Uma apresentação mais detalhada dos índices 1. e 6. é dada nas seções posteriores. Os índices 2. são tratados

juntamento com aqueles associados com a k -ésima barra de um sistema. Uma notação auxiliar, tal como em Billinton et al. ⁵ é dada a seguir:

j - é uma contingência qualquer na rede;

P_j - é a probabilidade de ocorrência da contingência j ;

F_j - é a frequência de ocorrência da contingência j ;

P_{kj} - é a probabilidade da carga na barra k exceder a carga máxima que pode ser suprida nessa barra durante a ocorrência da contingência j ;

D_{kj} - é a duração em horas da interrupção de carga na barra k decorrente da contingência j ; ou a duração em horas da interrupção de carga em uma barra isolada;

C - é o número de pontos de carga no sistema nos quais os índices de confiabilidade são calculados;

L_s - é a carga total do sistema;

L_{kj} - é a carga interrompida na barra k para eliminar as sobrecargas em linhas, decorrentes da contingência j ; ou a carga não fornecida a uma barra isolada k , devido à contingência j ;

$j \in I$ - conjunto de todas as contingências que resultam no isolamento da barra k ;

$j \in \Phi$ - conjunto de todas as contingências que causam sobrecargas na barra k ;

$j \in V$ - conjunto de todas as contingências que causam violação de tensão na barra k .

V.3 - ÍNDICES ASSOCIADOS À k-ÉSIMA BARRA DO SISTEMA

Grande parte dos índices mencionados nesta seção, bem como na seguinte são definidos de molde a refletir os efeitos dos desligamentos de carga realizados para eliminar as sobrecargas em linhas e transformadores.

Embora os índices sejam obtidos para um nível de carga constante ao longo do ano, os mesmos poderiam ser obtidos considerando-se os níveis de carga variáveis, Endrenyi ^{|3|} e Billinton ^{|2 4|}, a custa de um considerável esforço computacional.

Os índices anuais podem ser utilizados para comparar alternativas de planos de expansão do sistema ou para avaliar a sensibilidade da confiabilidade para mudanças de configuração.

O valor de P_{kj} nas Eqs. (V.1) e (V.2) será zero se a carga total na barra k puder ser suprida sem causar sobrecargas. Caso contrário P_{kj} será igual a unidade.

- Probabilidade de falha

$$PF = \sum_j P_j P_{kj} \quad (V.1)$$

- Frequência de falha

$$FF = \sum_j F_j P_{kj} \quad (V.2)$$

- Número anual de violações de tensão

$$NAV = \sum_{j \in V} F_j \quad (V.3)$$

- Número anual de interrupções

$$NAI = \sum_{j \in \Phi, I} F_j \quad (V.4)$$

- Potência anual interrompida

$$PAI = \sum_{j \in \Phi, I} L_{kj} F_j \quad (MW) \quad (V.5)$$

- Energia anual interrompida

$$EAI = \sum_{j \in \Phi, I} L_{kj} D_{kj} F_j \quad (MWh) \quad (V.6)$$

$$EAI = \sum_{j \in \Phi, I} 8760 L_{kj} P_j \quad (\text{MWh}) \quad (\text{V.7})$$

- Duração anual de interrupções

$$DAI = \sum_{j \in \Phi, I} D_{kj} F_j \quad (\text{horas}) \quad (\text{V.8})$$

$$DAI = \sum_{j \in \Phi, I} 8760 P_j \quad (\text{horas}) \quad (\text{V.9})$$

- Potência anual média interrompida

$$PAMI = \left(\sum_{j \in \Phi, I} L_{kj} F_j \right) / \left(\sum_{j \in \Phi, I} F_j \right) (\text{MW/interrupção}) \quad (\text{V.10})$$

- Energia anual média interrompida

$$EAMI = \left(\sum_{j \in \Phi, I} L_{kj} D_{kj} F_j \right) / \left(\sum_{j \in \Phi, I} F_j \right) (\text{MWh/interrupção}) \quad (\text{V.11})$$

- Duração anual média de interrupções

$$DAMI = \left(\sum_{j \in \Phi, I} D_{kj} F_j \right) / \left(\sum_{j \in \Phi, I} F_j \right) (\text{horas/interrupção}) \quad (\text{V.12})$$

Os índices associados a uma barra k isolada podem ser obtidos pelas Eqs. (V.4) a (V.7).

VI.4 - ÍNDICES ASSOCIADOS AO SISTEMA COMPOSTO

Os índices globais relacionados a seguir, podem ser obtidos a partir dos índices da Seção VI.3, de acordo com Billinton et al. |⁵|:

- Potência global interrompida

$$PGI = \left(\sum_k \sum_{j \in \Phi, I} L_{kj} F_j \right) / L_s \quad (\text{MW/MW-ano}) \quad (\text{V.13})$$

- Duração global de interrupções ou índices de severidade

$$DGI = \left(\sum_k \sum_{j \in \Phi, I} 60 L_{kj} D_{kj} F_j \right) / L_s \quad (\text{min}) \quad (\text{V.14})$$

- Potência global interrompida por distúrbio

$$PGID = \left(\sum_k \sum_{j \in \Phi, I} L_{kj} F_j \right) \left(\sum_{j \in \Phi, I} F_j \right) \quad (\text{MW/distúrbio}) \quad (\text{V.15})$$

- Número médio de interrupções por barra de carga

$$NMI = \left(\sum_k \sum_{j \in \Phi, I} F_j \right) / C \quad (\text{V.16})$$

- Potência média interrompida por barra de carga

$$PMI = \left(\sum_k \sum_{j \in \Phi, I} L_{kj} F_j \right) / C \quad (\text{V.17})$$

- Energia média interrompida por barra de carga

$$EMI = \left(\sum_k \sum_{j \in \Phi, I} L_{kj} D_{kj} F_j \right) / C \quad (V.18)$$

- Duração média de interrupções por barra de carga

$$DMI = \left(\sum_k \sum_{j \in \Phi, I} D_{kj} \right) / C \quad (V.19)$$

- Número médio de violações de tensão por barra de carga

$$NMVT = \left(\sum_k \sum_{j \in V} F_j \right) / C \quad (V.20)$$

O índice PGI pode ser interpretado, ,IEEE Working Group [4], como o número equivalente de interrupções por unidade de pico de carga. Assim, uma interrupção completa durante as condições de carga máxima dá uma contribuição unitária ao índice.

Relativamente ao índice de severidade (DGI), vale ressaltar que, uma unidade do mesmo é equivalente a uma interrupção total do sistema por um minuto, durante a carga máxima.

CAPÍTULO VI

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

VI.1 - INTRODUÇÃO

Tomando por base o procedimento geral para o cálculo de índices de confiabilidade para sistemas compostos e os modelos de representação dos componentes (Capítulo III), bem como a metodologia para eliminação de sobrecargas em linhas de transmissão (Capítulo IV), procurou-se elaborar um programa de computador destinado a determinar os índices considerados no Capítulo V. O programa, desenvolvido em linguagem FORTRAN IV para computador IBM/370, consiste de três etapas principais, conforme o fluxograma da Figura III.2.

- i) Análise de fluxo de potência;
- ii) Eliminação de sobrecargas;
- iii) Cálculo dos índices.

A estrutura básica do programa é ilustrada na Figura VI.1. Na Seção VI.2 é dada uma descrição sucinta das principais subrotinas do programa.

