

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

AVALIAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE EM SUBESTAÇÕES

Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina para obtenção do grau de Mestre em Engenharia.

Carlos Larrain Corssen

Junho - 1979

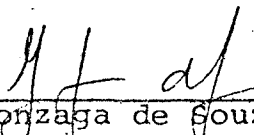
AVALIAÇÃO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDADE EM SUBESTAÇÕES

Carlos Larrain Corsen

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.

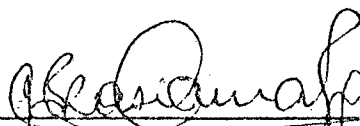


Prof. C. Celso de Brasil Camargo, M.Sc.
Orientador



Prof. Luiz Gonzaga de Souza Fonseca, D.Sc.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica

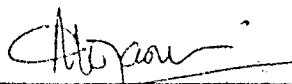
APRESENTADA PERANTE A BANCA EXAMINADORA COMPOSTA DOS PROFESSORES:



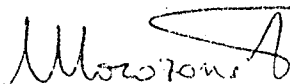
Prof. C. Celso de Brasil Camargo, M.Sc.



Prof. Hans Helmut Zörn, Ph.D.



Prof. Rajamani Doraiswami, Ph.D.



Prof. Marciano Morozowski Filho, M.Sc.

À Mario Larrain del Campo (in memoriam) e
Javiera Corssen Rivera,
meus pais

AGRADECIMENTOS

A C. CELSO DE BRASIL CAMARGO pela orientação e incentivo durante a realização deste trabalho.

Aos colegas da ELETROSUL pela colaboração técnica e sugestões apresentadas.

A MARILÍ DA SILVA pelo esforço e dedicação no trabalho datilográfico e a JOÃO GODINHO FILHO pela elaboração dos desenhos.

Às Centrais Elétricas do Sul do Brasil S. A. - ELETROSUL, através do Departamento de Planejamento, pelo interesse e apoio recebido.

A minha esposa, LORETTA, pela compreensão e constante estímulo, sem os quais este trabalho não teria sido possível.

Í N D I C E

RESUMO	1
ABSTRACT	2
1 - INTRODUÇÃO	3
1.1 - Considerações Gerais	3
1.2 - Aspectos da Confiabilidade dos Sistemas de Transmissão	4
1.3 - Seleção dos Arranjos das Subestações	7
1.4 - Características de Alguns Arranjos de Barramentos Comuns	11
2 - REVISÃO DA LITERATURA	23
3 - DEFINIÇÃO E ANÁLISE DO PROBLEMA	44
3.1 - Introdução	44
3.2 - Definição do Problema	45
3.3 - Modelo de Confiabilidade a Três Estados	48
3.4 - Teoria dos Cortes Mínimos	59
3.5 - Equacionamento da Metodologia Adotada	62
3.6 - Aplicação do Método	68
4 - COMPARAÇÃO DE ESQUEMAS	78
4.1 - Introdução	78
4.2 - Arranjos Considerados	78
4.3 - Dados Utilizados	83
4.4 - Resultados Obtidos	86
4.5 - Discussão dos Resultados	106

5 - SUMÁRIO, CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	112
5.1 - Sumário e Conclusões	112
5.2 - Sugestões para Futuros Trabalhos	117
6 - BIBLIOGRAFIA	119

ANEXOS

I - Listagens das Principais Subrotinas do Programa para Análise da Confiabilidade de Subestação ..	124
II - Custo de Implantação dos Arranjos Considerados na Comparação de Esquemas	134
III- Exemplo de Aplicação do Algoritmo Desenvolvido.	137

R E S U M O

Neste trabalho estabelece-se uma metodologia para avaliar, numericamente, a confiabilidade de arranjos de subestações, através de índices que permitam calcular a frequência e duração das interrupções de um ponto de carga considerado.

Essa metodologia é baseada na teoria dos processos de renovação independentes. A aplicação desta teoria é feita pelo método dos modos de falha e análise de efeitos, onde cada componente pode ser encontrada em um certo número de estados possíveis e são simuladas todas as contingências que se acredita possam acontecer na subestação.

É apresentado um algoritmo desenvolvido para a obtenção dos modos de falha de uma configuração qualquer, utilizando o conceito de corte topológico. São determinados todos os conjuntos de um ou mais componentes da subestação que, se falhados interrompem o serviço no ponto de carga.

Finalmente, inclui-se um exemplo comparando alguns esquemas comumente usados em subestações de extra alta tensão.

A B S T R A C T

In this work a method to evaluate the reliability of substation busbar arrangements is established. The frequency and duration of interruptions are calculated for a given load point.

The methodology is based on the independent renewal process theory. This theory is applied by the method of failure modes and effects analysis, where every component can be found in a number of possible states and all the possible believable contingencies in the substation are simulated.

An algorithm is developed to obtain all the failure modes of a busbar arrangement, based on the minimal cut set approach. All the sets of components, that if faulted would lead to an interruption of load point, are determined.

Finally, an example to compare some schemes utilized in EHV substations is included.

1. - INTRODUÇÃO

1.1. - Considerações Gerais

O desenvolvimento das comunidades modernas tem evidenciado uma dependência cada vez maior em relação às disponibilidades de energia elétrica. De fato, a maior parte da energia consumida nos países industrializados é do tipo elétrico, sendo sua utilização indispensável nos processos de produção, comunicações e em todas as atividades cotidianas. Isso vem exigindo um crescimento contínuo dos serviços de energia elétrica, bem como uma melhoria constante nos padrões de qualidade e continuidade da energia fornecida.

Em relação dessa dependência torna-se necessário uma melhor utilização dos recursos disponíveis, de modo a otimizar os investimentos para atingir as metas de expansão planejadas. Isto tem conduzido, nos últimos anos, à utilização de unidades geradoras de grande porte, concentradas em lugares geralmente longe dos centros de consumo.

Verifica-se assim, que os sistemas de transmissão selecionados para transportar a energia gerada, devem cumprir com as exigências de qualidade e continuidade requeridas pelos consumidores. A falha de um determinado componente de um sistema de transmissão pode levar a uma interrupção do fornecimento, causando graves prejuízos tanto à concessionária, pela energia não vendida, como aos usuários pela falta da energia indispensável aos

processos de produção.

Ao planejar um sistema de transmissão deve-se, então, considerar a confiabilidade esperada das diversas configurações tecnicamente viáveis, como mais um parâmetro que influencia na escolha do melhor esquema. Entende-se aqui por confiabilidade de uma configuração como sua probabilidade de fornecer a energia desejada sem interrupções, com níveis adequados de tensão e frequência.

1.2 - Aspectos da Confiabilidade dos Sistemas de Transmissão

Por muitos anos a confiabilidade de um sistema de transmissão foi considerada, a nível de planejamento, sob forma qualitativa, mediante a inclusão de redundâncias de alguns componentes visando tornar o sistema "mais confiável". Com o aumento do número de componentes e da complexidade dos sistemas, fez-se necessário avaliar numericamente a confiabilidade de um esquema através de índices que permitissem compará-lo com outras alternativas ou, ainda, comparar diferentes políticas de operação da mesma configuração.

Um critério muito usado para escolha do projeto ótimo para um sistema é aquele em que o custo anual total de um esquema proposto mais o custo das interrupções seja mínimo⁽⁷⁾. Facilmente podem-se obter os custos de capital, perdas e reposição para diferentes projetos; já os custos decorrentes das interrup-

ções são difíceis de quantificar, devendo incluir os custos referentes tanto à concessionária - reparos e energia não vendida - como aos consumidores, por paralização de atividades produtivas e comerciais.

Um dos problemas que devem ser resolvidos no planejamento dos sistemas de transmissão consiste em saber quanto se justifica investir para melhorar a confiabilidade, e onde providenciar tais melhoras. Em geral, o problema envolve conhecer a qualidade de serviço prestado atualmente e, em seguida, estabelecer os métodos e custos necessários para melhorá-lo. A qualidade de serviço prestado por um sistema elétrico é a medida em que esse sistema tem conseguido atender seus usuários de modo adequado durante um período determinado. Faz-se necessário conhecer a qualidade do serviço prestado por um sistema para aferir os resultados obtidos do projeto e operação do mesmo, analisando, sob forma objetiva, o comportamento de cada uma de suas partes, permitindo assim fixar critérios de projeto, investimentos e operação do sistema de maneira bem mais eficiente e racional.

Portanto, ao estabelecer critérios de confiabilidade para o planejamento de sistemas de potência objetiva-se fixar níveis de desempenho desejáveis, traduzindo um grau de confiabilidade aceitável e ao mesmo tempo compatível com os recursos destinados ao sistema de transmissão. Atualmente são consideradas duas premissas básicas para estabelecimento dos critérios de confiabilidade a nível de planejamento:

- 1) Evitar que um defeito em qualquer ponto do sistema possa, em circunstâncias previsíveis, produzir

- um colapso total do sistema e,
- ii) não haver perda de carga no sistema provocada pela ocorrência da contingência simples mais comum, neste ou em outro sistema a ele interligado.

Outras premissas especiais podem ser admitidas desde que sejam justificadas por motivos técnicos e/ou econômicos.

Ao analisar as falhas que ocorrem em um sistema de transmissão, pode-se classificá-las em dois grandes tipos de acordo com a duração:

- Falhas de curta duração, praticamente oriundas só de causas elétricas, medidas em minutos.
- Falhas de longa duração, devidas principalmente a causas mecânicas, medidas em horas ou dias.

A frequência de ocorrência de falhas de cada tipo varia muito de acordo com o sistema, mas uma divisão razoável seria a seguinte ⁽⁷⁾:

- Falhas no isolamento (incluindo descargas pelo ar).
..... 85,5%
- Falhas em condutores 13%
- Falhas em estruturas ou fundações .. 1,5%

Percebe-se assim que, no caso das linhas de transmissão, as necessidades de isolamento são determinadas principalmente pela magnitude das sobretensões (atmosféricas e de manobras) e pelo grau de segurança que se deseja para o sistema, dado pelo risco de falha. O procedimento usado na avaliação da confiabilidade das linhas de transmissão frente a sobretensões, pode ser resumido como segue:

- i) Determinar o número de desconexões devidas a sobretensões de manobra e de origem atmosférica.
- ii) Estimar o número de interrupções de serviço causadas pelas desconexões, e o tempo médio de duração das mesmas.
- iii) Avaliar o custo anual das perdas devidas às interrupções.

As subestações, como pontos principais de interligação dos sistemas de transmissão, tem grande influência sobre a confiabilidade dos mesmos; a escolha dos arranjos e esquemas de manobras deve ser feita de modo que as falhas em componentes não venham a comprometer a segurança do sistema como um todo. Estabelece-se assim a necessidade de determinar a confiabilidade de cada configuração proposta, de modo a selecionar o arranjo técnica e economicamente mais adequado.

1.3 - Seleção dos Arranjos das Subestações

Na escolha da configuração para uma nova subestação do sistema de transmissão, devem-se definir claramente os critérios técnicos e econômicos que servirão como base para comparar os diferentes arranjos de barramentos considerados e os esquemas a eles associados. De maneira geral, as características básicas que devem ser levadas em conta estão listadas a seguir, sem qualquer ordem de mérito⁽⁹⁾:

- segurança do sistema
- flexibilidade operacional

- simplicidade da proteção e do controle
- facilidade de manutenção dos componentes
- espaço disponível e facilidade de expansão
- custo

Dentre essas características apenas duas, segurança do sistema e custo, tem um elemento quantitativo de comparação. As demais refletem a experiência e prática operativa das diversas empresas, sendo oportuno uma breve descrição das mesmas.

Flexibilidade Operacional:

O arranjo deverá possibilitar, com flexibilidade e facilidade, a conexão entre os circuitos e a separação de barras em condições normais e de emergência. Deve ser avaliada a facilidade de execução de manobras de energização e desligamento de circuitos em cada alternativa considerada.

Simplicidade da Proteção e do Controle:

Deve-se avaliar, também, a simplicidade das funções e controles tais como:

- manobras de transferência
- intertravamentos
- sincronização de circuitos
- religamento das linhas de transmissão ante falhas temporárias
- rapidez de disparo e seletividade do sistema de proteção
- releamento de barras
- transferência de disparo para terminal remoto no caso de falha na operação de disjuntor
- transferência de proteção para equipamentos de reserva

Facilidade de Manutenção:

A manutenção dos componentes deve ser analisada sob dois aspectos. O primeiro refere-se à facilidade de colocação de um componente em manutenção, isto é, o número de manobras necessárias para remoção e/ou pronta colocação do componente em serviço. O segundo diz respeito aos efeitos da manutenção na segurança do sistema, verificando-se a vulnerabilidade do arranjo durante a manutenção de disjuntores e o grau de redução da confiabilidade quando da manutenção dos diversos componentes.

Espaço Disponível e Facilidade de Expansão:

Por outro lado, devem ser consideradas no projeto inicial as previsões de expansões futuras a fim de evitar cruzamentos de linhas pelo elevado custo que isto acarreta. Também serão levadas em conta eventuais ampliações face a alterações na configuração final do sistema e indefinições futuras.

O espaço disponível geralmente não é limitante para seleção do arranjo no caso de subestações de grande porte, já que estas ficam longe dos centros urbanos. Mesmo assim pode ser levado em consideração, na comparação entre alternativas, através do custo da terra. Um problema que deve ser analisado é o impacto ecológico produzido pelas grandes áreas ocupadas pelas subestações, que no caso de extra alta tensão (345 kV e superiores) são da ordem de vários hectares. No tocante às subestações de médio e pequeno porte, situadas próximas ou dentro de perímetros urbanos, o problema do espaço pode ser grave, influenciando grandemente no custo total e chegando, as vezes, a valores superiores ao custo das instalações. Neste caso, uma solução possível seria adotar isolamento a SF₆ (Hexafluoreto de enxofre), já que o maior custo dos equipamentos se ve justificado pela diminuição da área total da subestação.

Custo:

O custo total de implantação de uma subestação é dado pela seguinte expressão:

$$C_T = C_e + C_c + C_t + C_a + C_i \quad (1.3.1)$$

sendo,

C_T = custo total de instalação da subestação.

C_e = custo dos equipamentos principais, sendo definido como a soma dos custos dos equipamentos de alta tensão e do custo do comando, proteção, controle e comunicações.

C_c = custo de construção, montagem, materiais e equipamentos complementares. Esse custo é variável em função dos acabamentos gerais, edificações complementares, tipos de estruturas adotadas, volume de terraplenagem e custo do terreno.

C_t = custo de transporte e seguros.

C_a = custo de administração.

C_i = custo de imprevistos.

Segurança do Sistema:

A taxa de frequência de saídas de serviço, devidas a defeitos de componentes, e a duração média esperada da interrupção se prestam bem para uma avaliação quantitativa do desempenho dos diversos esquemas investigados. A grande vantagem da obtenção desses índices reside no fato que o comportamento de cada arranjo pode ser representado por um valor numérico: o tempo esperado de interrupção por ano. Isto permite calcular um custo adicional pela confiabilidade de cada esquema, através de custos estabelecidos para a perda de carga, a energia não fornecida e, eventualmente, um custo de penalização devido aos prejuízos causa

dos aos usuários.

Finalmente, verifica-se que para selecionar a configuração técnica e economicamente mais adequada para o arranjo de barramentos de uma subestação, pode-se adotar o seguinte procedimento:

- i) Analisar as características qualitativas de cada esquema proposto, estabelecendo um peso para cada uma delas e,
- ii) considerar o custo de cada arranjo como composto de dois fatores:
 - custo dos equipamentos e instalações
 - custo da confiabilidade, isto é, quantificar economicamente as interrupções devidas a falhas e manutenção dos componentes da subestação.

1.4 - Características de Arranjos de Barramentos Comuns

Faz-se, em seguida, alguns comentários das principais características de arranjos de barramentos comumente utilizados em subestações de médio e grande porte. Não são considerados os esquemas com um único barramento de operação, face à flagrante inferioridade apresentada em relação aos arranjos com barramento duplo ou em anel. As configurações analisadas são as seguintes:

- Barra principal seccionada e barra de transferência.
- Barra dupla, disjuntor simples com chave de desvio.
- Barra dupla com disjuntor duplo.
- Barra dupla com disjuntor e meio.

- Barra dupla com disjuntor e um terço.
- Diagramas em anel simples e múltiplo.

Os diagramas unifilares são mostrados nas Figuras 1 a 7 ao final deste item.

Os esquemas de barra principal seccionada com barra de transferência (Figura 1) e barra dupla, disjuntor simples com chave de desvio (Figura 2) são bastante utilizados nas subestações até 345 kV. Estes esquemas são de baixo custo em relação aos demais e possuem um nível de confiabilidade satisfatório. O arranjo em barra dupla tem a desvantagem que o sistema de comando e controle é complexo. Também a proteção de barra apresenta maior dificuldade que no caso de barra principal seccionada. Ambos os esquemas levam a comprometer a segurança do sistema no caso de defeitos em barramento quando da manutenção de disjuntor, e no caso de defeito em um circuito e condição de disjuntor preso (stuck-breaker). Por esse motivo não são utilizados, geralmente, em subestações de extra alta tensão.

No Brasil, o esquema de barra principal seccionada e barra de transferência é utilizado pela ELETROSUL em subestações de 230 kV. O arranjo de barra dupla, disjuntor simples com chave de desvio (by-pass) é usado nas subestações dos sistemas de 138 kV e 345 kV de FURNAS.

O esquema de barra dupla com duplo disjuntor (Figura 3) é o que apresenta maiores vantagens quanto às características qualitativas e confiabilidade. Este esquema utiliza dois disjuntores por circuito permitindo a conexão destes a qualquer uma das barras, sendo a operação normal com todos eles fechados. Pos

sibilita fácil manutenção dos disjuntores e equipamentos associados desde que um disjuntor é retirado do serviço sem necessidade de manobras de outros, e sem qualquer limitação da capacidade de transmissão. O sistema de proteção de barras é simples sendo uma específica para cada barramento o que permite eliminar defeitos de barra sem a perda de nenhum circuito. Devido à independência existente entre os circuitos, o esquema tem grande facilidade de expansão podendo serem acrescentados quantos circuitos sejam necessários sem necessidade de desligamentos.

Pelo fato de utilizar grande quantidade de equipamentos de manobras, dois disjuntores e cinco chaves por circuito, este tipo de esquema apresenta um custo consideravelmente elevado. Por isso adota-se, as vezes, um esquema modificado conectando os transformadores diretamente às barras através de um disjuntor e duas seccionadoras, mantendo dois disjuntores nas saídas de linhas. Entretanto, com isto a operação e a proteção tornam-se complexas e a confiabilidade do esquema fica reduzida.

O esquema de barra dupla com disjuntor duplo não é usado nos sistemas brasileiros, exceto em algumas subestações especiais. No exterior, podem-se citar os sistemas de 500 kV de El Chocón, na Argentina, e o da British Columbia Power Authority no Canadá.

Os arranjos de disjuntor e meio (Figura 4) e disjuntor e um terço (Figura 5) apresentam, ao igual que no caso de disjuntor duplo, um alto grau de confiabilidade e flexibilidade operativa. O inconveniente desses esquemas é que os disjuntores centrais são solicitados simultaneamente por dois circuitos. Is-

so implica na adoção de sistemas de proteção mais complexos, e na necessidade de evitar interferências de um circuito em outro no sistema de comando e controle.

Uma desvantagem do esquema com disjuntor e um terço se refere à complexidade do arranjo físico dos equipamentos e, como consequência, apresenta condições mais desfavoráveis para a manutenção. Além disso, esse arranjo tem maiores dificuldades para a expansão da subestação sendo, as vezes, impossível manter o mesmo esquema em expansões futuras. A vantagem de se adotar um esquema com disjuntor e um terço está no seu menor custo em relação aos de disjuntor e meio e disjuntor duplo.

O esquema de barra dupla com disjuntor e meio é usado, no Brasil, no sistema de 460 kV da CESP, e nos futuros sistemas de 500 kV da ELETROSUL e ELETRONORTE, bem como no sistema de transmissão em 800 kV de Itaipú. O arranjo com disjuntor e um terço praticamente não é utilizado devido a suas desvantagens frente aos esquemas com disjuntor e meio e em anel.

O esquema em anel simples (Figura 6) requer somente um disjuntor por circuito. Isto faz com que seu custo seja, normalmente, o mais baixo dentre os esquemas habitualmente usados em subestações de grande porte. A principal restrição à utilização deste tipo de arranjo é o perigo representado pela abertura do anel em dois pontos, o que pode conduzir à separação dos circuitos de carga dos circuitos de fonte, comprometendo a segurança do sistema ao qual a subestação pertence. Essa desvantagem fica reduzida quando é possível dispor alternadamente um circuito de carga e um circuito de fonte.

Outro problema que deve ser mencionado é o da expansão desse tipo de esquema, já que, para possibilitar a introdução do equipamento destinado a um novo circuito, deve-se abrir o anel durante um período longo. Além disso, a flexibilidade operativa do anel simples se reduz bastante quando se tem mais de quatro circuitos na subestação. Uma solução encontrada para esses dois problemas é a adoção de uma configuração em anel múltiplo (Figura 7). A expansão de anel simples para anel múltiplo é fácil desde que tenha sido prevista na sua implantação.

O sistema de comando e controle dos arranjos em anel é complexo devido a que cada circuito solicita dois disjuntores diferentes, ou até três no caso de anel múltiplo. O mesmo ocorre com o sistema de proteção apesar de não se usar, em geral, proteção de barramentos.

No Brasil, o diagrama em anel é usado nos sistemas de 500 kV de FURNAS e CHESF.