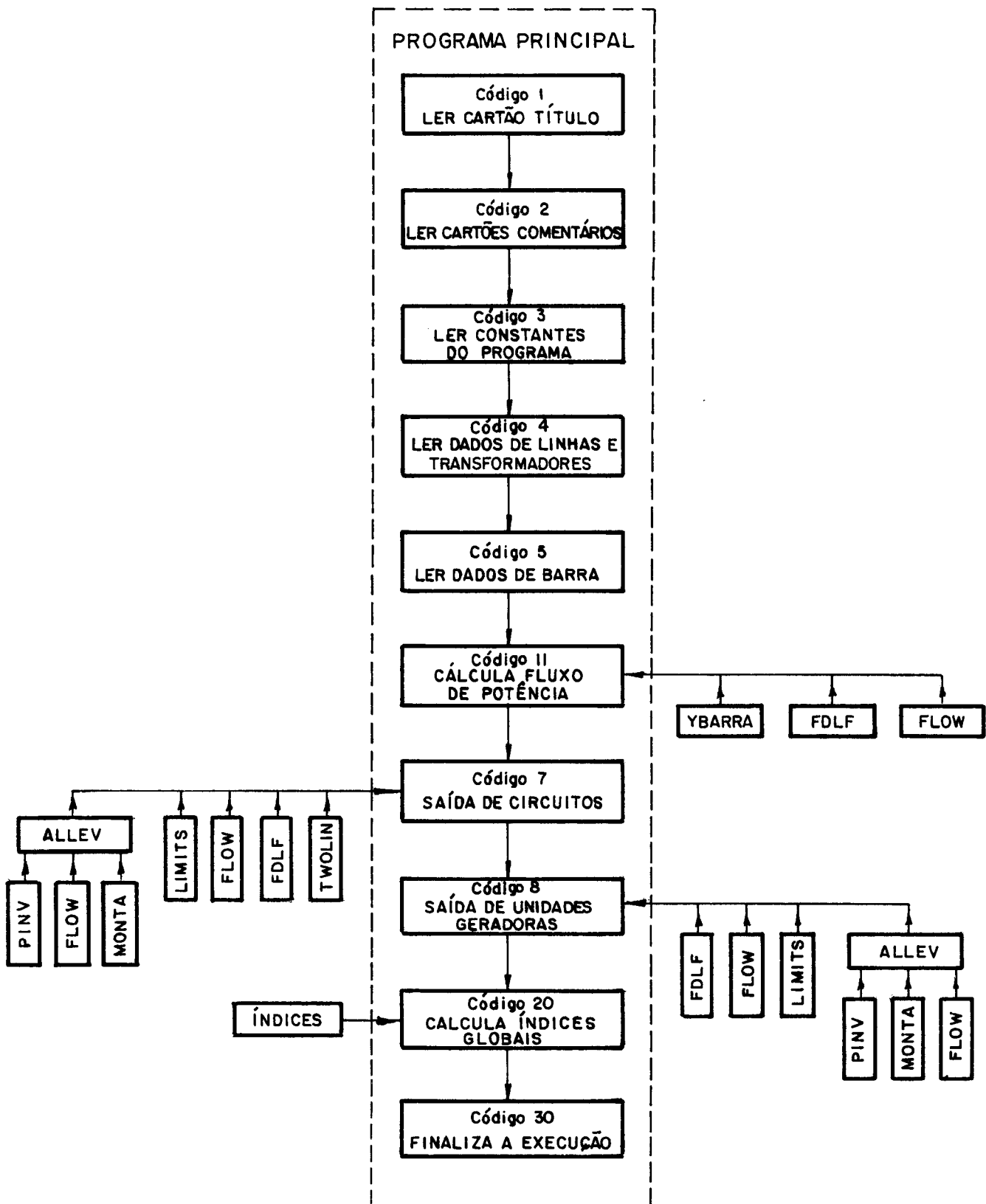


FIGURA VI.1 — Estrutura do programa desenvolvido e principais subrotinas.

VI.2 - PRINCIPAIS SUB-ROTINAS DO PROGRAMA

ALLEV

Elimina sobrecargas em linhas de transmissão e/ou transformadores por redespacho de geração ou interrupção de cargas, Billinton et.al. [14], Capítulo IV. Corresponde ao retângulo 6 do fluxograma da Figura III.2.

FDLF

Calcula as variáveis de estado (δ e V) pelo método desacoplado rápido, Stott e Alsac [9]. Corresponde ao retângulo 5 do fluxograma da Figura III.2.

FLOW

Calcula e imprime os fluxos de potência nas linhas após cada processamento da subrotina FDLF ou após cada etapa da subrotina ALLEV.

INDICS

Calcula os índices associados à k -ésima barra do sistema e os índices associados ao sistema global, Billinton et al. [5], Capítulo V. Corresponde aos retângulos 2, 3, 4 e 7 do fluxograma da Figura III.2.

LIMITS

Verifica se há violações nos limites de tensão em barras de carga e/ou de carregamentos em transformadores e/ou linhas de transmissão.

Nesta subrotina são armazenadas informações sobre as barras sujeitas à tensões insatisfatórias por emergência (matriz MVT) e sobre as linhas sujeitas à sobrecargas por emergência (matriz LKJ). Essas matrizes são definidas como:

MVT (j, k) é igual a 1 se a barra k sofre violação de tensão na emergência j, e é igual a 0 se não houver violação.

LKJ (j, k) é igual ao montante de MW interrompido na barra k se houver necessidade de rejeição de carga no sistema para eliminar sobrecargas devido a emergência j, e é igual a zero se não houver sobrecargas.

MONTA

Monta a matriz A (Apêndice B).

PINV

Calcula a pseudo-inversa da matriz A, Eq. (IV.5).

TWOLIN

Calcula as taxas de saída e reparo equivalentes (λ_e e μ_e) de circuitos duplos, considerando o efeito das falhas de modo comum (Capítulo III e Apêndice A).

YBARRA

Monta a matriz de admitância de barras.

VI.3 - CASO EXEMPLO

Para ilustrar o método de cálculo de índices de confiabilidade proposto neste trabalho, foi utilizado como exemplo o sistema "IEEE Reliability Test System", IEEE Task Force ^[21], cuja configuração é dada na Figura VI.2. Os dados deste sistema encontram-se nas Tabelas VI.1 e VI.2.

O ciclo de carga do sistema, estimado segundo as suposições feitas na Seção III.7 e nos dados da "IEEE Task Force" ^[21], é ilustrado na Figura VI.3.

As taxas de saída comum e de reparo simultâneo, foram estimadas como em Billinton e Medicherla ^[13]:

$$\lambda_C = 0,1 \lambda$$

$$r_C = 1,5 r$$

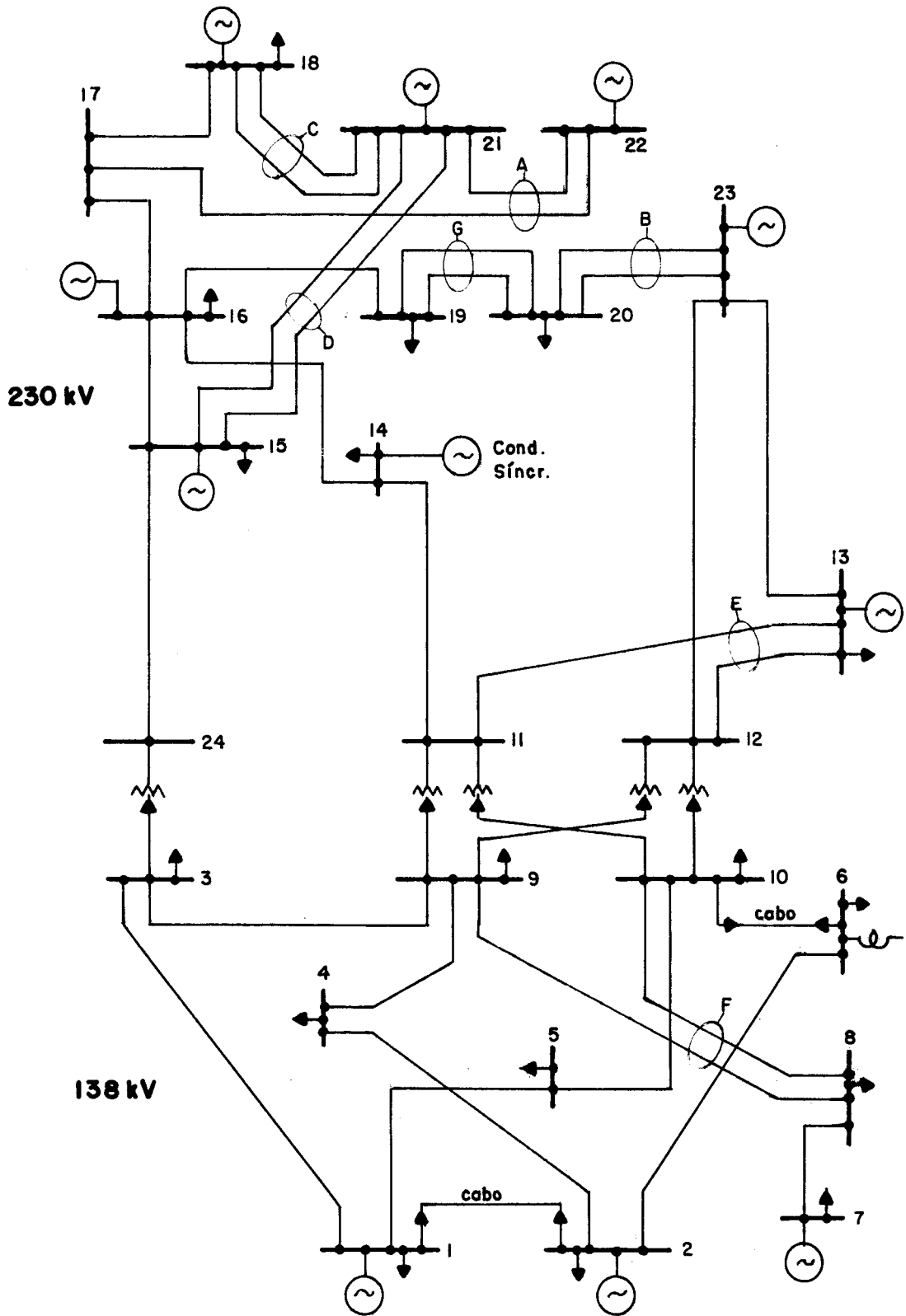


FIGURA VI-2 — SISTEMA TESTE

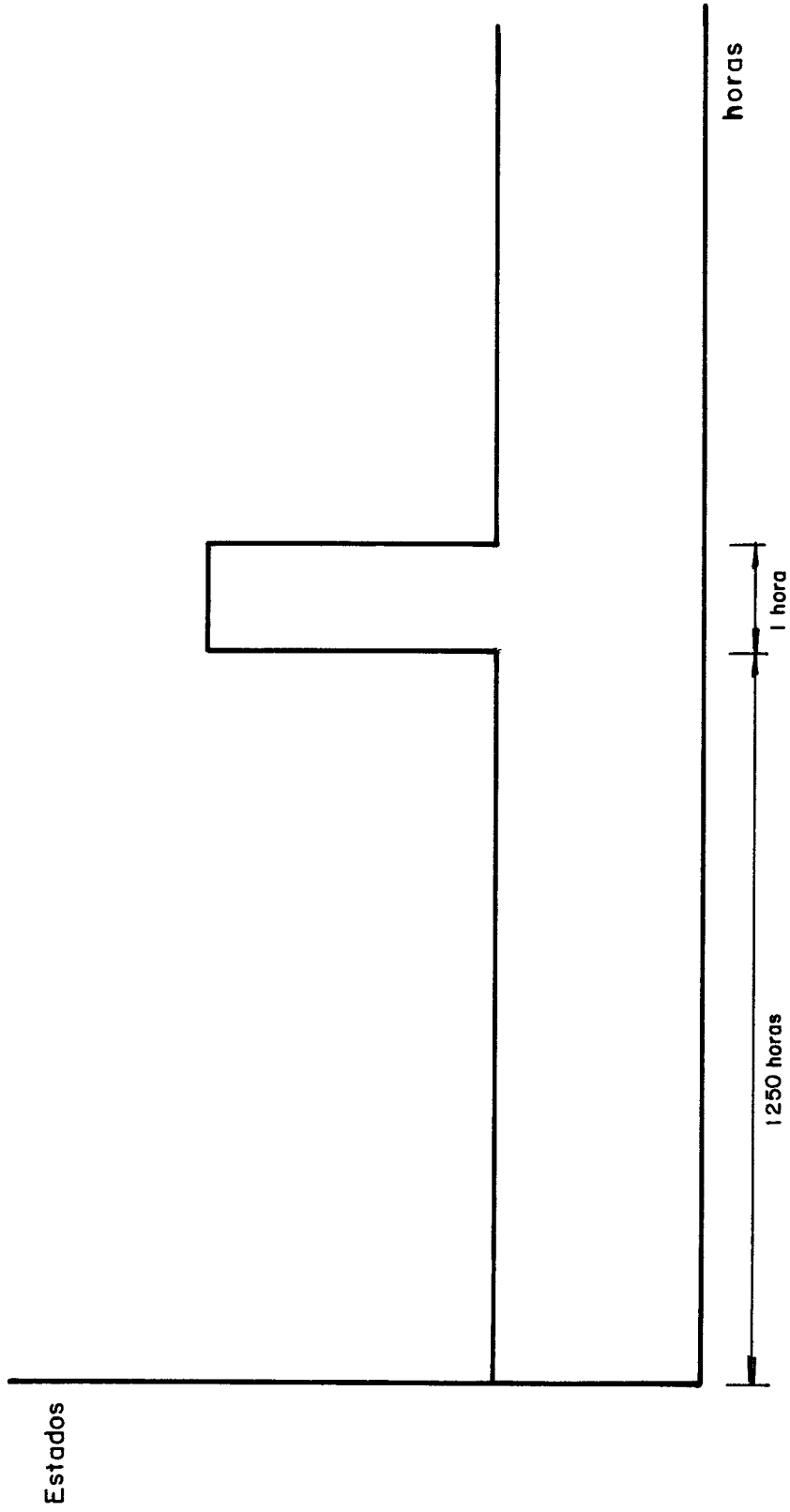


FIGURA VI-3 — Ciclo de carga para o sistema teste

onde λ e r são as taxas de saída e tempo de reparo independentes.

TABELA VI.1 - Dados de linhas e transformadores do sistema tes
te

N. LINHA	DA BARRA	PARA A BARRA	R	X	B	TAP	LIM. TÉRMICO
1	1	2	0,003	0,014	0,461	0,0	100,00
2	1	3	0,055	0,211	0,057	0,0	85,00
3	1	5	0,022	0,084	0,023	0,0	85,00
4	2	4	0,033	0,127	0,034	0,0	85,00
5	2	6	0,050	0,192	0,052	0,0	85,00
6	3	9	0,031	0,119	0,032	0,0	85,00
7	3	24	0,002	0,084	0,0	0,0	245,00
8	4	9	0,027	0,104	0,028	0,0	85,00
9	5	10	0,023	0,088	0,024	0,0	85,00
10	6	10	0,014	0,060	2,459	0,0	165,00
11	7	8	0,016	0,061	0,017	0,0	136,00
12	8	9	0,043	0,165	0,045	0,0	100,00
13	8	10	0,043	0,165	0,045	0,0	85,00
14	9	11	0,002	0,084	0,0	0,0	200,00
15	9	12	0,002	0,084	0,0	0,0	200,00
16	10	11	0,002	0,084	0,0	0,0	200,00
17	10	12	0,002	0,084	0,0	0,0	220,00
18	11	13	0,006	0,048	0,100	0,0	340,00
19	11	14	0,005	0,042	0,088	0,0	250,00
20	12	13	0,006	0,048	0,100	0,0	280,00
21	12	23	0,012	0,097	0,203	0,0	280,00
22	13	23	0,011	0,086	0,182	0,0	280,00
23	14	16	0,005	0,039	0,082	0,0	300,00
24	15	16	0,002	0,017	0,036	0,0	270,00
25	15	21	0,006	0,049	0,103	0,0	270,00
26	15	21	0,006	0,049	0,103	0,0	250,00
27	15	24	0,007	0,052	0,109	0,0	265,00

TABELA VI.1 - Continuação

N. LINHA	DA BARRA	PARA A BARRA	R	X	B	TAP	LIM. TÉRMICO
28	16	17	0,003	0,026	0,054	0,0	400,00
29	16	19	0,003	0,023	0,049	0,0	250,00
30	17	18	0,002	0,014	0,030	0,0	300,00
31	17	22	0,014	0,105	0,221	0,0	250,00
32	18	21	0,003	0,026	0,054	0,0	270,00
33	18	21	0,003	0,026	0,054	0,0	270,00
34	19	20	0,005	0,040	0,083	0,0	270,00
35	19	20	0,005	0,040	0,083	0,0	270,00
36	20	23	0,003	0,022	0,045	0,0	270,00
37	20	23	0,003	0,022	0,045	0,0	270,00
38	21	22	0,009	0,068	0,142	0,0	250,00

TABELA VI.2 - Dados de barra do sistema teste

BARRA	NOME	TENSÃO	ÂNGULO	PG(MW)	PG (MÁX)	QG (MIN)	QG (MÁX)	PC (MW)	QV (MVAR)	RE/CAP
3	Barra--3	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	180,00	37,00	0,0
4	Barra--4	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	74,00	15,00	0,0
5	Barra--5	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	71,00	14,00	0,0
6	Barra--6	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	136,00	90,00	0,0
8	Barra--8	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	171,00	35,00	0,0
9	Barra--9	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	175,00	36,00	0,0
10	Barra-10	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	195,00	40,00	0,0
11	Barra-11	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12	Barra-12	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
17	Barra-17	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	Barra-19	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	181,00	37,00	0,0
20	Barra-20	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	128,00	26,00	0,0
24	Barra-24	1,0000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1	Barra--1	1,0100	0,0	172,00	192,00	-50,00	80,00	108,00	22,00	0,0
2	Barra--2	1,0200	0,0	172,00	192,00	-50,00	80,00	97,00	20,00	0,0
7	Barra--7	1,0100	0,0	250,00	300,00	0,0	180,00	125,00	25,00	0,0
13	Barra-13	1,0000	0,0	481,00	591,00	0,0	240,00	265,00	54,00	0,0
14	Barra-15	1,0000	0,0	0,0	0,0	-50,00	200,00	194,00	39,00	0,0

TABELA VI.2 - Continuação

BARRA	NOME	TENSÃO	ÂNGULO	PG(MW)	PG (MÁX)	QG (MÍN)	QG (MÁX)	PC (MW)	QV (MVAR)	RE/CAP
15	Barra-15	1,0000	0,0	185,00	215,00	-50,00	205,00	317,00	64,00	0,0
16	Barra-16	1,0000	0,0	135,00	155,00	-50,00	205,00	100,00	20,00	0,0
18	Barra-18	1,0000	0,0	300,00	400,00	-50,00	200,00	333,00	68,00	0,0
21	Barra-21	1,0000	0,0	300,00	400,00	-50,00	200,00	0,0	0,0	0,0
22	Barra-22	1,0000	0,0	250,00	300,00	-60,00	96,00	0,0	0,0	0,0
23	Barra-23	1,0000	0,0	560,00	760,00	-125,00	150,00	0,0	0,0	0,0

A partir dos dados já referidos, foram simulados 7 estados de emergência, saída de 5 linhas de transmissão (duas com circuitos duplos) e saída de 2 unidades geradoras. As emergências consideradas e as respectivas taxas de falha são apresentadas nas Tabelas VI.3 e VI.4.