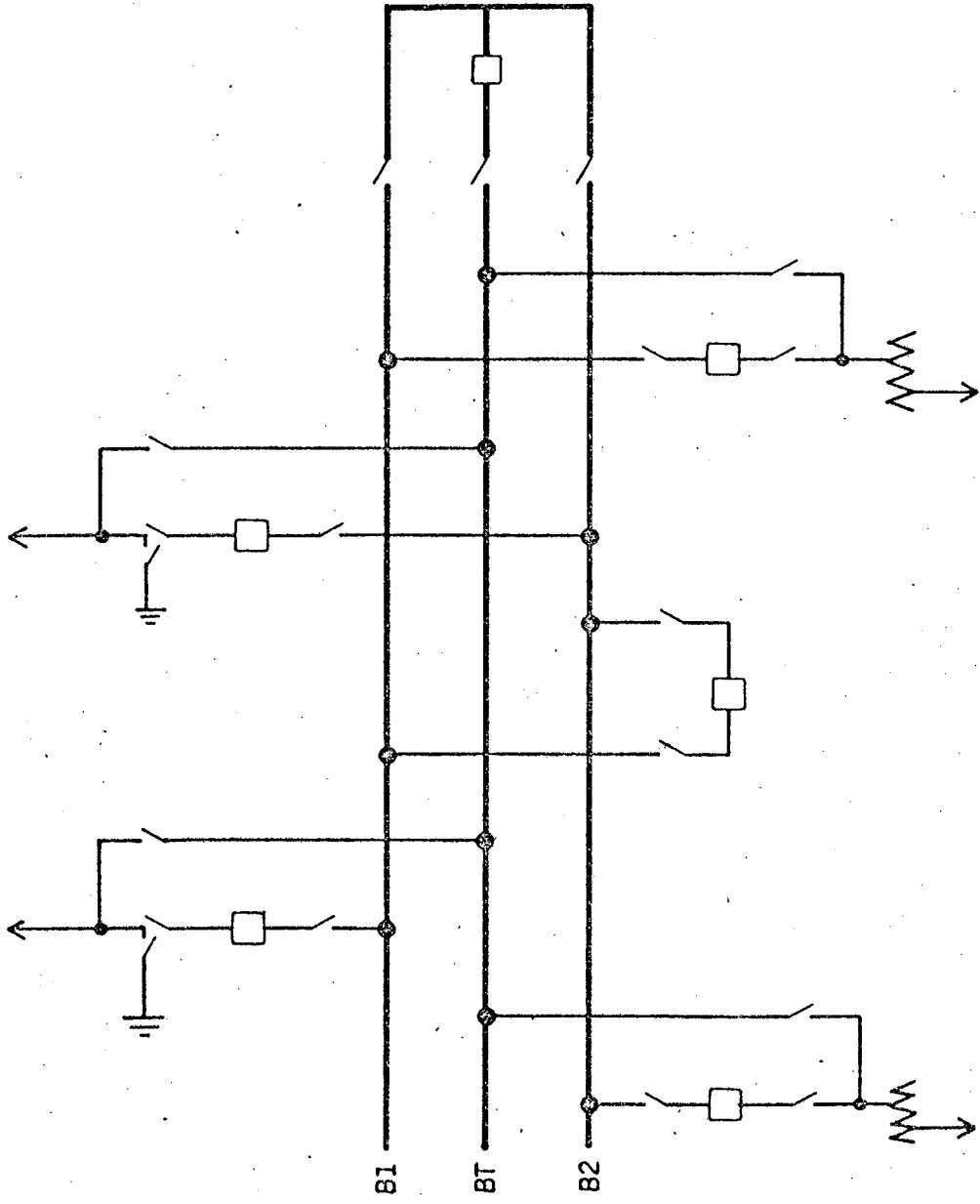


FIG.1 - ESQUEMA DE BARRA PRINCIPAL SECCIONADA E BARRA DE TRANSFERÊNCIA

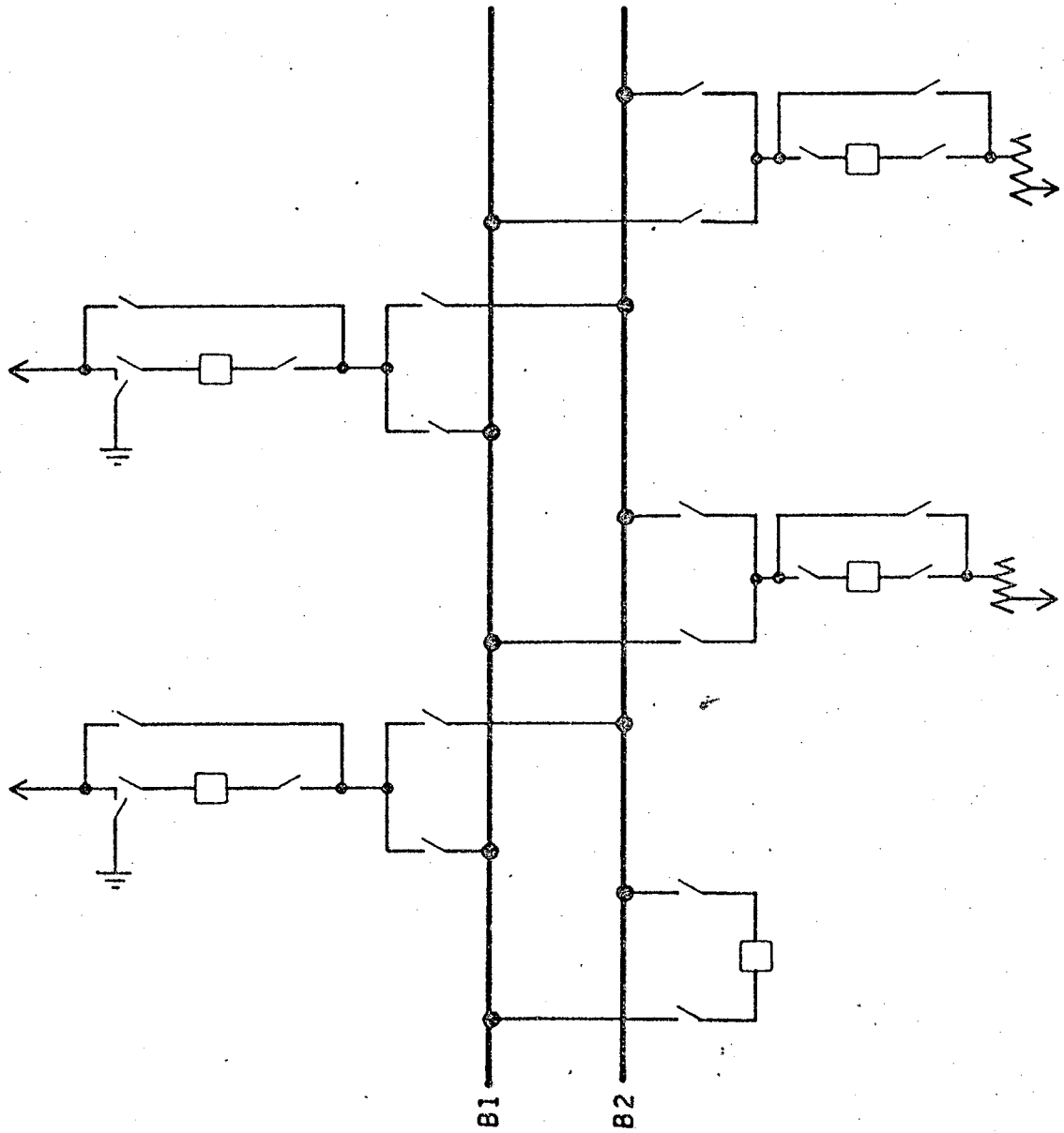


FIG. 2 — ESQUEMA DE BARRA DUPLA COM CHAVE DE DESVIO

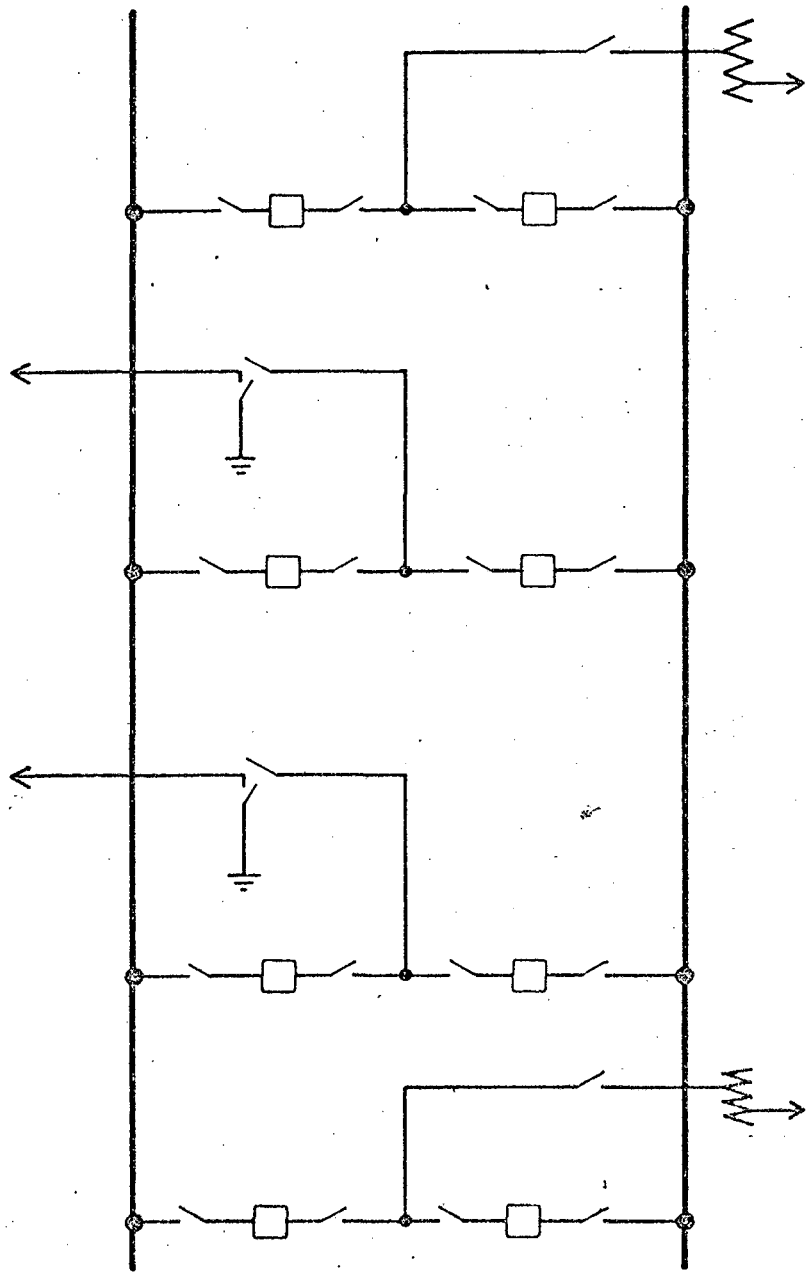


FIG.3 - ESQUEMA DE BARRA DUPLA COM DISJUNTOR DUPLO

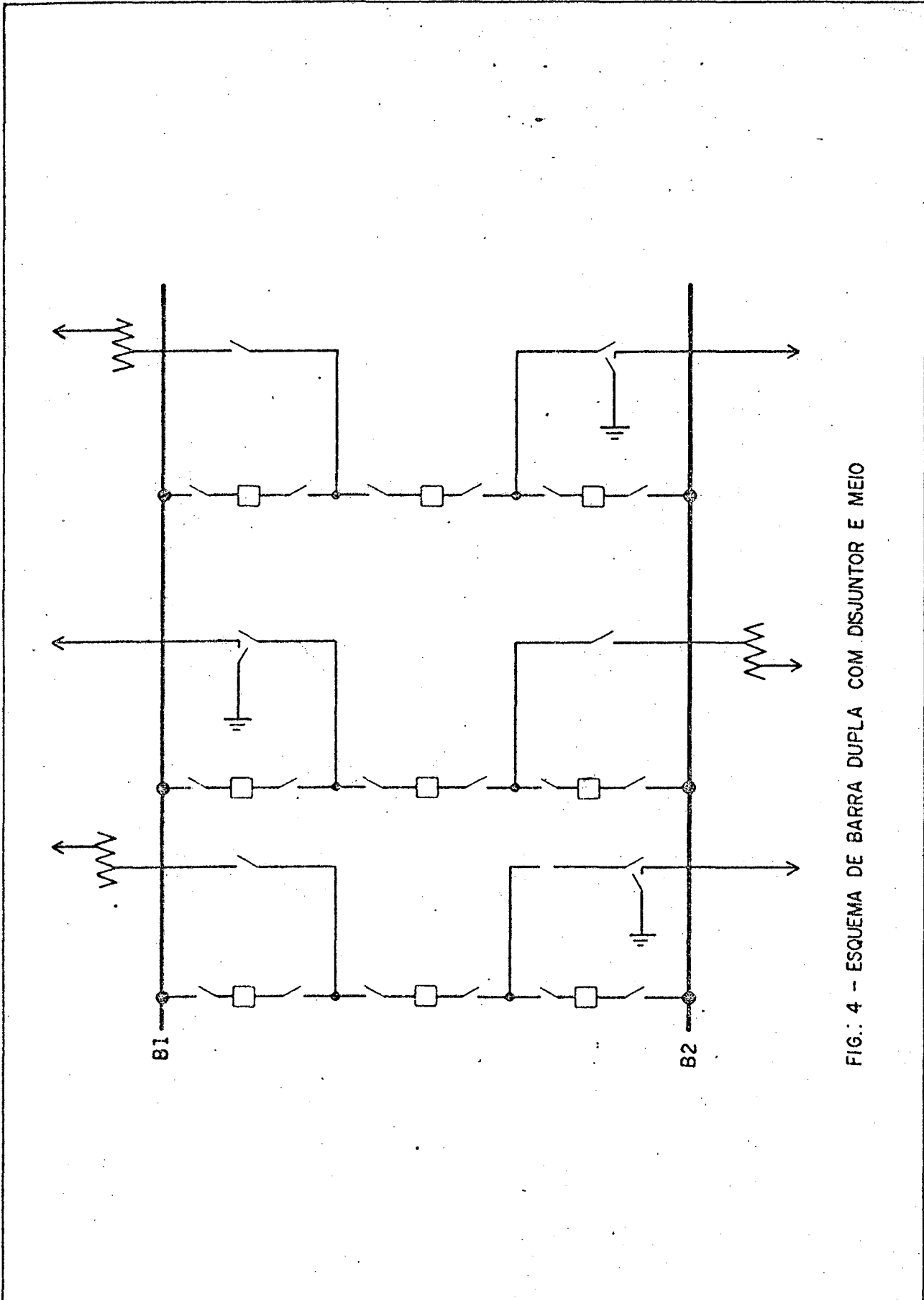


FIG.: 4 - ESQUEMA DE BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO

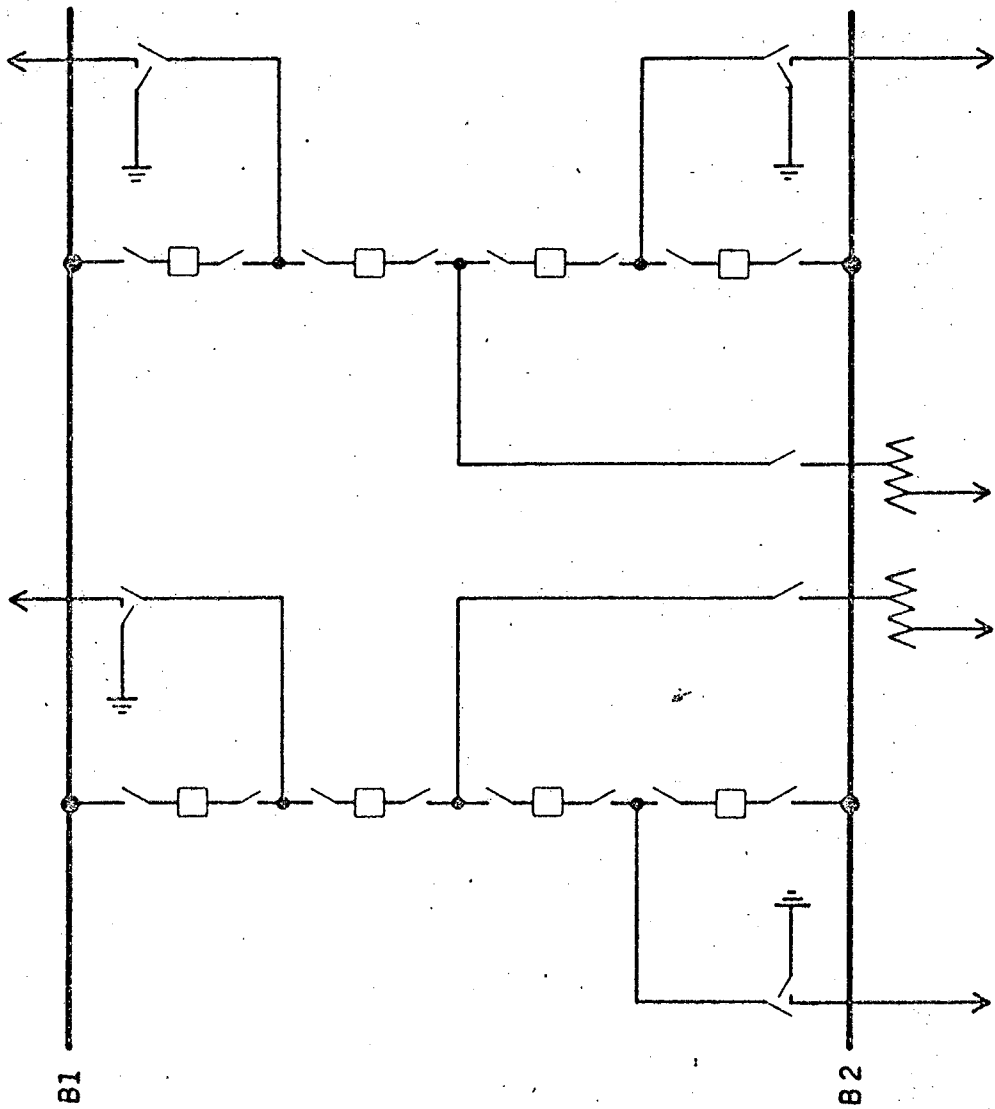


FIG. 5 - ESQUEMA DE BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E UM TERÇO

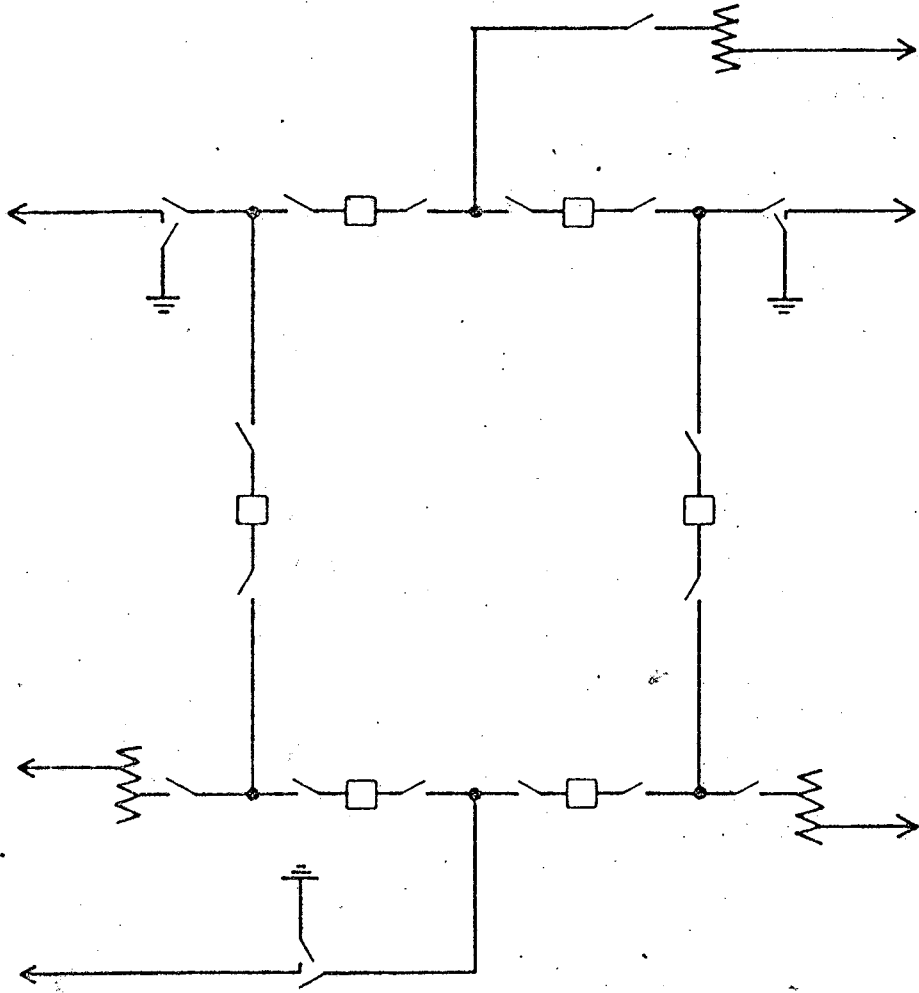


FIG. 6 - ESQUEMA EM ANEL SIMPLES

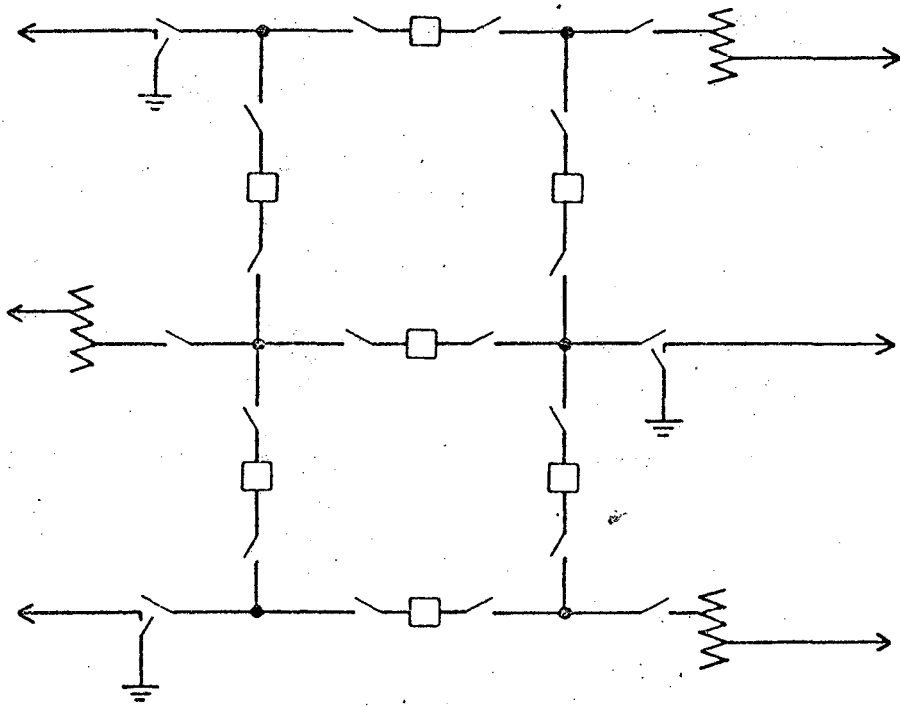


FIG.: 7 - ESQUEMA EM ANEL MÚLTIPLO

2. - REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo é feito um apanhado bibliográfico de algumas publicações sobre confiabilidade de arranjos de subestações, visando estabelecer uma base para apresentação do problema e o método de resolução escolhido, sem aprofundar entretanto na análise de cada artigo mencionado.

Embora os métodos probabilísticos de tratamento das estatísticas de falha nos sistemas de transmissão tenham sido aplicados já no final da década de 50, até hoje não foram desenvolvidos modelos inteiramente adequados, devido à dificuldade de formulação dos modos e estatísticas de falha dos sistemas. A falta desses modelos tem levado, de maneira geral, a sobredimensionamento das instalações pelo fato destas serem projetadas para sobreviver a todos os eventos de falha que se acredita possam acontecer no sistema.

Na área específica da confiabilidade de subestações, a publicação de artigos sobre o assunto teve início no final dos anos 60 com um trabalho apresentado por Heising, Ringlee e Simmons⁽¹⁴⁾ na American Power Conference de 1968, e posteriormente em Outubro de 1969 com o trabalho de Davenport, Magidson e Yacub⁽⁹⁾ publicado pelo CIGRÉ.

O artigo de Heising, Ringlee e Simmons propõe dois índices que melhor representam a confiabilidade do arranjo:

- frequência de eventos que causam interrupção (falhas/ano)
- indisponibilidade anual da subestação (horas/ano)

A comparação entre diferentes configurações seria feita, então,

de acordo com os três critérios seguintes:

- A frequência de interrupção e indisponibilidade da subestação causada por falhas independentes de componentes.
- O nível de contingência necessário para causar a interrupção.
- A complexidade do sistema de proteção.

O peso dado a cada um dos critérios acima dependerá das práticas operativas e experiência de cada empresa. Em todo caso, com esse tipo de análise pode-se obter uma visão geral dos pontos fortes e pontos fracos de cada configuração.

O trabalho publicado pelo CIGRÉ apresenta os resultados obtidos em uma pesquisa sobre as vantagens e desvantagens dos arranjos de barramentos mais utilizados, tentando quantificar também o custo de cada um deles. São estabelecidas as seguintes características essenciais que devem ser consideradas na escolha de uma configuração:

- segurança do sistema
- flexibilidade operacional
- simplicidade do esquema de proteção
- adequação quanto a limitação dos níveis de curto circuito
- manutenção: seu efeito sobre a segurança do sistema
- facilidade de expansão
- área total
- custo

Estas características devem ser ordenadas de acordo com a importância estimada em cada caso.

A confiabilidade de cada arranjo é estabelecida consideran-

do cada evento de falha possível em forma separada e independente. Em anexo ao trabalho são deduzidas e apresentadas, as fórmulas para um dos arranjos considerados. Em síntese, pode-se afirmar que as duas conclusões principais do artigo são:

- A avaliação da confiabilidade do arranjo deve ser levada em conta, junto com as outras características (custo, flexibilidade operacional, etc), na seleção da configuração a ser adotada.
- Apesar das avaliações estatísticas, é difícil obter uma conclusão definitiva sobre qual arranjo é o ideal. Os arranjos de barramentos usados num país em particular, dependem muito da história, tradição, da concepção dos sistemas, das normas de segurança e das considerações econômicas.

Posteriormente, o mesmo Ringlee, juntamente com Sheila Goode, publicou em 1970 um trabalho⁽²⁷⁾ apresentando um procedimento sistemático para avaliação da confiabilidade de sistemas de transmissão, e incluindo um exemplo de cálculo para uma configuração de barramentos em anel. Neste trabalho é proposto o uso dos processos de renovação independentes para determinação da frequência e duração das interrupções. Esta teoria oferece grande vantagem como modelo para o ciclo "opera-falha-reparo" dos componentes da subestação, já que podem ser usadas fórmulas gerais para as distribuições dos tempos de falha e tempos de reparo. Os resultados obtidos por este método são os mesmos que os obtidos com cadeias de Markov, sendo os sistemas complexos (com grande número de componentes) bem mais fáceis de representar.

O procedimento de cálculo comporta as seguintes etapas:

- i) Descrição física do sistema: Devem-se especificar as características do sistema e suas componentes, bem como os modos de falha e a frequência e duração das falhas de cada componente.
- ii) Critério de desempenho: Deve-se especificar qual o critério de operação com sucesso do sistema.
- iii) Objetivo da confiabilidade: Deve-se estabelecer um nível de desempenho satisfatório do sistema. Isto pode ser posto em termos qualitativos do nível de contingência que o sistema deve suportar, ou em termos quantitativos de indisponibilidade da subestação.
- iv) Modos de falha e análise de efeitos: Deve-se decidir sobre a sequência de eventos de falha a ser investigada e o nível de contingências considerado.

O efeito de falha deve ser analisado como segue:

- Determinar o efeito da falha sobre o sistema de proteção, verificando as atuações de disjuntores e as consequências para o sistema.
 - Verificar se o critério de desempenho foi violado e quais as manobras (ou reparos) necessários para trazer o sistema de volta ao estado de sucesso.
 - Registrar o evento segundo os terminais afetados e calcular sua frequência e duração esperada.
- v) Acumulação dos eventos de falha: Preparar uma lista dos modos de falha que levam à violação do critério de desempenho, mostrando sua probabilidade de ocorrência

e duração esperada. Finalmente calcular a indisponibilidade anual da subestação devida a todos os modos de falha que causam interrupção de cada terminal considerado.

Ao final do artigo, e como Apêndice, apresenta-se o desenvolvimento da frequência e duração de falhas conjuntas de componentes, modeladas por processos de renovação independentes.

Com o objetivo de obter estimativas de confiabilidade de sistemas complexos foi apresentado, em um artigo de Nelson, Batts e Beadles⁽²¹⁾ publicado em Maio de 1970, um programa de computador digital que por meio de uma seqüência de equações representativas das combinações das probabilidades de falha dos componentes, fornece limites superior e inferior cada vez mais precisos para a confiabilidade. Esses limites convergem para o valor da probabilidade de sucesso do sistema que seria calculado se todas as componentes do sistema fossem consideradas. Os algoritmos utilizados no programa são baseados nos conceitos de caminhos com sucesso ou seja, conjuntos de ligação entre a fonte e o ponto de carga, e os conjuntos de corte, conjuntos dos elementos que interrompem todos os conjuntos de ligação existentes no sistema. O algoritmo para determinação dos cortes mínimos, a partir dos conjuntos de ligação, foi desenvolvido utilizando algebra de Boole.

A probabilidade de sucesso do sistema, chamada de confiabilidade do sistema, é definida como a probabilidade de funcionamento correto de todos os componentes de pelo menos um conjunto de ligação.

Para simular da forma mais real possível os estados de um sistema de potência durante falhas, foi apresentado por Endrenyi⁽¹⁰⁾ um modelo a três estados para avaliação da confiabilidade do sistema. A idéia básica é que quando um componente de um sistema de potência falha, primeiro a proteção atuará tirando do serviço componentes não falhados juntamente com aquele que falhou e, posteriormente, devem ser religados todos os componentes são que não sejam estritamente necessários para manter isolado o elemento falhado. Então, do ponto de vista do sistema, a falha de um componente é seguida de um estado em que existem vários componentes fora de serviço, e posteriormente um outro estado em que só está isolado o componente em defeito.

Neste enfoque cada componente do sistema tem um ciclo de três estados:

- de operação
- falhado antes de ser isolado
- isolado para reparo

Para o caso de manutenção de um componente, é considerado um modelo a dois estados (operando - fora para manutenção), independente do ciclo de falhas, e caracterizado pela frequência e duração da manutenção.

Este modelo a três estados foi aproveitado posteriormente por Grover e Billinton⁽¹²⁾ para introduzir os conceitos de falha passiva e falha ativa de um componente.

Propõe-se uma classificação dos componentes em duas categorias de acordo com os modos de falha de cada um deles. A primeira categoria inclui os elementos que não são capazes de mudar a

topologia do sistema, tais como linhas de transmissão, transformadores, reatores, barramentos, etc. Esta categoria tem três estados nos quais pode ser achado um componente enquadrado dentro dela:

- operando,
- falhado e,
- fora de serviço para reparo ou manutenção.

A segunda categoria engloba os componentes que quando operam, mudam a topologia do sistema. Esta categoria engloba disjuntores, religadores, chaves seccionadoras, sistemas de proteção, etc. Os componentes pertencentes a esta categoria podem estar em um dos cinco estados seguintes:

- em operação,
- falhado,
- fora de serviço para reparo ou manutenção,
- não operar quando chamado a fazê-lo,
- com falha indetectada.

Deve-se notar que os estados de falha da primeira e segunda categorias de componentes são diferentes, desde que no primeiro caso deverá atuar a proteção de primeira linha para isolar a falta, enquanto que para o estado de falha da segunda categoria deverá atuar o sistema de proteção de segunda linha.

Com base nessa divisão dos componentes é proposta a seguinte classificação dos modos de falha de um elemento da subestação:

- Falhas passivas: São as falhas de um componente que não resultam na saída de serviço de outros elementos não falhados. Estão incluídas nesta categoria componentes fora para reparos, falhas em equipamentos auxiliares dos componentes, etc.