TABELA VI.3 - Emergências em linhas de transmissão e transformadores e taxas de falha por circuitos

EMERGÊNCIAS	TAXA DE FALHA (VEZES/ANO)	TEMPO DE REPARO (HORAS)
Perda da linha 1-2 (circ. simples)	0,24	16
Perda da linha 1-3 (circ. simples)	0,51	10
Perda da linha 1-5 (circ. simples)	0,33	10
Perda da linha 14-16 (circ. simples)	0,38	11
Perda da linha 15-21 (circ. duplo)	0,41	11
Perda da linha 19-20 (circ. duplo)	0,38	11
Perda do trafo 9-11	0,02	768

TABELA VI.4 - Emergências em unidades geradoras e tempos médios por unidade

EMERGÊNCIAS	TAXA DE FALHA (VEZES/ANO)	TEMPO DE REPARO (HORAS)
Perda de 1 unidade de 76 MW na barra 7	1960	40
Perda de 1 unidade de 400 MW na barra 21	1100	150

Relativamente às emergências simuladas, cabe ressaltar que, a perda da linha 1-2 não ocasionou nem violação nos limites de tensão nem de carregamento, enquanto que a perda da linha 1-3 provocou apenas tensões inferiores a 0,95 pu nas barras 3 e 6. As demais emergências resultaram em interrupções de carga em barras do sistema devido a sobrecargas em linhas e/ou geração excessiva na barra "swing".

Os índices de confiabilidade calculados para as barras do sistema e para o sistema global, respectivamente, considerando-se contingências simples e o efeito das falhas de modo comum em linhas de transmissão são mostrados nas Tabelas VI.5, VI.6, VI.7 e VI.8. Tais resultados foram obtidos para o sistema teste do IEEE. Nas duas primeiras tabelas foram consideradas apenas contingências simples, enquanto nas outras duas considerou-se o efeito de falhas comuns em linhas de transmissão com circuitos duplos. As diferenças mais significativas entre os dois resultados, são relativas aos índices de confiabilidade das barras 14, 15 e 16, as quais sofreram interrupções de carga apenas nas simulações de contingências duplas, e aos índices de energia média interrompida por barra, que são bem mais elevados quando se considera o efeito das falhas de modo comum.

TABELA VI.5 - Índices de confiabilidade por barras com contingências simples

BARRA	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE									
	PROB. FALHA	FREQ. FALHA	POT. ANUAL INT.	ENERG. ANUAL INT.	DUR. ANUAL INT.	NUM. ANUAL V. TENS.				
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0408671				
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
5	0,0007834	0,0321183	0,0942294	20,1329182	6,8623501	0,0020449				
6	0,0007834	0,0321183	0,1353918	28,9276079	6,8623501	0,1436755				
8	0,0016727	0,1403822	2,6037405	268,0104977	14,6529250	0,0				
9	0,0014868	0,1383373	1,3801515	294,6835836	13,0244604	0,0375739				
10	0,0014868	0,1383373	1,3073458	279,1262586	13,0244604	0,0				
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
20	0,0007034	0,1062190	1,0962849	63,5990409	6,1621103	0,0				
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
7	0,0001859	0,0020449	0,0007874	0,6270742	1,6284646	0,0				
13	0,0014868	0,1383373	20,1092149	1312,0434605	13,0244604	0,0				
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				

TABELA VI.5 - Continuação

BARRA	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE						
	PROB. FALHA	FREQ. FALHA	POT. ANUAL INT.	ENERG. ANUAL INT.	DUR. ANUAL INT.	NUM. ANUAL V. TENS.	
16	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

TABELA VI.6 - Índices de confiabilidade globais com contingências simples

Potência global interrompida	-	0,0093779	MW/MW-ANO
Duração global de interrupções	-	47,7294830	MIN.
Potência global interrompida por distúrbios	-	142,4311329	MW/Dis.
Número Médio de Interrupções por barra	-	0,0428173	ANO
Potência média interrompida por barra	-	1,5721851	MW/ANO
Energia média interrompida por barra	-	133,3617907	MWH/ANO
Número médio de violações de tensão por barra	-	0,0131860	ANO

Índices de confiabilidade

TABELA VI.7 - Índices de confiabilidade por barras com falhas de modo comum em circuitos duplos

BARRA	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE							
	PROB. FALHA	FREQ. FALHA	POT. ANUAL INT.	ENERG. ANUAL INT.	DUR. ANUAL INT.	NUM. ANUAL V. TENS.		
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0408671		
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
5	0,0007834	0,0321183	0,0942294	20,1329182	6,8623501	0,0020449		
6	0,0007834	0,0321183	0,1353918	28,9276079	6,8623501	0,1445982		
8	0,0016727	0,1403822	2,6037405	268,0104977	14,6529250	0,0		
9	0,0022295	0,1392601	1,3804082	296,4935342	19,5304347	0,0375739		
10	0,0022295	0,1392601	1,3076025	280,9362092	19,5304347	0,0		
11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
20	0,0007034	0,1062190	1,0962849	63,5990409	6,1621103	0,0		
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
7	0,0001859	0,0020449	0,0007874	0,6270742	1,6284646	0,0		
13	0,0014868	0,1383373	20,0913443	1308,2252730	13,0244604	0,0		
14	0,0007382	0,0009172	0,0512060	361,0397936	6,4667914	0,0		
15	0,0007382	0,0009172	0,0512062	361,0414711	6,4667914	0,0		

TABELA VI.7 - Continuação

BARRA	ÍNDICES DE CONFIABILIDADE						
	PROB. FALHA	FREQ. FALHA	POT. ANUAL INT.	ENERG. ANUAL INT.	DUR. ANUAL INT.	NUM. ANUAL INT.	
16	0,0007382	0,0009172	0,0512060	361,0397936	6,4667914	0,0	
18	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

TABELA VI.8 - Índices de confiabilidade globais com falhas de modo comum em circuitos duplos

ÍNDICES DE CONFIABILIDADE	Potência global interrompida	- 0,0094258	MW/MW-ANO
	Duração global de interrupções	- 70,5278571	MIN.
	Potência global interrompida p/distúrbios	- 144,5070421	MW/DIS.
	Num. Médio de interrupções por barra	- 0,0430878	ANO
	Potência média interrompida por barra	- 1,5802004	MW/ANO
	Energia média interrompida por barra	- 197,0631302	MWH/ANO
	Num. médio de violações de tensão por barra	- 0,0132402	ANO

CAPÍTULO VII

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A metodologia de cálculo de índices de confiabilidade para sistemas compostos proposta neste trabalho, utilizou procedimentos rápidos, o cálculo do fluxo de potência pelo método desacoplado rápido e o método desacoplado para eliminação de sobrecargas, que permitem minorar o inconveniente comum a todos os programas que utilizam a enumeração direta de estados, que é o esforço computacional considerável. Entretanto, dependendo do tipo de estudo, poderão ser utilizados, procedimentos ainda mais rápidos, como por exemplo os métodos de transportes para a estimação dos fluxos nas linhas.

Relativamente a modelagem dos componentes, os seguintes efeitos poderão ser incluídos em trabalhos futuros:

- 1) Manutenção em linhas de transmissão e em unidades geradoras;
- 2) Condições de tempo normal e adverso;
- 3) Falhas temporárias em linhas de transmissão;
- 4) Variações dos níveis de carga do sistema;
- 5) Unidades geradores reservas.

Outros aspectos a serem considerados, seriam aqueles relativos às fases de verificação e avaliação dos resultados. A verificação poderia ser feita comparando-se os resultados obtidos com os resultados de uma simulação Monte Carlo. Já a fase de avaliação seria feita por curvas custos "versus" confiabilidade conforme o exposto no Capítulo III.

REFERÊNCIAS

- | ¹ | Grupo de Trabalho de Critérios de Planejamento (GTCP), "Crí-
térios Básicos de Avaliação do Desempenho Elétrico do
Sistema de Transmissão", Grupo Coordenador do Planeja-
mento do Sistema Elétrico, 1981.
- | ² | Gonzaga, C.; Persiano, R.; "Otimização do Sistema de
Transmissão de Furnas", Projeto COPPETEC ET-501/76, Rio
de Janeiro, 1975.
- | ³ | Endrenyi, J.; Reliability Modeling in Electric Power Sys-
tems, John Willey, 1978.
- | ⁴ | Working Group on Permanent Records for Optimizing System
Design; "Reliability Indices for Use in Bulk Power
Supply Adequacy Evaluation", IEEE Trans. on PAS, Vol.
PAS- 97, N° 4, pp. 1907-1103, July/August, 1978.
- | ⁵ | Billinton, R.; Medicherla, T. K. P.; Sachdev, M. S.; "Ade-
quacy Indices for Composite Generation and Transmission
System Reliability Evaluation", Paper N° A79-024-1, IEEE
PES Winter Power Meeting, New York, February, 1979.
- | ⁶ | Billinton, R.; "Composite System Reliability Evaluation" ;
IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-88, N° 4, pp. 276-282, April
1969.