- Falhas ativas: São todas aquelas que implicam na saída de alguns componentes não falhados do sistema. Em geral este tipo de falha resulta na atuação de disjuntores ou chaves seccionadoras. Deve-se ressaltar que todas as falhas ativas de um componente estão incluídas nas falhas passivas do mesmo.

No artigo é descrito, também, um programa de computador digital para determinar os modos de falha de um arranjo qualquer e calcular os índices de confiabilidade do sistema. Os algoritmos apresentados permitem obter as várias combinações de ocorrências possíveis que podem causar a interrupção do fornecimento a um ponto de carga previamente estabelecido.

A metodologia utilizada para determinar os modos de falha que afetam o ponto de carga é similar àquela estabelecida por Nelson, Batts e Beadles, baseada nos conjuntos de ligação e cortes mínimos⁽²¹⁾. A diferença está no fato que, ao invés de se estabelecer limites para a probabilidade de interrupção do ponto de carga, são calculados os índices de frequência e duração de cada modo de falha e combinados com períodos de saída de componentes para manutenção. Em seguida são calculadas as contribuições à indisponibilidade do ponto de carga, devidas a falhas ativas e disjuntor preso, para as seguintes condições:

- Falhas ativas de componentes.
- Combinações de falhas ativas e falhas passivas de componentes.
- Falhas ativas de componentes nos períodos de saída de outros para manutenção.

- Falhas ativas de componentes juntamente com a condição de um disjuntor preso.

Uma vez completados os cálculos anteriores, são determinados os índices totais de indisponibilidade da subestação combinando as diversas contribuições de todos os modos de falha e manutenção. Os índices calculados são a taxa total de falha do ponto de carga, a duração média das falhas e o tempo total anual esperado de interrupção.

Finalmente são apresentados no trabalho dois exemplos para ilustração dos conceitos básicos estabelecidos no texto, considerando como critério de operação com sucesso dos arranjos escolhidos a continuidade de fornecimento a um barramento representado por um ponto de carga.

Por outro lado, no mesmo ano de 1974 foi apresentado na sessão anual do CIGRÉ um relatório, preparado por Cakebread, Reichert e Schülte⁽⁸⁾, com o objetivo de definir claramente os critérios de projeto de subestações.

O trabalho que originou esse relatório visou incluir no projeto de uma subestação não somente considerações do ponto de vista do arranjo, mas também as funções que deve cumprir cada subestação. Para isso, foram estabelecidos três tipos de critérios para a escolha do arranjo:

- Critérios técnicos e relacionados.
- Critérios econômicos.
- Critérios de confiabilidade.

Como critérios técnicos e relacionados foram consideradas

as características essenciais estabelecidas por Davenport, Magidson e Yakub⁽⁹⁾ a exceção do custo que, logicamente, é critério econômico.

No que se refere a custos, faz-se uma diferença entre o custo de construção da subestação e os custos de operação e manutenção. Por meio de uma enquete, feita entre diversas empresas de países europeus, chegou-se a estabelecer a seguinte distribuição média dos custos envolvidos na construção e montagem de uma subestação típica com arranjo de barra dupla, mostrados na Tabela 1.

TABELA 1. (ref. 8). Distribuição dos custos de construção e montagem de uma subestação típica com arranjo de barra dupla.

Custo do equipamento de alta tensão	48%
Custo de material e obras civis	26%
Custo dos sistemas de proteção, controle e telecomunicações	16%
Custo de montagem	10%

Os custos de operação e manutenção foram expressos em termos de um custo anual que varia entre 2 e 3% do custo total de construção.

O custo de aquisição de terra não foi considerado já que variou desde valores desprezíveis até, aproximadamente, o mesmo custo total das instalações.

Outro dado interessante levantado pelo questionário interna

cional, se refere aos custos relativos entre os diferentes arranjos como é mostrado na Tabela 2.

TABELA 2 (ref. 8). Custos relativos entre subestações não blindadas, em %.

ARRANJO	Tensão Máxima de Serviço		
	110/170 kV	245/300 kV	420 kV
Barra Simples	73	75	72
Barra Simples Seccionada	74	76	74
Barra Simples c/barra			
by-pass	98	98	98
Barramento em anel	-	88	-
Barra dupla	100	100	100
Barra Dupla c/barra			
by-pass	112	112	111
Barra Múltipla	113	112	-
Esquema e Disjuntor e			
Meio	-	-	115

A comparação dos custos foi feita considerando somente os e equipamentos de manobras, obras civis e sistemas de proteção e controle.

O terceiro critério considerado é a confiabilidade da configuração. A análise da confiabilidade do arranjo é feita pelo método dos conjuntos de ligação e conjuntos de corte, obtendo-se o Índice R (t) definido como a probabilidade que a subestação fornecerá energia no tempo t, sob a condição que pelo menos um com-

ponente não é reparável durante a operação. Esta omissão do reparo ou troca de elementos é considerada como uma medida para avaliar a redundância inerente na subestação.

Os valores assim obtidos para $R(t)$ não são utilizados como índices absolutos para cada arranjo, mas como índices para comparação de confiabilidades relativas. Os valores calculados para alguns arranjos mais comuns estão na Tabela 3.

TABELA 3 (ref. 8). Características de confiabilidade de arranjos de subestações.

TIPO DE ARRANJO	BARRA SIMPLES SECCIONADA	BARRAMENTO EM ANEL	BARRA DUPLA	DISJUNTOR E MEIO
Com um transformador R (em 5 anos)	0.77	0.927	0.83	0.941
Com dois transformadores R (em 5 anos)	0.955	0.994	0.970	0.996

Esses valores foram obtidos utilizando uma média (Tabela 4) dos valores das taxas de falha fornecidas na enquete realizada.

TABELA 4 (ref. 8). Taxas de falhas de equipamentos.

COMPONENTE	TAXA DE FALHA/100 ANOS
Barramento	0,9
Chave Secionadora	0,5
Disjuntor	3,5

Continuando com a aplicação do modelo a três estados para representar falhas de componentes de um sistema de potência, Billinton e Grover publicam em Maio de 1975 um artigo⁽⁶⁾ introduzindo as condições atmosféricas como uma nova variável.

O clima é considerado através de um modelo a dois estados, tempo normal e tempo adverso, e admite-se que a manutenção de componentes é feita somente sob condições de tempo normal. Assumem-se, também, conhecidas as distribuições representativas dos períodos de tempo normal e tempo adverso, e que possuem valores médios finitos e conhecidos.

A técnica de avaliação, dos índices de frequência e duração das interrupções, é baseada no método dos cortes mínimos e considera interrupções devidas a saídas por sobrecargas de componentes do sistema. Neste caso, é determinada a probabilidade de que um elemento não será capaz de transportar a carga, diante da falha de outro componente do sistema.

No mesmo ano de 1975 foi publicado um trabalho de Guertin e Lamarre⁽¹³⁾ revisando alguns problemas relacionados com a confiabilidade de subestações, e apresentando um método computacional. O método é baseado nos Modos de Falha e Análise de Efeitos e permite a classificação das falhas temporárias de acordo com o tempo necessário para restabelecer o serviço (tempo de chaveamento).

Da mesma forma que Grover e Billinton⁽¹²⁾, os componentes da subestação são divididos em elementos estáticos e elementos dinâmicos. Os elementos dinâmicos são aqueles cuja função é fazer as manobras de chaveamento, e são divididos em três tipos:

Tipo 1: elementos que podem interromper correntes de carga e de falha (disjuntores).

Tipo 2: elementos que são capazes de interromper até correntes de carga (chaves "load-break").

Tipo 3: elementos que interrompem somente correntes magnetizantes ou de "leakage" (chaves seccionadoras).

Os estados de falha característicos dos elementos estáticos e dinâmicos são, então, os mesmos definidos por Grover e Billinton. Com isso, são estabelecidos os modos de falha possíveis na subestação para contingências simples e duplas, resumidos na Tabela 5.

TABELA 5 (ref. 13). Modos de falha para contingências simples e duplas em uma subestação.

CONTINGÊNCIA	ELEMENTOS ESTÁTICOS		ELEMENTOS DINÂMICOS			
	FALHAS	MANUTENÇÃO	FALHAS	MANUTENÇÃO	ABERTO	PRESO
	SIMPLES	x		x		x
		x		x		
CONTINGÊNCIA DUPLA	x		x			
	x				x	
	x		x		x	
	xx		x			x
			xx		xx	
	x	x				
	x			x		
	x	x	x	x		
		x			x	
					x	

Esses modos de falha são determinados assumindo algumas hipóteses baseadas nos seguintes procedimentos operativos:

- Todos os componentes da subestação são capazes de transmitir a potência de carga sob qualquer condição do sistema.
- Qualquer elemento falhado será imediatamente isolado pelas componentes dinâmicas adjacentes a ele.
- Um disjuntor preso é removido do serviço mesmo que seja capaz de suportar a corrente de carga.
- Depois de uma operação indesejada, um elemento dinâmico do Tipo 1 ou Tipo 2 será isolado antes de qualquer outra operação de chaveamento.
- A manutenção é programada em qualquer componente somente se todos os outros componentes da subestação estão operativos.
- Não há maneira de detectar uma condição de disjuntor preso a menos que o mesmo seja chamado a operar.

A partir da lista de eventos de falha, determinados para uma configuração em particular, é feita uma avaliação da confiabilidade para cada evento por meio de combinações das probabilidades de falha e tempos de interrupção dos elementos envolvidos. Para cada evento são calculados a frequência de falha, duração média da falha e indisponibilidade esperada do ponto de carga. Finalmente são classificados todos os resultados e combinados de forma a obter os índices de confiabilidade da subestação.

Nas conclusões do artigo são apontadas algumas vantagens do programa de computador digital, desenvolvido para determinação dos eventos de falha e cálculo dos índices de frequência e dura-

ção das interrupções, dentre as quais pode-se destacar a pouca quantidade de dados de entrada requeridos: estatísticas de falha dos componentes, tipo de cada elemento, tempos de operação dos e lementos dinâmicos e conexões entre componentes.

Um trabalho subsequente de Allan, Billinton e De Oliveira⁽³⁾, publicado em 1976, apresenta também um programa de computador digital no qual são simuladas operações de chaveamento após as faltas. Nesse artigo é descrita uma técnica computacional que permite a análise da confiabilidade de sistemas com vários pontos de carga.

Deve ser destacada a importância dada aos índices de confiabilidade calculados para cada ponto de carga: a taxa esperada de falha, a duração média da interrupção e o tempo médio anual de interrupção. Saliente-se que estes índices são bem mais fáceis de serem entendidos e tem significado mais real, para os engenheiros de planejamento, que o conceito matemático de probabilidade de falha.

Pelo fato de serem considerados sistemas com vários pontos de carga os quais podem ter diferentes índices de confiabilidade, e levando em conta que esses índices podem não ser independentes entre si, é definido o conceito de confiabilidade do sistema ao invés de confiabilidade do ponto de carga. Isto permite a possibilidade de comparar diferentes configurações de arranjos de barramentos. O algoritmo descrito no trabalho considera que o sistema falha quando pelo menos um dos pontos de carga sofre interrupção.

A metodologia utilizada para determinação dos eventos de

falha, é baseada na teoria dos cortes mínimos. São considerados quatro tipos de cortes mínimos representativos dos modos de falha de um sistema elétrico:

- i) Corte no qual todos os componentes estão fora para reparo ou manutenção. O serviço só pode ser restabelecido por troca de pelo menos um componente.
- ii) Corte no qual todos os componentes estão fora para reparo ou manutenção, mas o serviço pode ser restabelecido fechando um ou mais elementos normalmente abertos.
- iii) Corte correspondente à falha ativa de um elemento quando existem outros fora para reparo ou manutenção. O serviço é restabelecido isolando o componente falhado ativamente e religando o resto do sistema.
- iv) Um corte similar ao tipo iii) que considera a condição de disjuntor preso.

Posteriormente é ilustrado um exemplo de cálculo para uma configuração típica de uma subestação de distribuição com interconexões entre as barras do lado de baixa tensão, mostrando que os eventos de falha de terceira ordem (contingência tripla) tem pouquíssima influência nos índices de confiabilidade frente aos eventos de primeira e segunda ordem.

Uma conclusão importante do trabalho foi a de mostrar a necessidade do uso do modelo a três estados de Endrenyi⁽¹⁰⁾, para simular realmente as manobras após a falta e calcular corretamente a taxa de ocorrência do estado de falha do sistema, já que as falhas ativas de componentes podem ter uma alta frequência com um tempo de interrupção pequeno ou ainda os tempos de chavea

mento dos componentes serem comparáveis em magnitude com os tempos médios de interrupção de outros elementos.

Finalmente, deve ser mencionado um artigo de Nitu⁽²²⁾ publicado em 1977, onde são apresentados os principais aspectos da filosofia da confiabilidade das subestações adotada na Romênia. Nesse trabalho é mostrada a metodologia para escolha da melhor configuração para uma subestação, dentre várias alternativas convenientes. Para efeitos de comparação é estabelecido um custo total, através do método dos custos atualizados:

$$A = \sum_{i=1}^n I_i (1+a)^{-i} + \sum_{i=1}^n C_i (1+a)^{-i} + \sum_{i=1}^n D_i (1+a)^{-i} - \sum_{i=1}^n V_{r_i} (1+a)^{-i} \quad (2.1)$$

onde,

- A é o custo total da alternativa em valor atual;
- I_i é o valor correspondente do investimento no ano i , resultado de distribuir o investimento inicial ao longo do período de análise ($i=1, 2, \dots, n$ anos);
- n é o número de anos do período de análise;
- a é a taxa de desconto;
- C_i é o custo anual de operação do ano i ;
- D_i é um valor representativo dos custos dos consumidores, no ano i , causados pelas interrupções forçadas do fornecimento de energia elétrica;
- V_{r_i} é o valor residual no ano n dos investimentos feitos no ano i .

O valor D_i representa o custo estimado dos danos causados aos consumidores em um ano qualquer, e introduz no cálculo econô

mico os principais indicadores de confiabilidade estimados: a duração média das interrupções e o número esperado de interrupções forçadas durante um intervalo de referência.

O custo anual dos consumidores, devidos às interrupções de energia elétrica, é calculado pela relação:

$$D = D_d + D_s \quad (2.2)$$

Sendo D_d os custos diretos e D_s os custos adicionais tais como salários, custos de operação e amortizações contabilizados durante a interrupção. Os custos diretos, por sua vez, são dados pela seguinte equação:

$$D_d = \sum_{i=1}^n d_{1i} + \sum_{i=1}^n K_i t_{di} d_{2i} \quad (2.3)$$

onde,

i = número de interrupções durante o período considerado,
 $i=1, 2, \dots, n$;

d_{1i} = valor correspondente ao custo causado por uma interrupção de duração igual ou maior que um tempo crítico t_{ci} ;

t_{di} = tempo para restabelecimento da alimentação;

K_i = fator que leva em conta o período de restabelecimento do processo de produção depois de uma interrupção de duração t_{di} .

Para obtenção dos índices da confiabilidade da subestação, é considerado que cada equipamento da subestação tem uma sucessão de estados possíveis: em operação, falhado, em reparação planejada ou manutenção e em reserva.

Os trabalhos de reparação e manutenção são considerados fe-

nômenos determinísticos e os períodos de operação contínua e de falha são de característica aleatória. Os estados de operação e de falhas dos equipamentos determinam o estado de sucesso e o estado de falha da subestação, de acordo com as condições impostas pela operação.

Considerando os equipamentos componentes da subestação com dois estados possíveis, operando-falhado, obtem-se para cada um deles os seguintes dados estatísticos:

- Tempo médio de operação, em horas: .

$$\hat{T}_{up} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n} t_{up_i} \quad (2.4)$$

sendo n o número de observações.

- Tempo médio de falha, em horas:

$$\hat{T}_{down} = \frac{m}{\sum_{i=1}^m} t_{down_i} \quad (2.5)$$

onde m é o número de falhas observado.

A partir desses dados são calculados dois parâmetros de confiabilidade para cada elemento:

- Taxa de falha

$$\lambda = \frac{1}{\hat{T}_{up}} \quad (\text{horas}^{-1}) \quad (2.6)$$

- Taxa de reparo

$$\mu = \frac{1}{\hat{T}_{down}} \quad (\text{horas}^{-1}) \quad (2.7)$$

Para simular a evolução no tempo dos estados dos componentes, e os estados de sucesso e falha da subestação, é utilizado o modelo dos processo estocásticos de Markov. Esse método tem

vido aplicado na Romenia por 10 anos, o que levou a recomendar seu uso.

3. - DEFINIÇÃO E ANÁLISE DO PROBLEMA

3.1 - Introdução

Neste capítulo é mostrada uma metodologia para avaliar, numericamente, a confiabilidade de arranjos de subestações através de índices que permitam, se desejado, calcular os respectivos custos anuais de indisponibilidade. Esses índices são a frequência e a duração das interrupções que, conforme já ressaltado, tem um significado físico mais real que o conceito matemático da probabilidade de falha.

O modelo utilizado para representação das saídas do serviço dos componentes da subestação, é baseado na teoria dos processos de renovação independentes, apresentada por Ringlee e Goode⁽²⁷⁾ em 1970. Esta teoria oferece grande vantagem como modelo para o ciclo "opera-falha-reparo" dos componentes, já que podem ser usadas fórmulas gerais para as distribuições dos tempos de falha e reparo.

A técnica de confiabilidade empregada para determinação da frequência e duração das falhas, é o método dos modos de falha e análise de efeitos cujas equações foram estabelecidas por Billinton e Grover⁽⁶⁾. Embora os processos contínuos de Markov⁽⁷⁾ sejam, teoricamente, a abordagem mais exata para a avaliação da confiabilidade de um sistema de potência, a sua utilização se torna dificultosa a medida que o número de componentes cresce. Em sistemas complexos, o método escolhido é de fácil aplicação e os resultados obtidos são bastante aproximados daque-

les calculados pelo método de Markov.

Para uma simulação real das falhas de componentes adota-se o modelo de Endrenyi⁽¹⁰⁾, com um ciclo a três estados. Ou seja, ante a falha de um equipamento qualquer, um número determinado de componentes não falhados serão isolados do serviço, conjuntamente como o elemento falhado. Posteriormente são religados aqueles componentes que não são estritamente necessários para manter isolado o equipamento falhado. Portanto, cada componente da subestação pode-se encontrar em um dos seguintes estados: operando, falhado e isolado para reparo.

Para manutenção de componentes é considerado um modelo a dois estados, independente do ciclo de falhas. Neste caso cada componente pode ter um dos estados seguintes: operando ou fora de serviço para manutenção.

A aplicação da metodologia dos modos de falha e análise de efeitos é feita através do conceito de corte topológico. Isto é, são determinados todos os conjuntos, de um ou mais elementos da subestação, que se falhados interrompem todos os caminhos possíveis entre um ponto de carga e um ponto considerado fonte.

3.2 - Definição do Problema

Como foi estabelecido no item 1.3 deste trabalho, na seleção do arranjo de barramentos e esquema de manobras para uma subestação, tem-se somente duas características que podem ser a-

validadas quantitativamente em cada alternativa proposta: o investimento inicial e a confiabilidade. Os outros fatores considerados refletem o maior ou menor grau de complexidade da operação e manutenção, sistema de proteção, disposição equipamentos, etc.

Assim, o procedimento para uma análise comparativa das alternativas, para o projeto de uma subestação, deve comportar três partes bem definidas:

- i) Estabelecer os fatores técnicos que afetam o funcionamento da subestação, sua operação e manutenção de componentes. Ou seja, devem-se determinar claramente as vantagens e desvantagens de cada esquema possível, levando em conta as funções da própria subestação.
- ii) Calcular o investimento necessário à implantação de cada configuração proposta. Este custo depende da quantidade de equipamentos utilizado em cada esquema, da área utilizada, obras civis necessárias, montagem dos arranjos, etc.
- iii) Avaliar a confiabilidade esperada de cada arranjo, calculando a frequência e duração média das interrupções bem como as horas anuais de interrupção relativas a cada esquema.

Uma comparação econômica entre alternativas pode ser feita considerando os respectivos investimentos necessários, distribuídos ao longo do período de vida útil da subestação, mais um custo devido à indisponibilidade anual de cada arranjo.

Sobre este ponto, deve ser destacado que o estabeleci

mento de um custo devido às horas anuais de interrupção é um problema bem complexo, para o qual não existe uma solução evidente e nem sequer uma metodologia de abordagem universalmente aceita. Uma forma de estimar valores, para o custo de interrupção, é assumir que se deve ter uma fonte alternativa para a potência perdida e igualmente uma fonte capaz de fornecer a energia necessária durante o período de interrupção⁽³⁰⁾. Outra maneira de fazê-lo é obter os custos diretamente dos consumidores, considerando os prejuízos causados pelas interrupções⁽²²⁾.

O problema da análise da confiabilidade de um arranjo de barramentos consiste, então, em estabelecer um método de cálculo de modo que, a partir das estatísticas de frequência e duração média das falhas dos componentes do arranjo, sejam estabelecidas a frequência e a duração esperadas das interrupções de um ponto de carga considerado na subestação. Neste trabalho, isso é feito pelo método dos modos de falha e análise de efeitos⁽²⁷⁾, onde cada componente de um sistema pode ser encontrado em um certo número de estados possíveis e podem ser simuladas todas as contingências que se acredita possam acontecer nesse sistema.

Os estados de falha associados aos componentes da subestação podem conduzir a diferentes modos de falha do ponto de carga. Uns levam a interrupções permanentes, onde o fornecimento só pode ser restabelecido reparando pelo menos um dos componentes falhados; outros a interrupções temporárias sendo restabelecido o serviço por meio de manobras de chaveamento; e outros, ainda, produzem sobrecargas em componentes sãos da subestação. No escopo deste estudo somente serão considerados aqueles modos

de falha que conduzem a interrupções do fornecimento ao ponto de carga. Ou seja, o critério de operação com sucesso de um arranjo proposto é a continuidade de serviço, obtida no ponto de carga da subestação.

Para isso, deve-se admitir a hipótese que todos os componentes do arranjo são capazes de transmitir a potência de carga da subestação, sob qualquer condição. Essa aproximação parece ser razoável já que os equipamentos de uma subestação, a exceção dos transformadores, são geralmente projetados para suportar a carga total da subestação. No caso dos transformadores, um critério utilizado no planejamento é admitir que ao perder uma unidade da subestação, as outras suprirão a carga total. Isto é, os transformadores remanescentes serão sobrecarregados até um limite pré-estabelecido.

3.3 - Modelo de Confiabilidade a Três Estados

Usualmente, na avaliação da confiabilidade de um sistema é considerado um modelo com dois estados possíveis - operando e falhado - para representar a evolução, no tempo, de cada componente. Na Figura 8 é mostrado, graficamente, o modelo a dois estados.

O período de tempo entre as interrupções é dado por uma média estatística, em termos do tempo médio entre falhas m :

$$m = E \{t_f\} \quad (3.3.1)$$

Ou em termos da taxa de falha λ :

$$\lambda = \frac{1}{m} \quad (3.3.2)$$

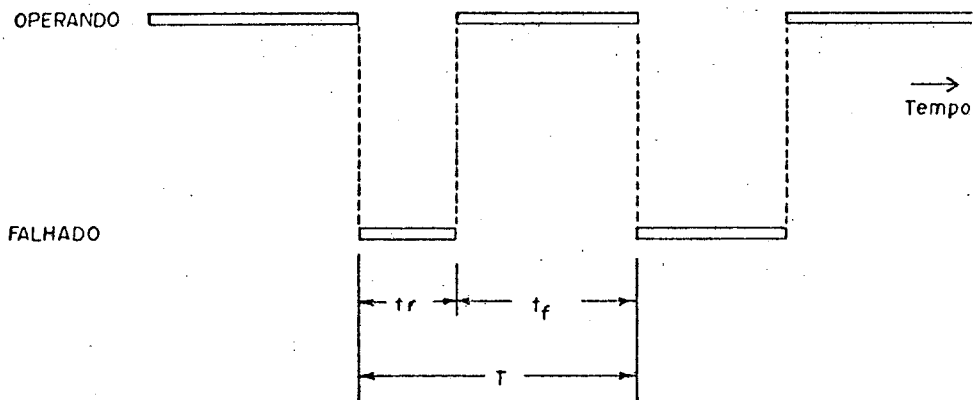


FIGURA 8 — MODELO DE CONFIABILIDADE A DOIS ESTADOS

A duração das falhas é caracterizada pelo valor esperado dos tempos de reparo r :

$$r = E \{t_r\} \quad (3.3.3)$$

Ou pela taxa de reparo:

$$\mu = \frac{1}{r} \quad (3.3.4)$$

Logo cada ciclo, opera-falha-reparo, pode ser descrita pelo tempo médio do ciclo:

$$T = E \{t_f + t_r\} = m + r \quad (3.3.5)$$

Ao aplicar este modelo a um componente da subestação,

considerando ciclos independentes para falhas e manutenção, pode-se encontrá-lo em um dos seguintes estados: operando, falhado e fora de serviço para manutenção; como é mostrado na Figura 9.

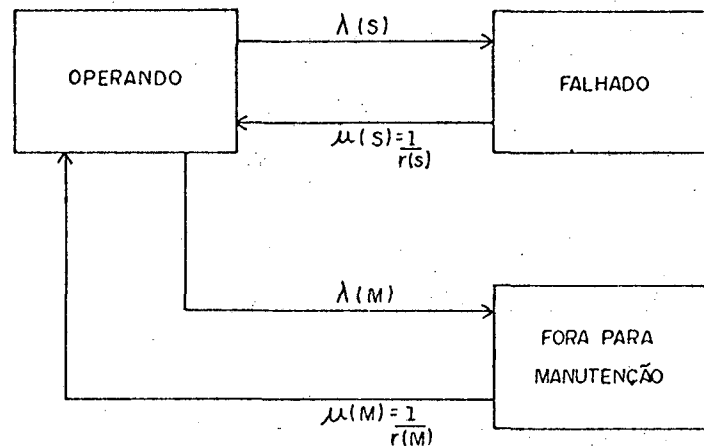


FIGURA 9 - MODELO PARA UM COMPONENTE COM CICLO A DOIS ESTADOS PARA FALHA E DOIS ESTADOS PARA MANUTENÇÃO

Analisando, agora, a sequência de eventos que se seguem à falha de um componente de um sistema de potência, verifica-se que o modelo a dois estados não representa fielmente essa situação⁽¹⁰⁾. Quando um equipamento componente de uma subestação falha é isolado pela atuação da proteção, através da abertura dos disjuntores mais próximos, juntamente com outros elementos não falhados. Logo depois são postos em serviço novamente, todos os componentes que não sejam estritamente necessários para manter isolado o elemento falhado.

Então, do ponto de vista do arranjo considerado, a falha de um componente qualquer é seguida de um estado no qual uma série de elementos estão fora de operação, e posteriormente de um outro estado em que somente o componente falhado se encontra isolado do sistema. Isso determina a necessidade de introduzir um novo estado no modelo, para simular corretamente a sequência de eventos. Na Figura 10 é mostrado o modelo de operação de um componente, considerando três estados para representar as falhas e dois estados para manutenção.

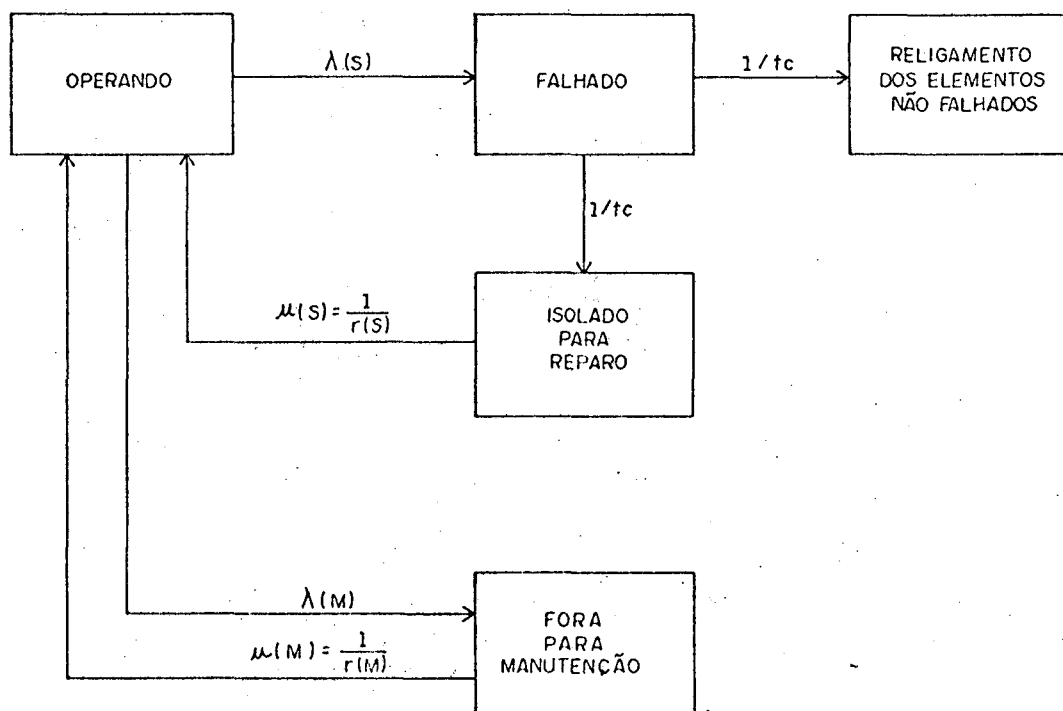


FIGURA 10 - MODELO PARA UM COMPONENTE COM CICLO A TRÊS ESTADOS PARA FALHA E DOIS ESTADOS PARA MANUTENÇÃO

Tendo em vista seus modos de falha, os componentes de uma subestação podem ser divididos em duas categorias dependendo da função que realizam^(12,13):

- componentes estáticos
- componentes dinâmicos

Os componentes estáticos incluem linhas, barramentos, transformadores, reatores, capacitores, etc. Os elementos dinâmicos são aqueles cuja função é fazer manobras de chaveamento; incluem disjuntores, religadores, chaves seccionadoras, etc.

Para representar realmente a sequência de eventos que ocorrem após a falha de um componente, como mostrado na Figura 10, adotam-se os conceitos de falhas ativas e falhas passivas introduzidos por Grover e Billinton⁽¹²⁾, em 1974.

São falhas ativas de um componente, todas aquelas que resultam na saída do serviço de outros elementos da subestação não falhados. São as falhas que causam a operação do sistema de proteção e, por consequência, a atuação de disjuntores. As falhas que não tiram do serviço componentes são classificam-se como falhas passivas. Incluem-se nesta última categoria, por exemplo, os componentes isolados para reparo.

Deve-se notar que no caso de componentes estáticos, uma falha será primeiramente ativa originando, logo depois, uma falha passiva. Já no caso de elementos dinâmicos, para se ter uma falha passiva não é necessário ter tido antes uma falha ativa (p.e. falha do sistema de ar comprimido de um disjuntor).

Pode-se, então, definir os estados possíveis das duas categorias de componentes. Os elementos estáticos podem estar em

um dos estados seguintes:

- i) operando
- ii) falhados ativamente
- iii) falhados passivamente
- iv) fora de serviço para manutenção

Por outro lado, os estados nos quais pode ser encontrado um elemento dinâmico são:

- i) operando
- ii) falhado ativamente
- iii) falhado passivamente
- iv) fora para manutenção
- v) preso (não opera quando é chamado)

Esses estados de falha, associados a cada componente, levam a um número muito grande de modos de falha da subestação que podem ou não, produzir a interrupção do fornecimento ao ponto de carga considerado. Para um sistema com N componentes existem 3^N modos de falha no modelo a três estados, e 2^N modos no modelo a dois estados. Portanto, para representar um sistema real (uma subestação com 50 a 100 componentes) devem-se assumir algumas hipóteses simplificadoras.

A primeira hipótese feita neste estudo, é desprezar as contingências (falhas) de terceira ordem, ou seja, não são admitidas falhas passivas em mais de dois componentes da subestação ao mesmo tempo. Isso é válido uma vez que as taxas de falha dos equipamentos de alta tensão são geralmente pequenas, além de se estar considerando no modelo a manutenção preventiva dos mesmos equipamentos.

Uma segunda hipótese a ser assumida é que a probabilidade de ocorrência simultânea de duas falhas ativas de componentes, é desprezível. Isto se justifica pelo fato que os tempos de chaveamento dos componentes são relativamente pequenos, e por consequência o tempo de exposição da subestação a uma segunda falha ativa é pequeno.

A terceira hipótese a ser considerada é que a probabilidade de ter-se a condição de dois elementos dinâmicos presos simultaneamente é também desprezível. Isso é evidente, já que a probabilidade de ter um disjuntor preso é da ordem de 10^{-3} .

Uma quarta hipótese que deve ser feita refere-se à manutenção de componentes. Assume-se que nenhum elemento da subestação será retirado do serviço para manutenção se houver um, ou mais componentes falhados. De modo análogo, uma vez iniciada a manutenção de um componente, ela será completada mesmo que um outro componente venha a falhar durante o período de manutenção do primeiro.

Levando em conta essas hipóteses podem ser estabelecidas, agora, as equações para a frequência e duração dos estados de falha na subestação.

Seja $p^{(S)}$ a probabilidade de um sistema qualquer encontrar-se em um estado de falha S , que tem uma duração média $r^{(S)}$ e um tempo médio entre falha $m^{(S)}$, então pode-se escrever:

$$p^{(S)} = \frac{r^{(S)}}{m^{(S)}} \quad (3.3.6)$$

e através da equação (3.3.2) tem-se:

$$p^{(S)} = \lambda^{(S)} \cdot r^{(S)} \quad (3.3.7)$$

portanto, a taxa de ocorrência do estado S é dada por:

$$\lambda^{(S)} = \frac{p^{(S)}}{r^{(S)}} \quad (3.3.8)$$

Considerando, agora, um componente i de uma subestação no estado de falha S, passiva ou ativa, e que as falhas dos componentes são eventos independentes, pode-se estabelecer a equação da probabilidade de ocorrência de cada contingência simples como:

$$p^{(S)} = p_i^{(S)} \cdot \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N (1 - p_k^{(S)}) (1 - p_k^{(M)}) \quad (3.3.9)$$

onde,

N = número de componentes da subestação

i = i-ésimo componente (i = 1, 2, ..., N)

$p^{(S)}$ = probabilidade que a subestação tenha o i-ésimo componente no estado de falha S e os demais operando

$p_i^{(S)}$ = probabilidade que o componente i esteja no estado de falha S

$1 - p_k^{(S)}$ = probabilidade que nenhum componente k (k ≠ i) esteja no estado de falha S

$1 - p_k^{(M)}$ = probabilidade que nenhum componente k (k ≠ i) esteja no estado de manutenção M

Devido ao fato que as probabilidades de falha dos equipamentos de alta tensão são pequenas $p_k^{(S)} \ll 1$, bem como as probabilidades de manutenção $p_k^{(M)} \ll 1$, pode-se assumir a se-

guinte aproximação:

$$\prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N (1 - p_k^{(S)}) (1 - p_k^{(M)}) = 1 \quad (3.3.10)$$

Com isso, e através da equação (3.3.7) obtém-se:

$$p_i^{(S)} = \lambda_i^{(S)} r_i^{(S)} \quad (3.3.11)$$

com

$\lambda_i^{(S)}$ = taxa de falha do componente i

$r_i^{(S)}$ = duração média da permanência do componente i
no estado de falha S .

A taxa de saída $\mu^{(S)}$ da subestação do estado S (contingência simples: falha do componente i), pode ser determinada pela equação:

$$\mu^{(S)} = \mu_i^{(S)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N \lambda_k^{(S)} \quad (3.3.12)$$

onde

$\mu_i^{(S)}$ = taxa de saída do componente i do estado de falha S ,
isto é, a taxa de reparo do componente i .

$\lambda_k^{(S)}$ = taxa de falha do componente k .