- | ⁷ | Bhavaraju, M. P.; "Composite System Reliability Methods", IEEE Tutorial Course, 71 M 30-PWR, pp. 32-39, 1971.
- | ⁸ | Billinton, R.; Bhavaraju, M. P.; "Transmission Planning Using a Reliability Criterion", Part I: A Reliability Criterion"; IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-89, N^o 1, pp. 28-33, January 1970.
- | ⁹ | Stott, B.; Alsac, O.; "Fast Decoupled Load Flow"; ibid, Vol. PAS-93, pp. 859-869, May/June 1971.
- | ¹⁰ | Task Force on Common Mode Outages of Bulk Power Supply Facilities of the Application of Reliability Methods Subcommittee of Power System Engineering, IEEE Power Engineering Society; "Common Mode Forced Outages of Overhead Transmission Lines", ibid., Vol. PAS-95, pp. 859-963, May/June 1976.
- | ¹¹ | Billinton, R.; Medicherla, T. K. P.; Sachdev, M. S.; "Common-Cause Outages in Multiple Circuit Transmission Lines", IEEE Transactions on Reliability, Vol. R-27, N^o 2, pp. 128-131, June 1978.
- | ¹² | Allan, R. N.; Dalynas, E. N.; Homer, I. R.; "Modeling Common Mode Failures in the Reliability Evaluation of Power System Networks", Paper N^o A76 395-4, IEEE PES Winter Power Meeting, Portland, July 1976.

- |¹³| Billinton, R.; Medicherla, T. K. P.; Sachdev, M. S.; "Application of Common-Cause Outage Models in Composite System Reliability Evaluation", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-100, N° 7, pp. 3648-3657, July 1981.
- |¹⁴| Billinton, R.; Medicherla, T. K. P.; Sachdev, M. S.; "Generation Rescheduling and Load Shedding to Alleviate Line Overloads - Analysis", ibid., Vol. PAS-98, pp. 1876-1884, Nov./Dec. 1979.
- |¹⁵| IEEE Committee Report; "Proposed Definitions of Terms of Reporting and Analyzing Outages of Generating Equipment", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-85, pp. 390-393, April 1966.
- |¹⁶| IEEE Committee Report; "Proposed Definitions of Terms for Reporting and Analyzing Outages of Electrical Transmission and Distribution Facilities and Interruptions", ibid., Vol. PAS-87, pp. 1318-1323, May 1968.
- |¹⁷| Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI); "Metodologia de Avaliação do Desempenho do Sistema Elétrico Brasileiro", SCEL-CENC-04/79, Novembro 1979.
- |¹⁸| CIER; "Terminologia de Desligamento e Interrupção em Sistemas Elétricos de Potência,, Índices de Desempenho", Dezembro 1979.

- |¹⁹| Patton, A. D.; "Determination and Analysis of Data for Reliability Studies", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-87, pp. 84-100, January 1968.
- |²⁰| Billinton, R.; Power System Reliability Evaluation, Gordon and Breach, New York, 1970.
- |²¹| The Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee; "IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-98, N° 6, pp. 2047-2054, Nov./Dec. 1979.
- |²²| Patton, A. D.; Ayoub, A. K.; Singh, C.; "Power System Reliability Evaluation", Intern. J. of Electrical Power and Energy System, Vol. 1, N° 3, pp. 139-150, October 1979.
- |²³| Bichelis, A.; Oliveira, N. G.; "Determinação de Índices de Tensão e Carregamento para Planejamento de Sistemas Elétricos de Transmissão", VI SNPTEE, GPL, Comboriú, 1981.
- |²⁴| Billinton, R.; Endrenyi, J.; "Load Modeling in Power System Reliability Evaluation", Paper A 76 305-3, IEEE PES Summer Meeting, Portland, Oregon, July 1976.
- |²⁵| Garver, L. L.; "Transmission Network Estimation Using Linear Programming", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-89, pp. 1688-1697, Fev. 1970.

[²⁶] Manzoni, G.; Paris, L.; Voltorta, M.; "Power System Planning Practice in Italy", ibid, Vol. PAS-98, pp. 689-699, May/Jun. 1979.

APÊNDICE AMODELOS PARA REPRESENTAÇÃO DE FALHAS DE
MODO COMUM EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os quatro modelos principais para representação das falhas de modo comum relacionados por Billinton et al. ^[5] são:

A.1 - MODELO 1 (MODELO BÁSICO PARA FALHAS COMUNS)

Este modelo, Figura A.1, com apenas dois estados, é o mesmo que o modelo para linhas de transmissão com um circuito, e somente será válido no caso de falhas individuais. As taxas de saída dos estados 1 e 2 são a taxa de falha comum, λ_c , e o tempo de reparo simultâneo, R_c , e as probabilidades associadas a estes dois estados são:

$$P_1 = \mu_c / (\lambda_c + \mu_c)$$

$$P_2 = \lambda_c / (\lambda_c + \mu_c)$$

onde,

$$\mu_c = 1/R_c$$

Referido modelo somente é adequado para a avaliação dos efeitos de falhas de modo comum quando as saídas de ser

viço provenientes destas falhas forem muito mais significativas que as falhas independentes. Este modelo pode, entretanto, ser combinado com o modelo básico para falhas independentes, Figura A.2, no caso de ser necessário uma avaliação mais realística. As probabilidades associadas com os vários estados do modelo básico para falhas independentes, são as seguintes:

$$P_1 = \mu_1 \mu_3 / D$$

$$P_2 = \lambda_1 \mu_2 / D$$

$$P_3 = \mu_1 \lambda_2 / D$$

$$P_4 = \lambda_1 \lambda_2 / D$$

onde,

$$D = (\lambda_1 + \mu_1) (\lambda_2 + \mu_2)$$

Os modelos apresentados a seguir consideram uma combinação dos modelos básicos para falhas comuns e independentes, bem como os vários procedimentos de retorno dos circuitos à condição de operação descritos no Capítulo III (Seção III.6).

A.2 - MODELO 2 (MODELO IEEE)

Este modelo, proposto pelo "Task Force of the APM subcommittee" [10], considera taxas de falha comuns e indepen

dentes, representa o caso 1) da Seção III.6, e pode ser obtido do diagrama de espaço-estado mostrado na Figura A.3 fazendo-se $\mu_c = 0$.

As expressões das probabilidades em estado permanente são as seguintes:

$$P_1 = \mu_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2)/D$$

$$P_2 = \mu_2 [\lambda_1 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c (\lambda_1 + \mu_2)]/D$$

$$P_3 = \mu_1 [\lambda_2 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c (\lambda_2 + \mu_1)]/D$$

$$P_4 = [\lambda_1 \lambda_2 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c (\lambda_1 + \mu_2) (\lambda_2 + \mu_1)]/D$$

onde,

$$D = (\lambda_1 + \mu_1) (\lambda_2 + \mu_2) (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \\ + \lambda_c [(\lambda_1 + \mu_1) (\lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \mu_2 (\lambda_2 + \mu_2)]$$

e

P_4 é a probabilidade dos dois circuitos estarem fora de operação.

A.3 - MODELO 3 (MODELO IEEE MODIFICADO)

O diagrama de espaço-estado deste modelo é idêntico ao do modelo 2, porém com $\mu_c > 0$. Isto deve-se à consideração que prevê o retorno simultâneo ou em separado dos circuitos à condição de operação normal.

As expressões exatas para as probabilidades de estado permanente para este modelo são as seguintes:

$$P_1 = [\mu_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \mu_c (\lambda_1 + \mu_2) (\lambda_2 + \mu_1)] / D$$

$$P_2 = [\lambda_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c \mu_2 (\lambda_1 + \mu_2) + \lambda_1 \mu_c (\lambda_1 + \mu_2)] / D$$

$$P_3 = [\lambda_2 \mu_1 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c \mu_1 (\lambda_2 + \mu_1) + \lambda_2 \mu_c (\lambda_2 + \mu_1)] / D$$

$$P_4 = [\lambda_1 \lambda_2 (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c (\lambda_1 + \mu_2) (\lambda_2 + \mu_1)] / D$$

onde,

$$D = (\lambda_1 + \mu_1) (\lambda_2 + \mu_2) (\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2) + \lambda_c (\mu_1^2 + \mu_2^2) + \mu_c (\lambda_1^2 + \lambda_2^2) + (\lambda_1 \mu_1 + \lambda_1 \mu_2 + \lambda_2 \mu_1 + \lambda_1 \lambda_2 + \lambda_2 \mu_2 +$$

$$+ \mu_1 \mu_2) (\lambda_c + \mu_c) \quad (\text{A.1})$$

e

P_4 é a probabilidade dos dois circuitos estarem fora de operação.

A.4 - MODELO 4

Este modelo considera o retorno dos circuitos à condição de operação da forma como descrita no caso 3) da Seção III.6. Sua aplicação se justifica quando a maioria das falhas de modo comum ocorrem devido a equipamentos terminais e ambos os circuitos são recolocados em serviço simultaneamente, mesmo se um deles for reparado mais cedo. O diagrama espaço-estado deste modelo é mostrado na Figura A.4.

São as seguintes as expressões para as probabilidades dos cinco estados deste modelo:

$$P_1 = \mu_1 \mu_2 \mu_c / D$$

$$P_2 = \lambda_1 \mu_2 \mu_c / D$$

$$P_3 = \mu_1 \lambda_2 \mu_c / D$$

$$P_4 = \lambda_1 \lambda_2 \mu_c / D$$

$$P_5 = \mu_1 \mu_2 \lambda_c / D$$

onde,

$$D = \mu_c (\lambda_1 + \mu_1) (\lambda_2 + \mu_2) + \mu_1 \mu_2 \lambda_c$$

A probabilidade dos dois circuitos estarem fora de operação é dada pela soma das probabilidades dos estados 4 e 5.

A.5 - SIMPLIFICAÇÃO DAS EQUAÇÕES DO MODELO 3

As equações obtidas para o modelo 3 podem ser simplificadas a partir das seguintes aproximações, Allan et al. [12]:

$$\mu_1 + \lambda_1 \approx \mu_1;$$

$$\lambda_2 + \mu_2 \approx \mu_2;$$

$$\lambda_2 + \mu_1 \approx \mu_1;$$

$$\lambda_1 + \mu_2 \approx \mu_2;$$

$$\lambda_c + \mu_1 + \mu_2 \approx \mu_1 + \mu_2$$

Colocando a Eq. (A.1), na forma

$$D = (\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)(\lambda_1 + \mu_1 + \lambda_2 + \mu_2 + \lambda_c + \mu_c) + \\ + (\lambda_1 + \mu_1)(\mu_c \lambda_1 + \lambda_c \mu_1) + (\lambda_2 + \mu_2)(\mu_c \lambda_2 + \lambda_c \mu_2)$$

e fazendo as mencionadas simplificações, tem-se:

$$D_2 = \mu_1 \mu_2 (\mu_1 + \mu_2 + \mu_c) + \mu_c (\lambda_1 \mu_1 + \lambda_2 \mu_2) + \\ + \lambda_c (\mu_1^2 + \mu_2^2) \quad (A.2)$$

Desta forma, as expressões das probabilidades de estado ficam:

$$P_1 = [\mu_1 \mu_2 (\mu_1 + \mu_2 + \mu_c)]/D_2$$

$$P_2 = [\lambda_1 \mu_2 (\mu_1 + \mu_2 + \mu_c)]/D_2$$

$$P_3 = [\lambda_2 \mu_1 (\mu_1 + \mu_2 + \mu_c)]/D_2$$

$$P_4 = [\lambda_1 \lambda_2 (\mu_1 + \mu_2) + \lambda_c \mu_1 \mu_2]/D_2$$

A equação (A.2) poderá ainda ser reduzida, uma vez que:

$$\mu_c (\lambda_1 \mu_1 + \lambda_2 \mu_2) \ll \mu_c \mu_1 \mu_2$$

e,;

$$\mu_1^2 \mu_c + \mu_2^2 \mu_c \ll \mu_1^2 \mu_2 + \mu_2^2 \mu_1$$

assim,

$$D_2 = \mu_1 \mu_2 (\mu_1 + \mu_2 + \mu_c)$$

e as probabilidades de estado passam a ser expressas por:

$$P_1 = 1 \quad (\text{A.3})$$

$$P_2 = \frac{\lambda_1}{\mu_1} \quad (\text{A.4})$$

$$P_3 = \frac{\lambda_2}{\mu_2} \quad (\text{A.5})$$

$$P_4 = [\lambda_1 \lambda_2 \left(\frac{1}{\mu_1} + \frac{1}{\mu_2}\right) + \lambda_c] / (\mu_1 + \mu_2 + \mu_c) \quad (\text{A.6})$$

As taxas de saídas equivalentes entre os estados em operação e fora de operação, Figura A.5, podem ser obtidas a partir das expressões de λ_{IJ} e λ_{JI} , da seguinte maneira:

$$\lambda_{IJ} = \sum_{j=1}^3 \lambda_{IJj} = \mu_1 + \mu_2 + \mu_c = \mu_e \quad (\text{A.7})$$

$$\lambda_{JI} = \frac{\sum_{j=1}^3 P_{Jj} \lambda_{IJj}}{\sum_{j=1}^3 P_{Jj}} = \frac{P_1 \lambda_c + P_2 \lambda_2 + P_3 \lambda_1}{P_1 + P_2 + P_3} = \lambda_e \quad (\text{A.8})$$

substituindo-se P_1 , P_2 e P_3 em (A.8) pelas Eqs. (A.3), (A.4) e (A.5), tem-se:

$$\lambda_e = \frac{\lambda_c + \lambda_1 \lambda_2 (1/\mu_1 + 1/\mu_2)}{1 + \lambda_1/\mu_1 + \lambda_2/\mu_2} \quad (\text{A.9})$$

como,

$$\lambda_1/\mu_1 + \lambda_2/\mu_2 \ll 1$$

a expressão final de λ_e , fica:

$$\lambda_e = \lambda_c + \lambda_1 \lambda_2 (1/\mu_1 + 1/\mu_2) \quad (\text{A.10})$$

onde,

λ_e e $R_e = 1/\mu_c$ são a taxa de falha equivalente e a duração média no estado fora de operação, respectivamente.

Pelas simplificações efetuadas, o diagrama a dois estados, equivalente ao diagrama espaço-estado do modelo 3 é dado pela Figura A.6. O estado 0 representa os estados 1, 2 e 3 do modelo original, e P_{2e} pode ser considerado igual a P_4 , já que pelas aproximações consideradas,

$$P_{2e} \approx \frac{\lambda_e}{\mu_e} = P_4 ; \lambda_e \ll \mu_e$$

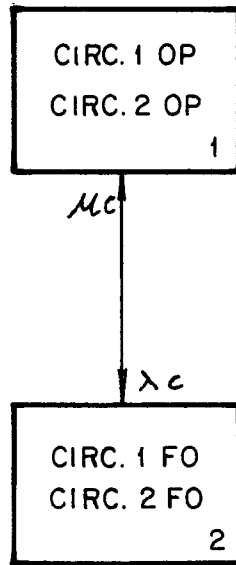


FIGURA A.1-MODELO 1 (Modelo básico para falhas comuns)

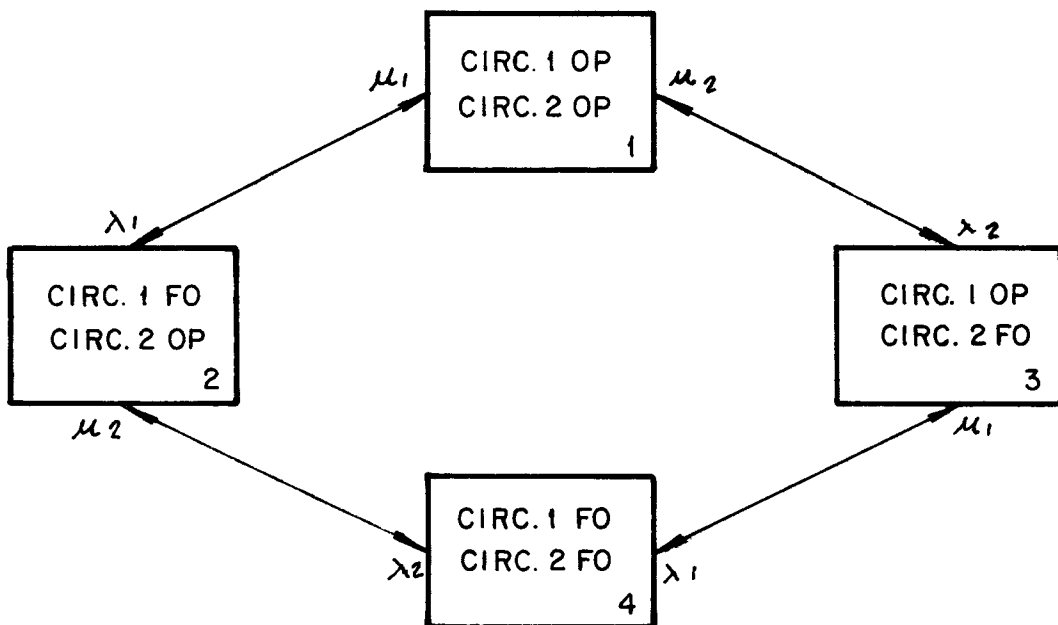


FIGURA A.2-MODELO 2 (Modelo básico para falhas independentes)

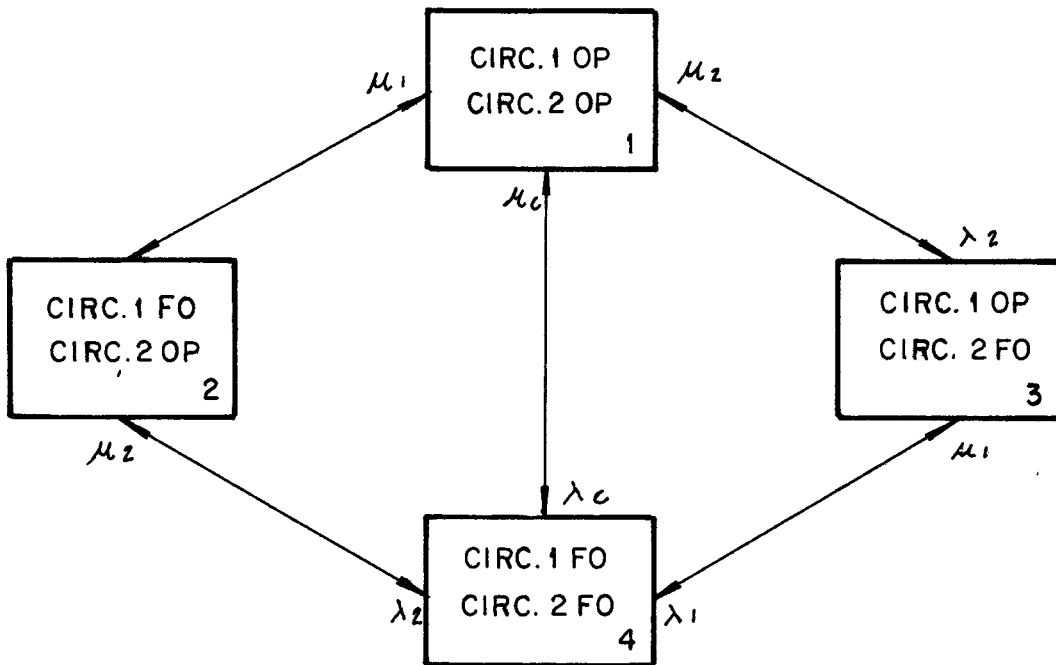


FIGURA A.3-MODELO 3 (Combinação dos modelos 1 e 2)