Novamente, para equipamentos de alta tensão cumpre-se que:

$$\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N \lambda_k^{(S)} \ll \mu_i^{(S)} \quad (3.3.13)$$

Logo, a duração média de uma interrupção devida a uma falha, ativa ou passiva, do i -ésimo componente da subestação é:

$$r^{(S)} = r_i^{(S)} \quad (3.3.14)$$

Finalmente, das equações (3.3.8), (3.3.11) e (3.3.14) obtem-se a taxa de ocorrência da interrupção:

$$\lambda^{(S)} = \lambda_i^{(S)} \quad (3.3.15)$$

Da mesma forma, podem-se estabelecer as equações de frequência e duração para contingência dupla. De acordo com a segunda hipótese assumida para o modelo, não é aceito o fato da ocorrência de duas falhas ativas simultâneas. Portanto, define-se um estado de falha T no qual existe um elemento da subestação isolado para reparo (falha passiva).

A probabilidade da subestação ter o componente i no estado S (falha ativa ou passiva), juntamente com o componente j no estado T (falha passiva), e os demais operando é dada pela equação:

$$p^{(ST)} = p_i^{(S)} \cdot p_j^{(T)} \cdot \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i, j}}^N (1 - p_k^{(S)} - p_k^{(T)}) (1 - p_k^{(M)}) \quad (3.3.16)$$

e a taxa da saída dos estados S e T por:

$$\mu^{(ST)} = \mu_i^{(S)} + \mu_j^{(T)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i, j}}^N \lambda_k^{(T)} \quad (3.3.17)$$

Considerando a primeira hipótese de não admitir contingência tripla na subestação, cumpre-se que:

$$\prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i, j}}^N (1 - p_k^{(S)} - p_k^{(T)}) (1 - p_k^{(M)}) \approx 1 \quad (3.3.18)$$

e

$$\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i, j}}^N \lambda_k^{(T)} = 0 \quad (3.3.19)$$

Então, de acordo com as equações (3.3.4) e (3.3.7),
tem-se:

$$p^{(ST)} = \lambda_i^{(S)} \cdot r_i^{(S)} \cdot \lambda_j^{(T)} \cdot r_j^{(T)} \quad (3.3.20)$$

$$1/r^{(ST)} = 1/r_i^{(S)} + 1/r_j^{(T)} \quad (3.3.21)$$

$$r^{(ST)} = \frac{r_i^{(S)} \cdot r_j^{(T)}}{r_i^{(S)} + r_j^{(T)}} \quad (3.3.22)$$

E a frequência de ocorrência é obtida usando a equação (3.3.8), ou seja

$$\lambda^{(ST)} = \lambda_i^{(S)} \cdot \lambda_j^{(T)} \cdot (r_i^{(S)} + r_j^{(T)}) \quad (3.3.23)$$

Por analogia com o anterior, são obtidas as equações de frequência e duração para o caso de ter o componente j em manutenção (estado M), e o componente i no estado S.

$$\lambda^{(SM)} = \lambda_i^{(S)} \cdot \lambda_j^{(M)} \cdot (r_i^{(S)} + r_j^{(M)}) \quad (3.3.24)$$

$$r^{(SM)} = \frac{r_i^{(S)} \cdot r_j^{(M)}}{r_i^{(S)} + r_j^{(M)}} \quad (3.3.25)$$

Finalmente, as contribuições às horas anuais de interrupção no ponto de carga considerado, devidas aos estados de falha, combinações deles ou combinações de estados de falha e manu

tenção, são calculadas multiplicando as frequências e durações respectivas. O tempo indisponível da subestação, em um período determinado, será então a soma de todas as contribuições calculadas.

3.4 - Teoria dos Cortes Mínimos

De uma maneira geral, um sistema de transmissão pode ser representado em forma de grafo, diretamente a partir do seu arranjo físico⁽²⁸⁾.

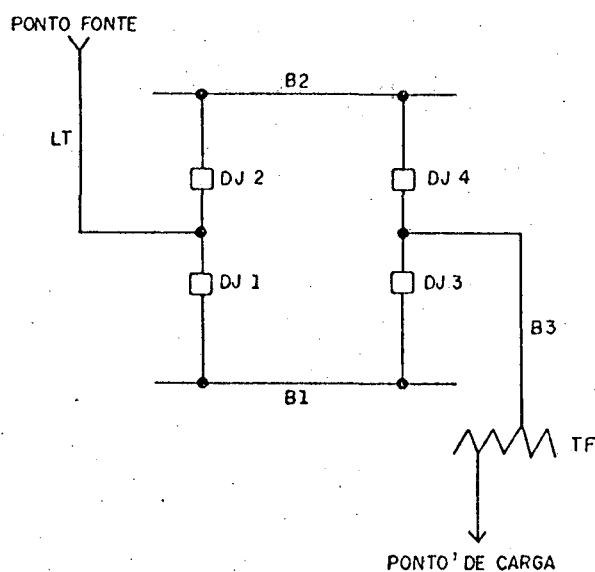


FIGURA 110 - SISTEMA EXEMPLO

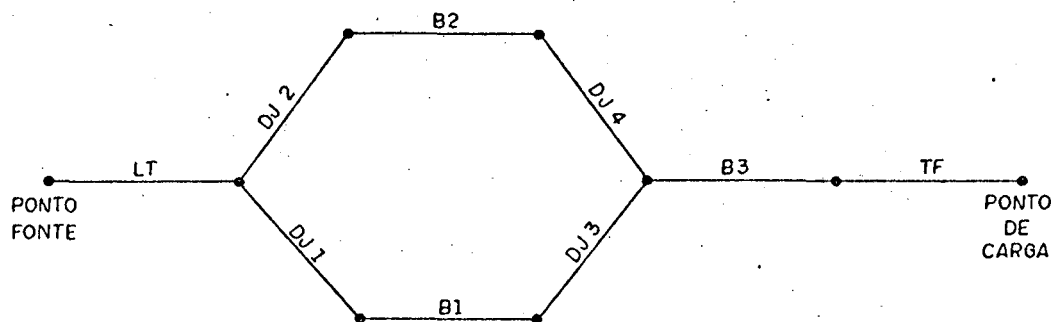


FIGURA 11 b - REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA EXEMPLO EM FORMA DE GRAFO

No caso de um arranjo de barramentos, o grafo pode ser construído associando a cada componente um ramo, sendo os nós os pontos de interligação entre os diferentes equipamentos. Na Figura 11 é mostrado um exemplo simples de um esquema de barra dupla, disjuntor duplo com uma linha de transmissão e um transformador.

O ponto de carga considerado é a saída do transformador, e o ponto fonte é o outro extremo da linha de transmissão. Por simplicidade não estão representadas as chaves seccionadoras.

Nomenclatura:

Fazem-se abaixo, algumas definições necessárias ao bom entendimento da metodologia adotada.

Caminho: é um conjunto de ramos (orientados) que formam uma ligação entre a fonte e o ponto de carga. Um caminho só pode ser seguido na direção permitida dos ramos. No exemplo da Figura 11(b) tem-se dois caminhos:

i) {LT, DJ1, B1, DJ3, B3, TF}

ii) {LT, DJ2, B2, DJ4, B3, TF}

Se nenhum nó do grafo é atravessado mais de uma vez seguindo um caminho, esse caminho se diz mínimo.

Corte: é um conjunto de ramos que quando removidos do grafo, interrompem todos os caminhos existentes.

Corte Mínimo: é um corte que não tem nenhum sub-conjunto de ramos que, por sua vez, formem corte. Na Figura 11(b) tem-se os seguintes cortes mínimos:

i) {LT}

vii) {B1, DJ4}

ii) {DJ1, DJ2}

viii) {DJ3, DJ2}

iii) {DJ1, B2}

ix) {DJ3, B2}

iv) {DJ1, DJ4}

x) {DJ3, DJ4}

v) {B1, DJ2}

xi) {B3}

vi) {B1, B2}

xii) {TF}

Sejam B_i , $i = 1, 2, \dots, n$, todos os caminhos possíveis num sistema determinado e C_j , $j = 1, 2, \dots, m$, o conjunto de todos os cortes mínimos do mesmo sistema. Designa-se por \bar{B}_i a falha de, pelo menos, um elemento do i -ésimo caminho e por \bar{C}_j a falha de todos os elementos do j -ésimo corte. Então, se o critério de operação com sucesso do sistema é a continuidade do fornecimento

cimento, e as falhas dos componentes são eventos independentes, a confiabilidade do sistema é dada pela probabilidade que pelo menos um caminho esteja operativo:

$$R = p \{B_1 + B_2 + \dots + B_i + \dots + B_n\} \quad (3.4.1)$$

E a probabilidade de falha do sistema, pela falha de todos os elementos de pelo menos um corte mínimo:

$$1 - R = p \{\bar{C}_1 + \bar{C}_2 + \dots + \bar{C}_j + \dots + \bar{C}_m\} \quad (3.4.2)$$

Verifica-se assim que para estabelecer os modos de falha do sistema, basta determinar todos os cortes mínimos do grafo representativo do mesmo. Depois cada corte mínimo determinado deve ser analisado, através dos modelos de confiabilidade apropriados, para estabelecer as contribuições aos índices de frequência e duração das interrupções no ponto de carga de interesse.

3.5 - Equacionamento da Metodologia Adotada

Considerando as hipóteses e equações estabelecidas para o modelo de confiabilidade, podem ser determinados, agora, os modos de falha dos componentes da subestação e as respectivas contribuições à frequência e duração das interrupções, bem como às horas anuais de indisponibilidade do ponto de carga.

Os modos de falha possíveis, de acordo com as hipóteses assumidas, são as seguintes:

- a) Corte de 1 elemento.

Falha passiva de um componente.

b) Corte de 2 elementos.

Falha passiva de dois componentes.

Falha passiva de um componente quando um outro es
tá fora de serviço para manutenção.

c) Corte de 2 ou mais elementos.

Falha ativa de um componente.

Falha ativa de um componente quando um outro está
falhado passivamente.

Falha ativa de um componente quando um outro está
fora de serviço para manutenção.

Falha ativa de um componente junto com a condição
de um elemento dinâmico preso.

Então, para estabelecer as contribuições de cada modo de falha à indisponibilidade do ponto de carga, é necessária a informação das taxas de falha, ativa e passiva, tempo de chaveamento, tempo de reparo, taxa de manutenção e tempo de manutenção de cada componente da subestação. Com o objetivo de simplificar a apresentação das equações, adota-se a seguinte nomenclatura para os índices do i -ésimo componente:

λ_i = taxa de falhas passivas (inclue falhas ativas)

r_i = tempo médio de interrupção de uma falha passiva
(tempo de reparo)

λ'_i = taxa de falhas ativas

s_i = tempo necessário para isolamento do componente
(tempo de chaveamento)

λ''_i = taxa de manutenção

r''_i = tempo médio de manutenção do componente

Para os elementos dinâmicos disjuntores é necessário conhecer, ainda, a probabilidade p_i de não operar quando chamado a fazê-lo.

Com base nas equações dos modelos de confiabilidade adotados para falhas e manutenção, são determinadas a seguir as contribuições devidas aos diferentes modos de falha.

Contribuições devidas a falhas passivas

a) Falha de um componente (i). Das equações (3.3.14) e (3.3.15) tem-se:

$$\lambda_k = \lambda_i \quad (3.5.1)$$

$$r_k = r_i \quad (3.5.2)$$

$$U_k = \lambda_i \cdot r_i \quad (3.5.3)$$

onde

λ_k = contribuição à taxa de interrupção do ponto de carga

r_k = duração esperada da interrupção

U_k = tempo de interrupção anual no ponto de carga

b) Falha de dois componentes (i,j). Utilizando as equações (3.3.22) e (3.3.23) obtém-se:

$$\lambda_k = \lambda_i \lambda_j (r_i + r_j) \quad (3.5.4)$$

$$r_k = \frac{r_i r_j}{r_i + r_j} \quad (3.5.5)$$

$$U_k = \lambda_k \cdot r_k \quad (3.5.6)$$

c) Falha de um componente quando há outro em manutenção (i,j). Aplicando a equação (3.3.24) obtém-se a relação para determinação da taxa de interrupção λ''_k :

$$\lambda''_k = \lambda_i \lambda''_j (r_i + r''_j) + \lambda_j \lambda''_i (r_j + r''_i) \quad (3.5.7)$$

Devido à hipótese considerada de não iniciar qualquer manutenção quando houver um componente falhado na subestação, a equação (3.5.7) se reduz a:

$$\lambda''_k = \lambda_i \lambda''_j r''_j + \lambda_j \lambda''_i r''_i \quad (3.5.8)$$

Para estabelecer a duração média da interrupção devem-se considerar duas parcelas: uma correspondente ao fato do componente i falhar quando o componente j está em manutenção, e a outra quando j falha estando i em manutenção. Com isso, e através da equação (3.3.25) obtém-se:

$$r''_k = \frac{\lambda_i \lambda''_j r''_j}{\lambda''_k} \cdot \frac{r_i}{r_i + r''_j} + \frac{\lambda_j \lambda''_i r''_i}{\lambda''_k} \cdot \frac{r_j}{r_j + r''_i} \quad (3.5.9)$$

As horas anuais de interrupção são dadas por:

$$U''_k = \lambda''_k \cdot r''_k \quad (3.5.10)$$

Contribuições devidas a falhas ativas

a) Falha ativa de um componente (i). De forma análoga ao caso de falhas passivas tem-se:

$$\lambda'_k = \lambda'_i \quad (3.5.11)$$

$$r'_k = s_i \quad (3.5.12)$$

$$U'_k = \lambda'_i \cdot s_i \quad (3.5.13)$$

b) Falha ativa de um componente (i) quando um outro (j) está isolado para reparo.

Das equações (3.3.22) e (3.3.23) tem-se:

$$\lambda'_k = \lambda'_i \lambda'_j (s_i + r_j) \quad (3.5.14)$$

e,

$$r'_k = \frac{s_i r_j}{s_i + r_j} \quad (3.5.15)$$

Como em geral $s_i \ll r_j$, a equação (3.3.15) pode-se simplificar para

$$r'_k \approx s_i \quad (3.5.16)$$

E a contribuição às horas anuais de interrupção é:

$$U'_k = \lambda'_k \cdot r'_k \quad (3.5.17)$$

c) Falha ativa de um componente (i) quando um outro (j) está fora de serviço para manutenção. De forma análoga, através das equações (3.3.24) e (3.3.25) obtém-se:

$$\lambda''_k = \lambda'_i \lambda''_j r''_j \quad (3.5.18)$$

$$r''_k = \frac{s_i r''_j}{s_i + r''_j} \quad (3.5.19)$$

e como $r''_j \gg s_i$, pode-se simplificar (3.5.18), ficando em:

$$r''_k \approx s_i \quad (3.5.20)$$

e,

$$U''_k = \lambda''_k \cdot r''_k \quad (3.5.21)$$

d) Falha ativa de um componente (i) e um disjuntor (j) preso.

$$\lambda'_k = \lambda'_i \cdot p_j \quad (3.5.22)$$

$$r'_k = s_i \quad (3.5.23)$$

$$U'_k = \lambda_k \cdot r_k \quad (3.5.24)$$

Contribuições devidas a falhas temporárias

Chama-se aqui de falha temporária uma falha na qual o serviço é restabelecido fechando, um ou mais, elementos dinâmicos normalmente abertos.

Neste caso a contribuição à frequência de interrupção, devidas a falhas de um e dois componentes, é a mesma que para falhas passivas de componentes.

A duração média das interrupções é dada pelo tempo necessário para fechar o caminho, através dos componentes normalmente abertos:

$$r_k = t_c \quad (3.5.25)$$

ou,

$$r''_k = t_c \quad (3.5.26)$$

onde t_c é o tempo de chaveamento (tempo de operação) do elemento dinâmico que opera normalmente aberto.

Índices totais de confiabilidade

Seja uma subestação em cujo grafo, representativo do arranjo físico, foram encontrados n cortes mínimos como descritos anteriormente.

Então a taxa total de interrupção do ponto de carga em estudo λ_T , é obtida pela soma de todas as contribuições devidas aos modos de falha estabelecidos.

$$\lambda_T = \sum_{k=1}^n \lambda_k + \sum_{k=1}^n \lambda'_k + \sum_{k=1}^n \lambda''_k \quad (3.5.27)$$

Da mesma forma, as horas totais de interrupção anual são da das por:

$$U_T = \sum_{k=1}^n U_k + \sum_{k=1}^n U'_k + \sum_{k=1}^n U''_k \quad (3.5.28)$$

Finalmente, a duração média de uma interrupção é obtida do quociente da indisponibilidade e a taxa de falha:

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} \quad (3.5.29)$$

3.6 - Aplicação do Método

Para aplicação da metodologia descrita neste Capítulo, foi desenvolvido um algoritmo que determina os modos de falha e faz uma análise dos efeitos que cada modo produz no fornecimento ao ponto de carga. O fluxograma simplificado desse algoritmo para análise da confiabilidade de arranjos de subestações, mostrado na Figura 12, comporta os seguintes passos:

- 1) Leitura dos dados necessários e montagem das tabelas contendo a descrição da topologia da subestação, os elementos dinâmicos e o tipo de operação normal (aberto ou fechado) de cada um deles, as taxas de falha e tempos médios de reparo, bem como as taxas de manutenção e duração das mesmas, para cada componente do arranjo.