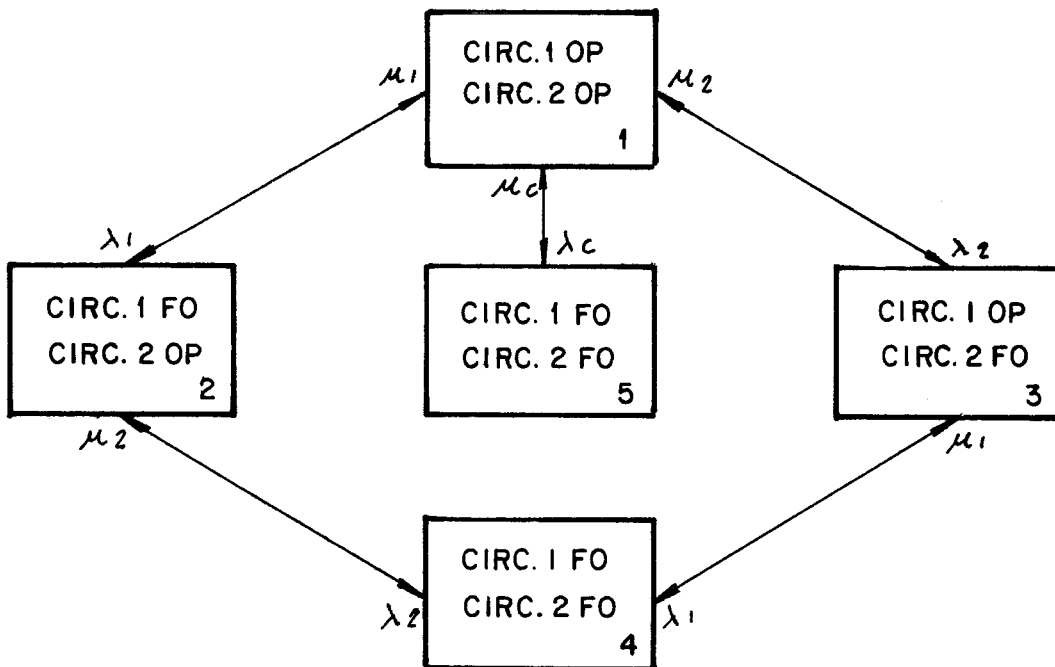


FIGURA A.4-MODELO 4 (Modelo com falhas de modo comum consideradas separadamente)

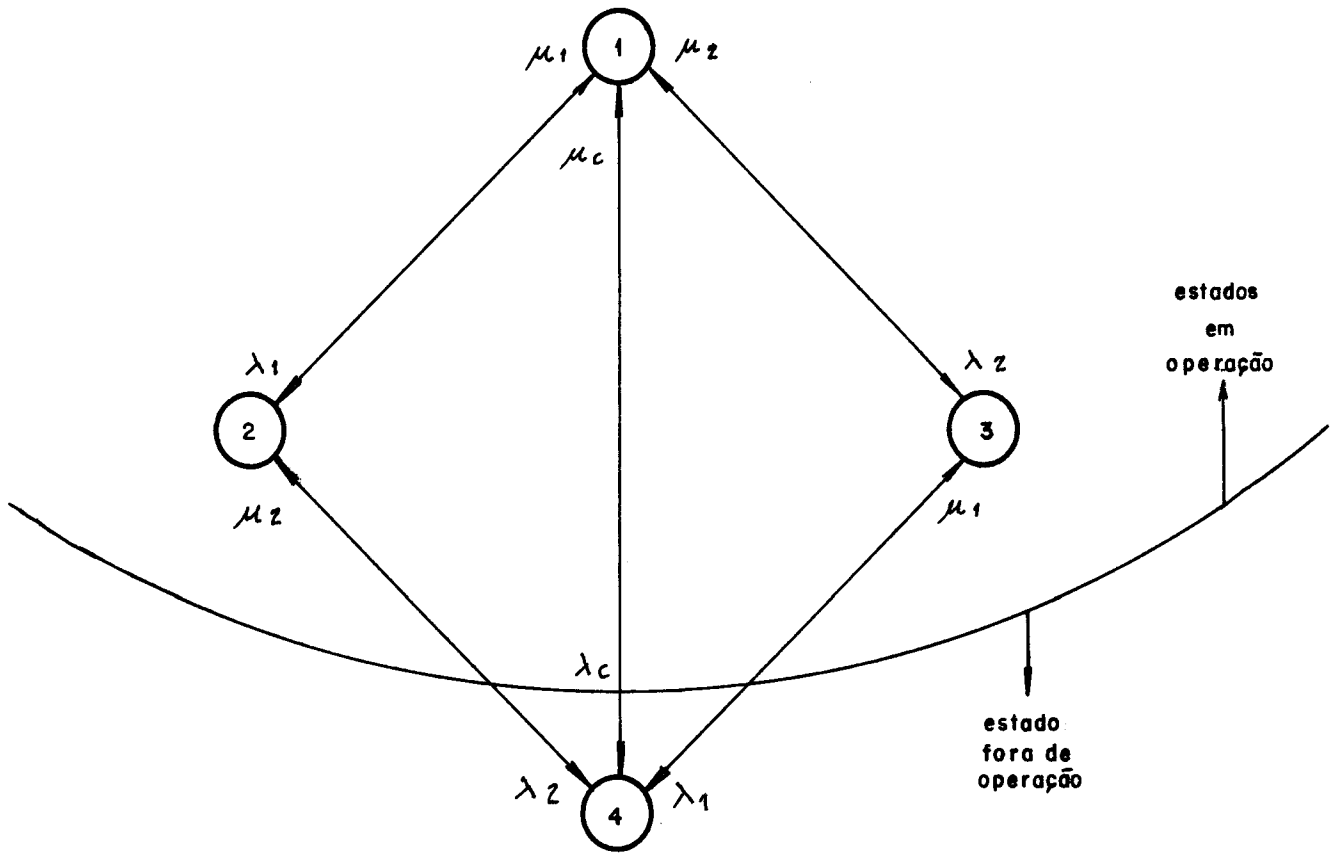


FIGURA A.5 — Estados em operação e fora de operação

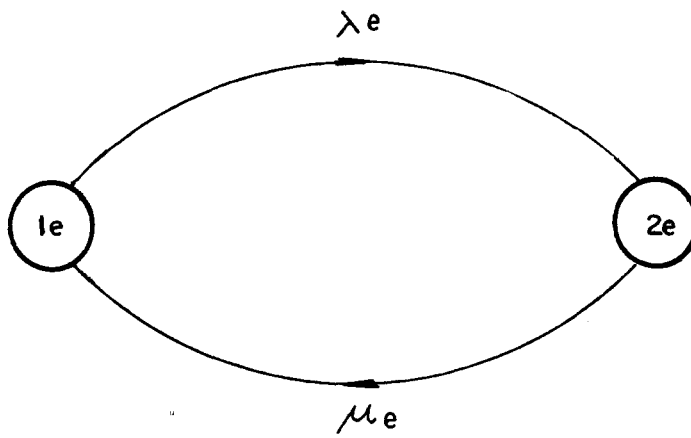


FIGURA A.6 — Equivalente a dois estados do modelo 3

APÊNDICE BFORMAÇÃO DA MATRIZ A

Em uma linha de transmissão, a expressão da corrente que circula entre duas barras p e q, no sentido de p para q (I_{pq}) é dada por:

$$\begin{aligned}
 I_{pq} = & [(V_p \cos \delta_p - V_q \cos \delta_q) G_{pq} - (V_p \sin \delta_p - \\
 & - V_q \sin \delta_q) B_{pq} - B_c V_p \sin \delta_p] + \\
 & + j[(V_p \sin \delta_p - V_q \sin \delta_q) G_{pq} + (V_p \cos \delta_p - \\
 & - V_q \cos \delta_q) B_{pq} + V_p B_c \cos \delta_p] = I_r + j I_j \quad (B.1)
 \end{aligned}$$

onde,

$G_{pq} + j B_{pq}$ é a admitância série da linha entre as barra p e q;

B_c é a metade da admitância "shunt" da linha;

I_r e I_j são os componentes real e imaginário da corrente.