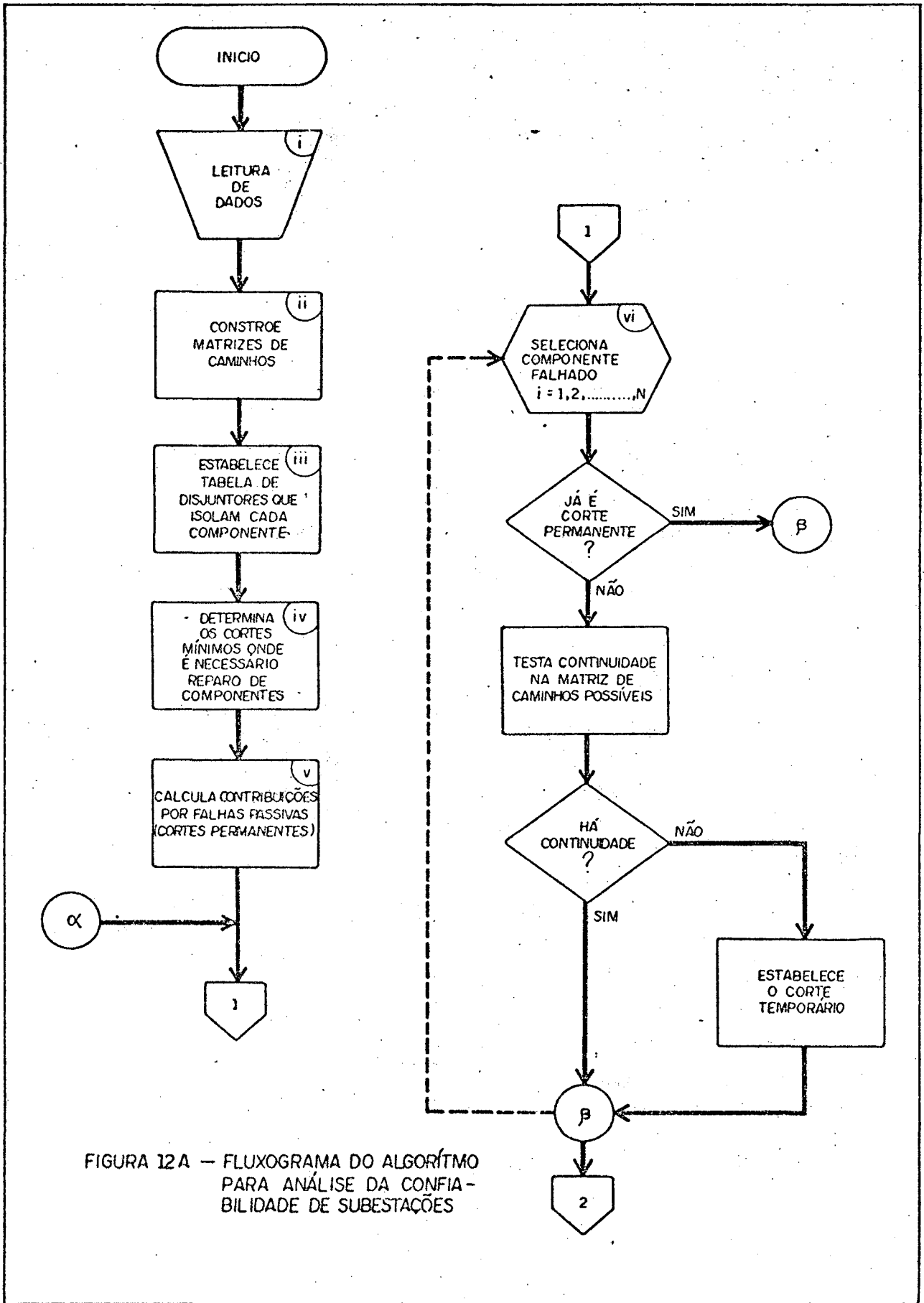
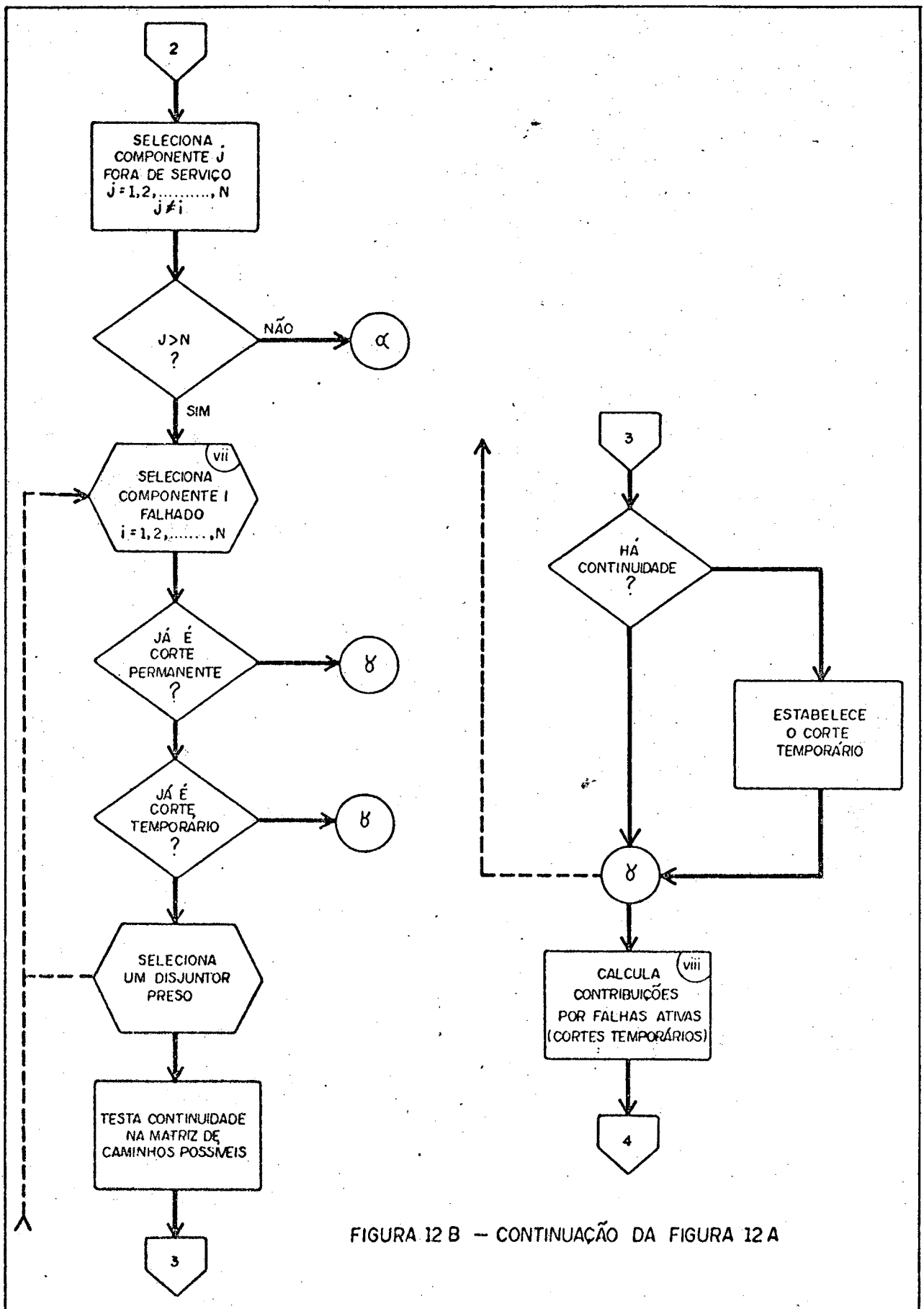
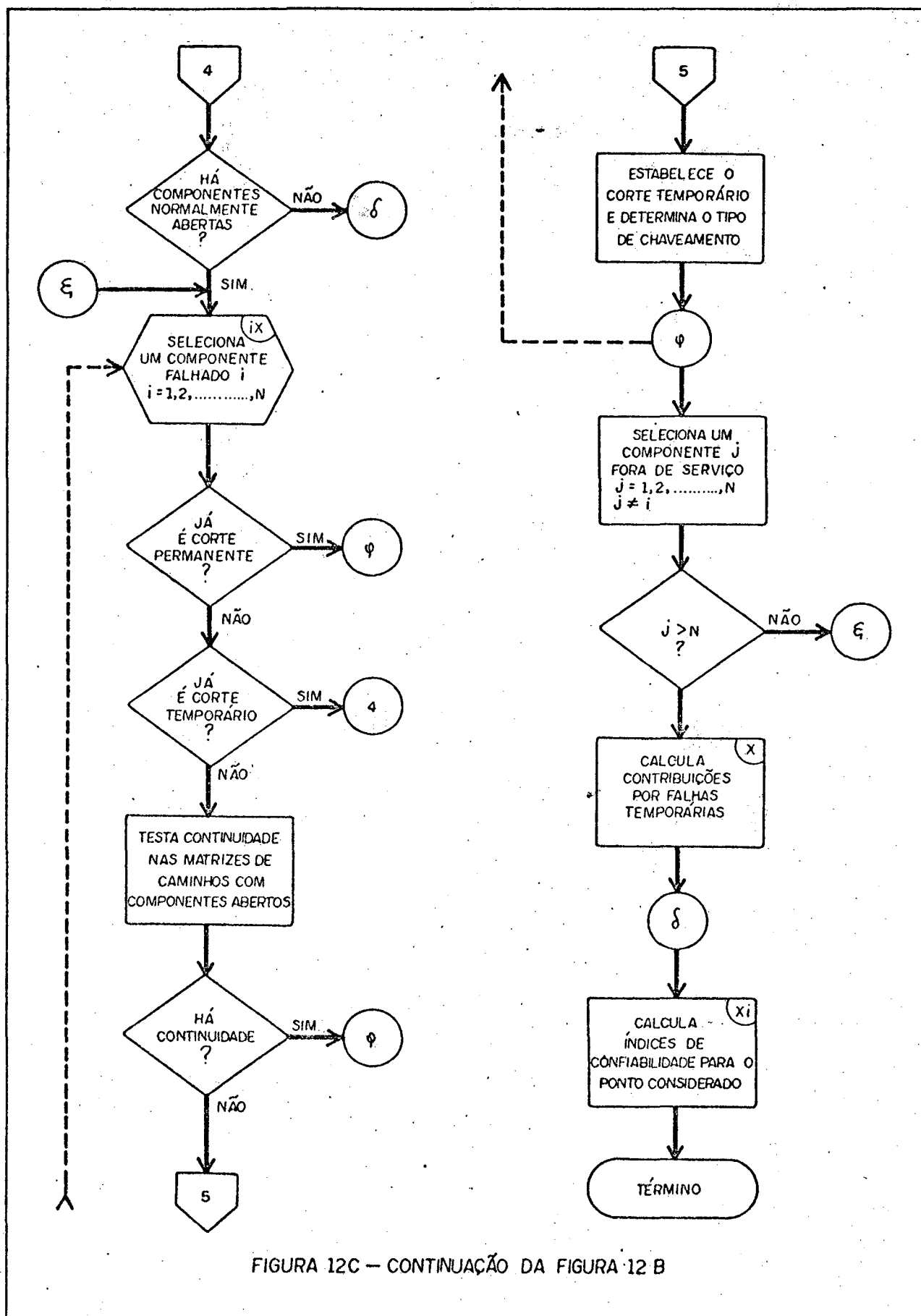


FIGURA 12A - FLUXOGRAMA DO ALGORÍTMO PARA ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES





A informação sobre a configuração da subestação é fornecida pelos predecessores de cada componente.

ii) Os dados da configuração do arranjo são usados para estabelecer todos os caminhos entre o ponto fonte e o ponto de carga pré-estabelecido. Inicialmente é construída uma matriz de caminhos possíveis, contendo todos os conjuntos de componentes que estabelecem uma ligação direta entre a fonte e a carga. Isto é, considerando-se todos os elementos dinâmicos da subestação na posição fechado.

Posteriormente são abertas as chaves seccionadoras que operam normalmente abertas e constrói-se uma outra matriz de caminhos. Finalmente é construída uma terceira matriz considerando abertos todos os elementos dinâmicos (chaves e disjuntores) que operam normalmente nessa condição.

iii) Em seguida, as matrizes construídas no passo anterior são utilizadas para estabelecer uma tabela contendo a lista dos disjuntores que devem ser abertos para isolar do sistema cada componente da subestação. Essa tabela descreve, portanto, o efeito de uma falha ativa de cada elemento pertencente ao arranjo, sobre os outros componentes.

iv) Neste item são determinados os cortes mínimos, de até dois elementos, nos quais o serviço somente pode ser

restabelecido reparando, pelo menos, um componente falhado. Para isso é utilizado um algoritmo baseado na álgebra de Boole⁽²¹⁾.

Primeiro a matriz de caminhos, com todos os elementos dinâmicos fechados, é transformada em uma matriz $m \times n$, onde m é o número de caminhos encontrados e n o número de componentes da subestação. Quando um elemento j pertence ao caminho i , o valor do elemento (i, j) desta nova matriz é 1. Em caso contrário é 0.

Depois são calculados os produtos booleanos de todos os elementos das n colunas da matriz independentemente. Se o resultado da j -ésima coluna resulta em 1, então o componente j é corte de um elemento. Posteriormente é feita a soma booleana, elemento a elemento, de todas as combinações possíveis de duas colunas realizando, logo em seguida, o produto booleano do vetor resultante nos moldes anteriores. Se para duas colunas j e k o resultado dessas operações é 1, então, os componentes j e k da subestação formam um corte de dois elementos.

Em geral se M_{ij} e M_{ik} , $i = 1, 2, \dots, m$, são a j -ésima e a k -ésima colunas da matriz de caminhos transformada, o elemento j da subestação é corte quando se cumpre que:

$$M_{1j} \wedge M_{2j} \wedge M_{3j} \wedge \dots \wedge M_{mj} = 1 \quad (3.6.1)$$

e os componentes j e k são corte quando:

$$(M_{1j} \vee M_{1k}) \wedge (M_{2j} \vee M_{2k}) \wedge \dots \wedge (M_{mj} \vee M_{mk}) = 1$$

(3.6.2)

onde \wedge e \vee representam o produto e a soma, respectivamente, na algebra de Boole.

v) Por meio das equações estabelecidas no item 3.5 deste capítulo são calculados, para cada corte determinado, a taxa de ocorrência, a duração média da interrupção e as horas anuais de interrupção do fornecimento ao ponto de carga. Depois são calculadas as contribuições aos índices totais do ponto de carga, devidas a falhas passivas, combinações delas e falhas passivas com manutenção de componentes. Neste ponto tem-se a informação de todas as interrupções devidas a falhas permanentes.

vi) Neste passo, são determinados os cortes mínimos para os quais o serviço é restabelecido isolando o elemento falhado e religando os componentes não falhados. Esses cortes são representativos das falhas ativas dos componentes da subestação.

Com a lista de disjuntores que devem ser abertos para isolar cada componente, estabelecida no passo iii), é testada a continuidade entre a fonte e o ponto de carga, diretamente na matriz de caminhos possíveis, simulando uma falha ativa em cada componente do sistema. Isto é feito da seguinte maneira:

Caso o elemento já tenha sido determinado como corte no item iv) o processo é abandonado pois o elemento já foi considerado. Em caso negativo verifica-se se os disjuntores, que isolam o componente em questão, interrompem todos os caminhos possíveis entre a fonte e a carga, representados pela primeira matriz determinada no passo ii). Se isto acontecer, então aquela falha ativa levará uma interrupção temporária ao ponto de carga. Posteriormente isso se repete considerando, também, um outro componente da subestação fora de serviço, seja por falha passiva ou para manutenção.

vii) Novamente a lista do passo iii) é usada para simulação de uma falha ativa de cada componente, juntamente com a condição de um disjuntor preso. A análise do efeito desse modo de falha é verificada, na matriz de caminhos possíveis, testando continuidade em todos os conjuntos de ligação.

viii) Para todos os modos de falha determinados nos passos vi) e vii) são calculadas a taxa de ocorrência, a duração média e as horas anuais de interrupção do fornecimento ao ponto de carga. São calculadas também as contribuições aos índices de confiabilidade do ponto de carga devidas a falhas ativas e suas combinações com falhas passivas e manutenção.

ix) Determinam-se agora os cortes nos quais o serviço é

restabelecido fechando, um ou mais, componentes dinâmicos normalmente abertos. Isso é feito através das matrizes de caminhos com todos os elementos dinâmicos que operam normalmente abertos considerados abertos, e a que somente considera as chaves abertas. Assim pode ser estabelecido o tipo de chaveamento necessário para restabelecer o serviço.

x) Para os cortes determinados no passo anterior, é calculada a taxa de ocorrência de cada um deles. A duração média de cada interrupção é dada pelo tempo de chaveamento, especificado para fechamento de chaves ou disjuntores que operam normalmente abertos. São calculadas, depois, as contribuições aos índices de confiabilidade do ponto de carga, devidas a esses modos de falha.

xi) Finalmente são calculados os índices totais de confiabilidade do ponto de carga considerado: a taxa de falha, duração média e horas anuais de interrupção.

O algoritmo descrito neste item foi programado em linguagem FORTRAN para processamento em computador digital. O programa tem a estrutura básica mostrada na Figura 13 e requer uma partição de memória de 250 kBytes, para simulação de subestações com até 60 componentes. No Anexo I são fornecidas as listagens das principais subrotinas que constituem o programa, e no Anexo III é apresentado um exemplo de aplicação do algoritmo.