Se I_{pq}^0 é a corrente da linha para as variáveis de estado δ_p^0 , δ_q^0 , V_p^0 e V_q^0 , e é maior que o carregamento máximo ($I_{pqm\acute{a}x}$), um novo conjunto de variáveis (δ_p , δ_q , V_p e V_q) pode ser obtido tal que o valor da corrente entre as barras p e q

seja reduzido para $I_{pqm\acute{a}x}$. Este novo conjunto de variáveis de estado é dado pela Eq. (B.2), a qual é obtida pela expansão por série de Taylor da função I_{pq} na vizinhança de δ_p^0 , δ_q^0 , V_p^0 e V_q^0 desprezando os termos de ordem maior ou igual a dois.

$$\begin{aligned} \Delta I_{pq} = (I_{pqm\acute{a}x} - I_{pq}^0) = & \left. \frac{\partial I_{pq}}{\partial \delta_p} \right|_0 \Delta \delta_p + \left. \frac{\partial I_{pq}}{\partial \delta_q} \right|_0 \Delta \delta_q + \\ & + \left. \frac{\partial I_{pq}}{\partial V_p} \right|_0 V_p + \left. \frac{\partial I_{pq}}{\partial V_q} \right|_0 \Delta V_q \end{aligned} \quad (B.2)$$

As expressões das derivadas parciais de I_{pq} são as seguintes:

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_{pq}}{\partial \delta_p} = & \frac{I_r}{I_{pq}^0} [-G_{pq} V_p^0 \text{sen } \delta_p^0 - B_{pq} V_p^0 \text{cos } \delta_p^0 - \\ & - B_c V_p^0 \text{cos } \delta_p^0] \\ & + \frac{I_j}{I_{pq}^0} [G_{pq} V_p^0 \text{cos } \delta_p^0 - B_{pq} V_p^0 \text{sin } \delta_p^0 - B_{c\phi} V_p^0 \text{sin } \delta_p^0] \end{aligned} \quad (B.3)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_{pq}}{\partial \delta_q} = & \frac{I_r}{I_{pq}^0} [G_{pq} V_q \text{sin } \delta_q^0 + B_{pq} \cdot V_q \text{cos } \delta_q^0] \\ & + \frac{I_j}{I_{pq}^0} [-G_{pq} V_q^0 \text{cos } \delta_q^0 + B_{pq} V_q^0 \text{sin } \delta_q^0] \end{aligned} \quad (B.4)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_{pq}}{\partial V_p} &= \frac{I_r}{I_{pq}^0} [G_{pq} \cos \delta_p^0 - B_{pq} \sin \delta_p^0 - B_c \sin \delta_p^0] \\ &+ \frac{I_j}{I_{pq}^0} [G_{pq} \sin \delta_p^0 + B_{pq} \cos \delta_p^0 + B_c \cos \delta_p^0] \end{aligned} \quad (B.5)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_{pq}}{\partial V_q} &= \frac{I_r}{I_{pq}^0} (-G_{pq} \cos \delta_q^0 + B_{pq} \sin \delta_q^0) \\ &+ \frac{I_j}{I_{pq}^0} (-G_{pq} \sin \delta_q^0 - B_{pq} \cos \delta_q^0) \end{aligned} \quad (B.6)$$

Para um sistema com n-barras, ℓ-linhas e j-linhas sobrecarregadas, a forma matricial da Eq. (B.2) fica:

$$\begin{bmatrix} \Delta I_1 \\ \Delta I_2 \\ \vdots \\ \Delta I_l \end{bmatrix} = \underset{\sim}{A} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \cdot \cdot \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (B.7)$$

A matriz A é altamente esparsa e retangular. Cada linha é composta de no máximo 4 termos diferentes de zero. O número de linhas e colunas desta matriz é igual ao número de linhas sobrecarregadas (j) e 2n-1, respectivamente. O incremento de ângulos da barra "swing", ao contrário do incremento de magnitude de tensão, não é incluído no vetor de variáveis de estado. A Eq. (B.7) pode ser reescrita como Eq. (B.8) para determi-

nar os incrementos de variáveis de estado.

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \dots \\ \Delta V \end{bmatrix} = \underline{A}^+ \underline{\Delta I} \quad (\text{B.8})$$

Um exemplo da formação da matriz A é dado abaixo, onde as 3 linhas do sistema, Figura B.1, estão sobrecarregadas.

As relações entre as correntes nas linhas e as variáveis de estado para o exemplo são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \Delta I_1 \\ \Delta I_2 \\ \Delta I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{21}^0 - I_{21\text{máx}} \\ I_{31}^0 - I_{31\text{máx}} \\ I_{32}^0 - I_{32\text{máx}} \end{bmatrix} =$$

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial I_{21}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial I_{21}}{\partial \delta_2} & \vdots & \frac{I_{21}}{\partial V_1} & \frac{\partial I_{21}}{\partial V_2} & 0 \\ \frac{\partial I_{31}}{\partial \delta_1} & 0 & \vdots & \frac{I_{31}}{\partial V_1} & 0 & \frac{\partial I_{31}}{\partial V_3} \\ 0 & \frac{\partial I_{32}}{\partial \delta_2} & \vdots & 0 & \frac{\partial I_{32}}{\partial V_2} & \frac{\partial I_{32}}{\partial V_3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \dots \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}$$

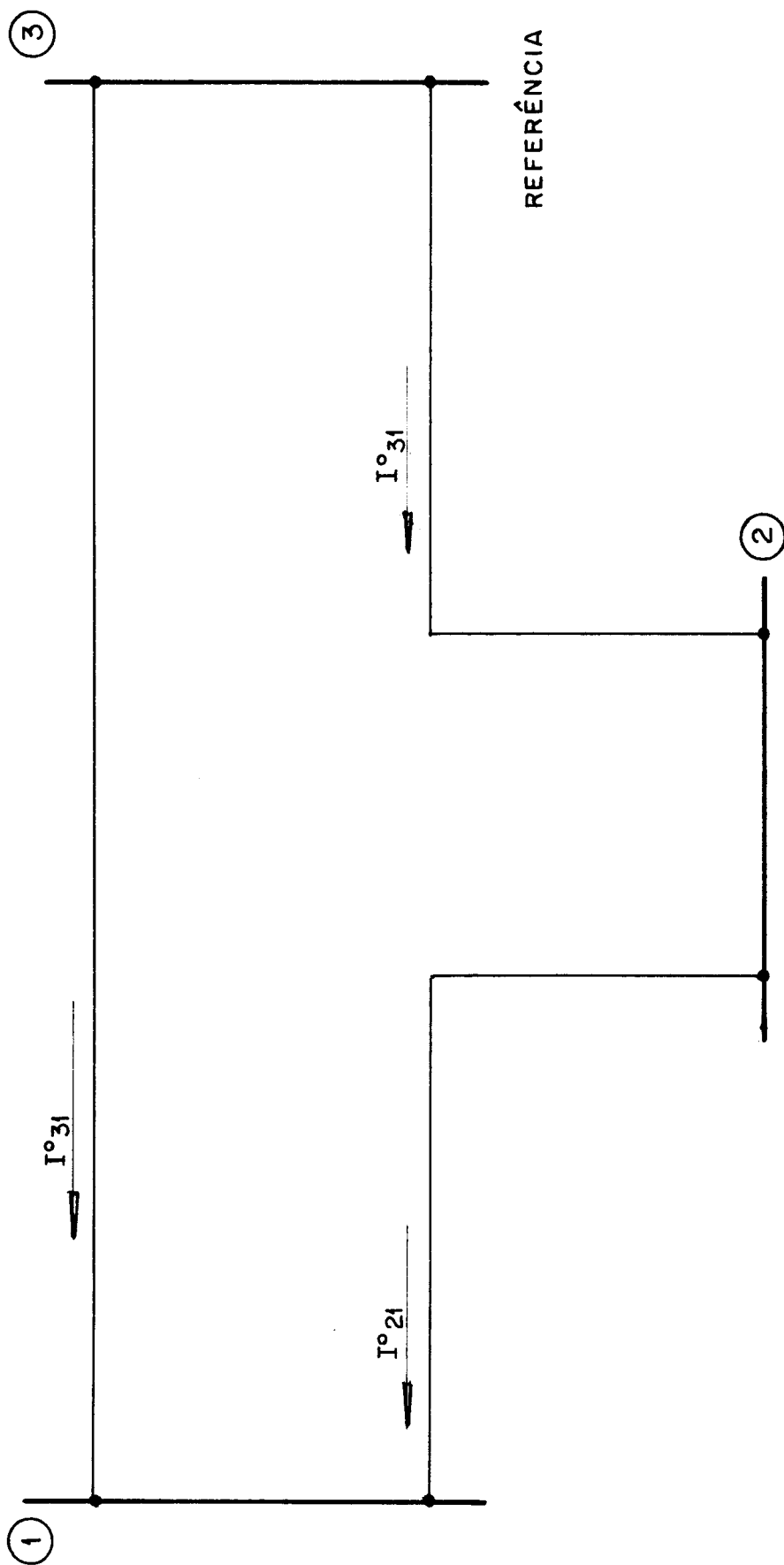


FIGURA B.1 — Sistema de 3 barras e 3 linhas em sobrecargas