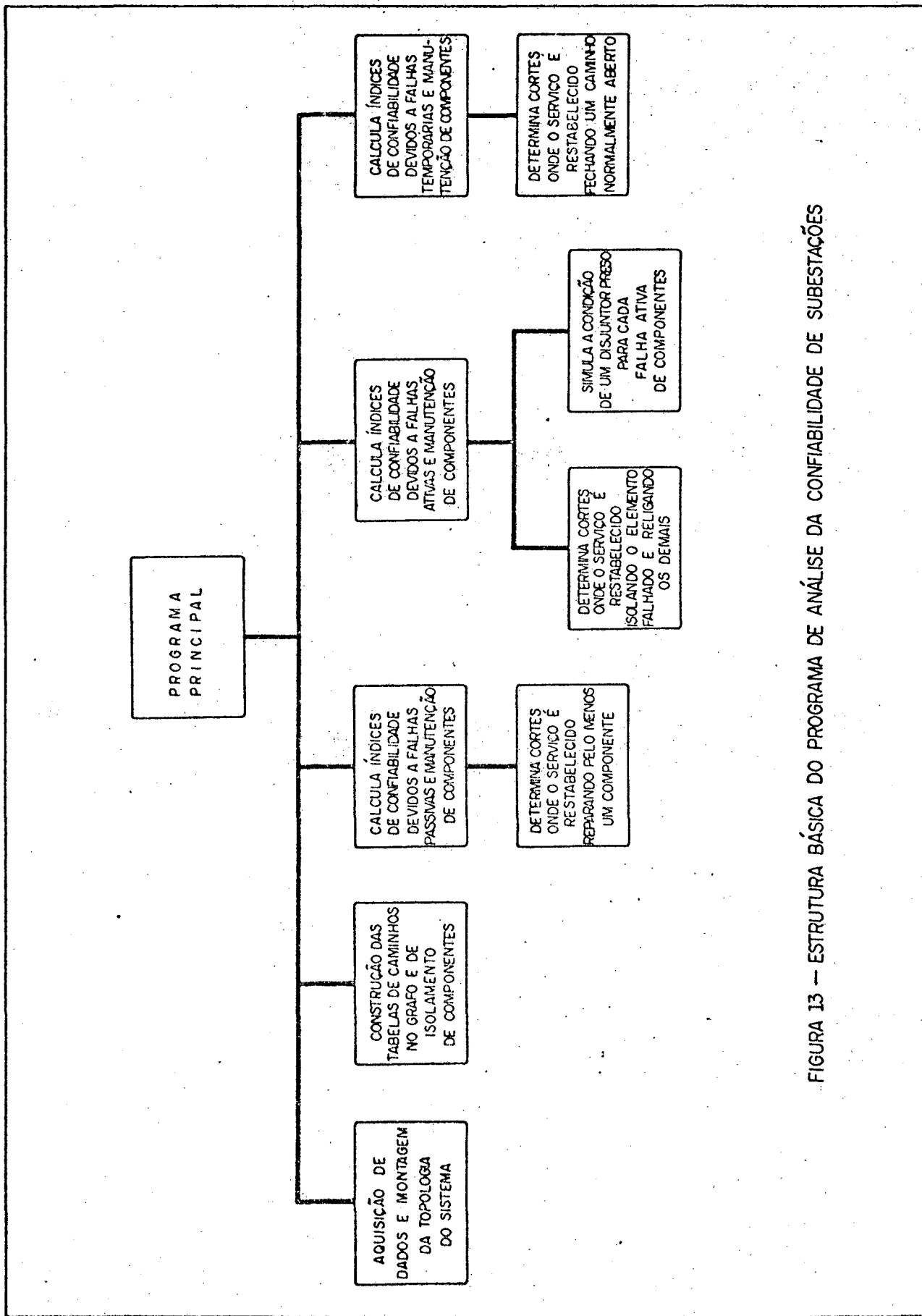


FIGURA 13 — ESTRUTURA BÁSICA DO PROGRAMA DE ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES

4. - COMPARAÇÃO DE ESQUEMAS

4.1 - Introdução

Como um exemplo de utilização do algoritmo apresentado anteriormente é feita, neste Capítulo, uma comparação quantitativa entre arranjos possíveis para uma subestação de extra alta tensão. São calculados, para cada arranjo considerado, os seguintes índices de confiabilidade: a taxa de falha, a duração média das interrupções e as horas anuais de indisponibilidade do barramento do lado de baixa tensão.

Tendo em vista a falta de estatísticas de falhas confiáveis nos sistemas elétricos brasileiros, são utilizados na análise comparativa dados típicos obtidos da literatura^(15, 19, 25). O fato de se fazer uma análise de alternativas para o arranjo de uma subestação, obtendo-se apenas a confiabilidade relativa entre elas, valida a utilização de dados típicos para avaliação dos índices de confiabilidade.

Posteriormente são apresentados os resultados obtidos, para cada alternativa, por meio do programa de cálculo dos índices de confiabilidade de subestações. Finalmente comenta-se sobre os casos analisados.

4.2 - Arranjos Considerados

De acordo com o exposto no Capítulo 1 deste trabalho,

os arranjos mais comumente utilizados em subestações de extra alta tensão são os seguintes:

- barra dupla com disjuntor duplo
- barra dupla com disjuntor e meio
- diagrama em anel.

O esquema de barra dupla com disjuntor e um terço não é considerado como alternativa, desde que não é utilizado devido a suas desvantagens qualitativas face aos esquemas mencionados acima. Embora o esquema de barra dupla com disjuntor duplo não seja usado comumente devido a seu maior custo, é apresentado como referência já que é o que fornece melhores índices de confiabilidade.

Para efeitos de comparação dos arranjos possíveis, para o lado de alta tensão (EAT), de uma subestação abaixadora são assumidas as seguintes características:

- i) Considera-se a subestação com duas linhas de transmissão EAT chegando e dois bancos de transformadores EAT/AT.
- ii) O arranjo do lado de baixa tensão (AT) é assumido já determinado como sendo barra principal seccionada com barra de transferência.
- iii) O ponto de carga em estudo é uma das seções do barramento principal do lado de baixa tensão.

Nas Figuras 14, 15 e 16 são mostrados os diagramas unifilares dos arranjos considerados, e onde cada componente é identificado por um número correlativo. Para o cálculo dos índices de confiabilidade, somente são considerados os equipamentos

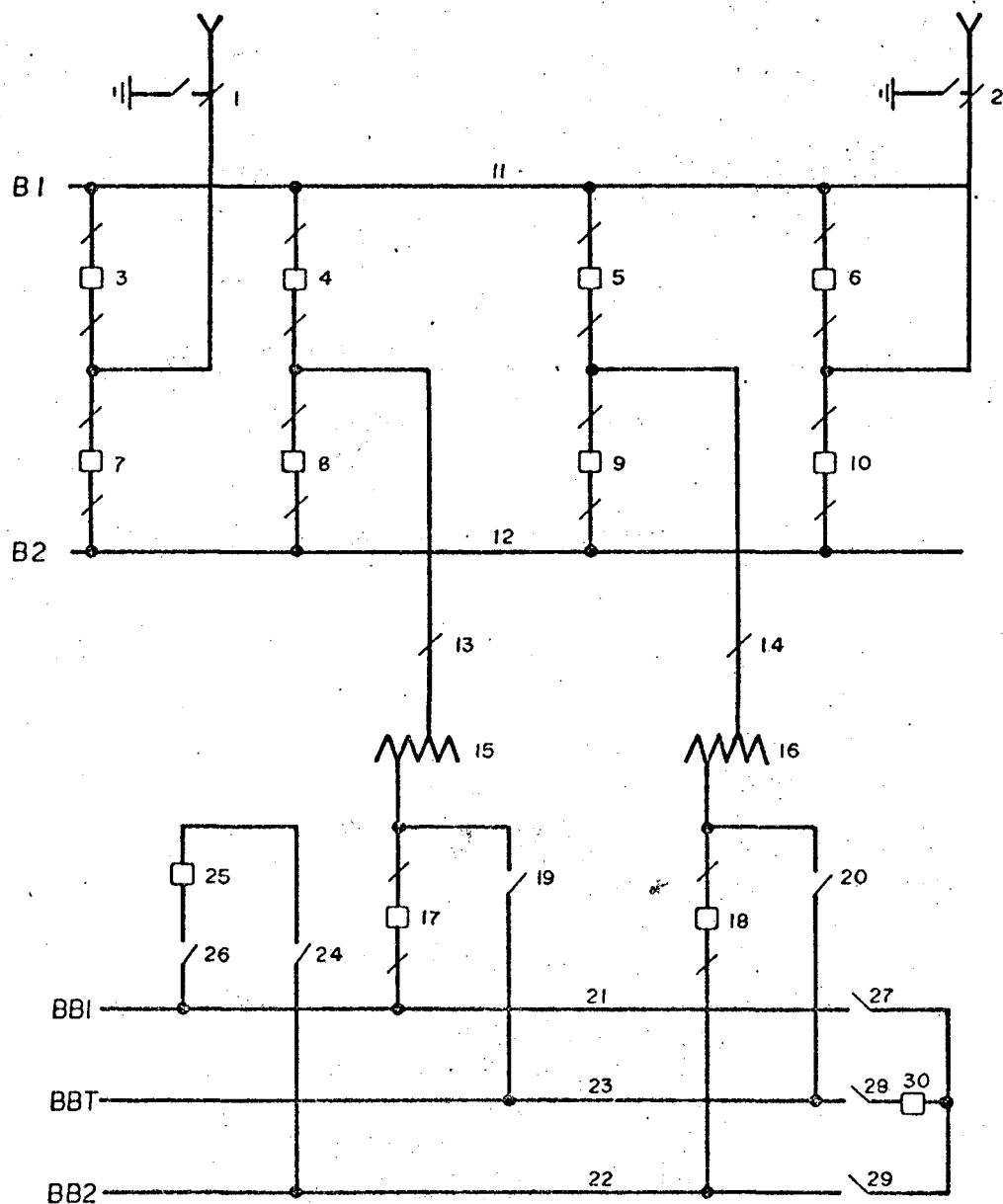


FIGURA 14. — BARRA DUPLA COM DISJUNTOR DUPLO MAIS
BARRA PRINCIPAL SECCIONADA E DE TRANSFERÊNCIA

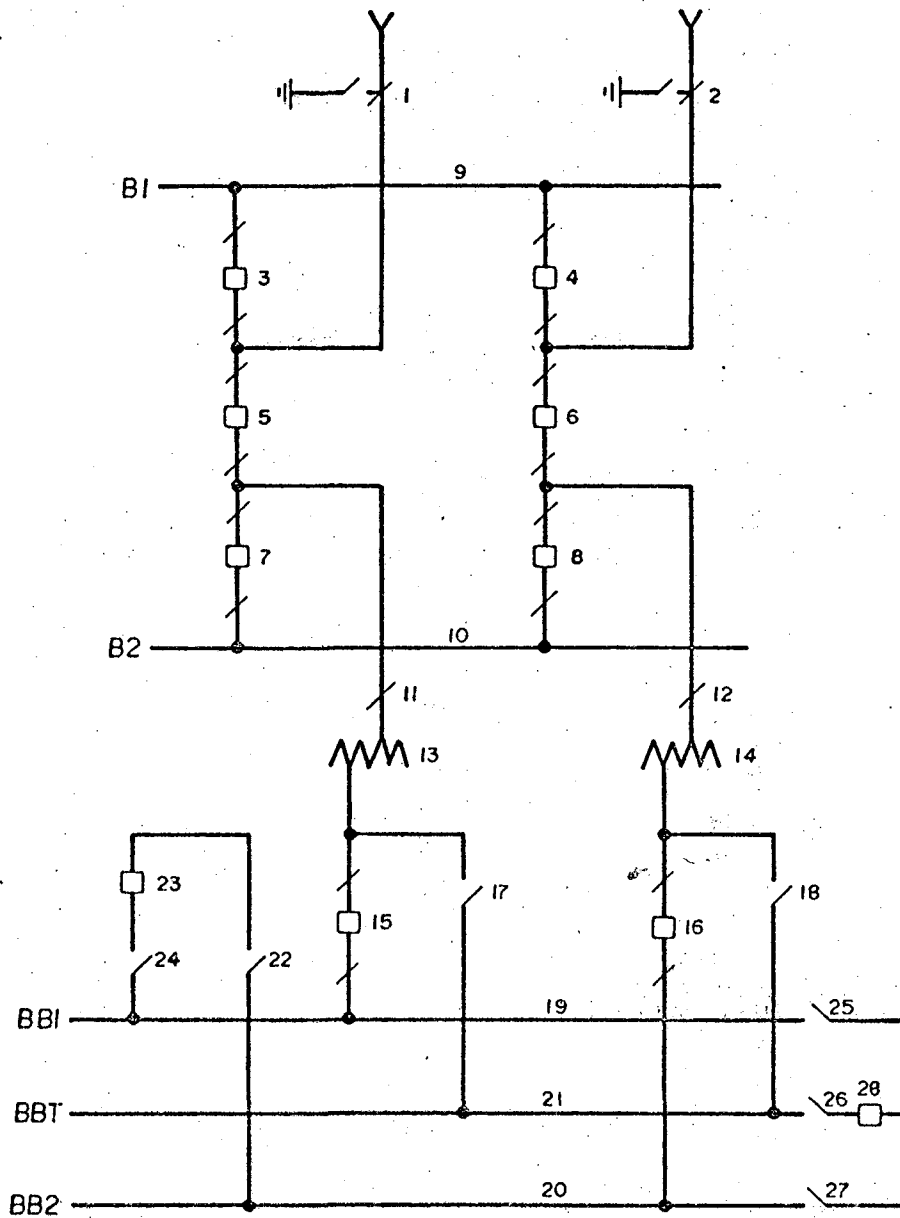


FIGURA 15. — BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO MAIS
BARRA PRINCIPAL SECCIONADA E DE TRANSFERÊNCIA

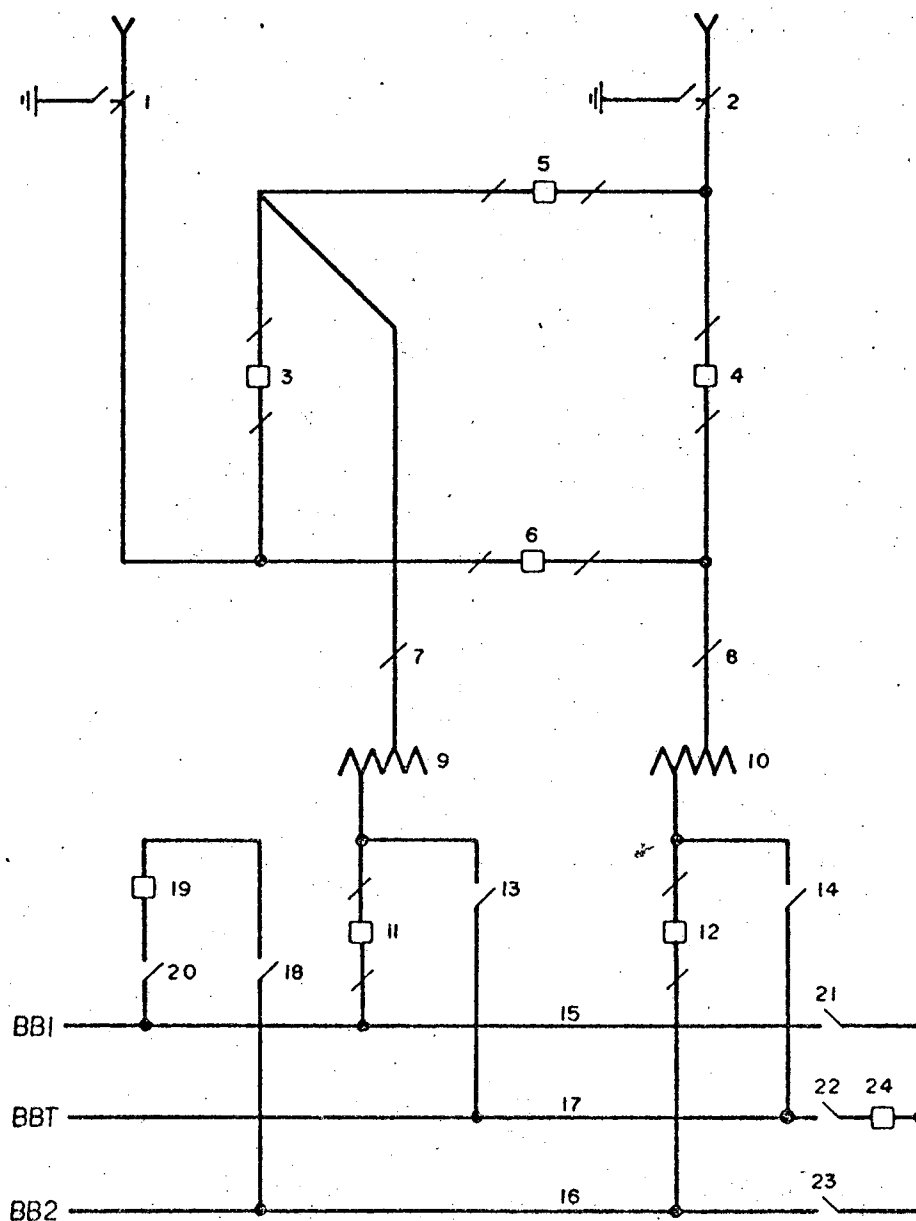


FIGURA 16. — DIAGRAMA EM ANEL MAIS BARRA PRINCIPAL SECCIONADA E DE TRANSFERÊNCIA

principais de cada arranjo: as linhas que chegam, disjuntores, barramentos, transformadores e chaves seccionadoras. As chaves que isolam cada disjuntor não são consideradas, assumindo-as como perfeitamente confiáveis.

Os componentes que operam normalmente abertos em cada arranjo, são as chaves de desvio dos disjuntores e as chaves de interligação de barramentos do lado de baixa tensão, mostradas abertas na Figura respectiva.

4.3 - Dados Utilizados

Um grande problema com que se depara ao realizar qualquer estudo de confiabilidade, é a obtenção de estatísticas de falhas de componentes que venham a representar, de maneira fidedigna, o comportamento dos mesmos ao longo do tempo.

A falta de estatísticas de falha de equipamentos leva à utilização de dados típicos, geralmente levantados em sistemas norte-americanos ou europeus. Isso é justificado, em nível de planejamento, pelo fato de serem analisados diversos esquemas propostos, tendo a confiabilidade apenas um significado relativo entre as alternativas consideradas.

Os valores das taxas de falhas e duração das interrupções, adotados neste trabalho para comparação dos esquemas de manobra apresentados no item anterior, estão baseados nos trabalhos: "Seventeen Years Experience of Service Reliability in the Swedish 400 kV Transmission System"⁽¹⁵⁾ e "Simplified use of

Failure Statistics for Optimizing Systems and Equipment Design" (19), publicados em 1970 e 1972 respectivamente.

Tais valores são os seguintes:

Linhas de Transmissão

Taxa de falha	$\lambda = 1,11$ f/ano
Tempo de reparo	$r = 24$ hrs
Taxa de falha ativa	$\lambda' = 1,11$ f/ano
Tempo de chaveamento	$s = 0,5$ hrs

Não são consideradas taxas de manutenção já que os desligamentos das linhas, para esse fim, ocorrem nos períodos de carga baixa e não produzem cortes de carga:

$$\lambda'' = 0$$

$$r'' = 0$$

Transformadores

São considerados como bancos monofásicos com uma unidade de reserva.

Taxa de falha	$\lambda = 0.08$ f/ano
Tempo de reparo	$r = 6$ hrs (tempo necessário para trocar a unidade falhada pela unidade de reserva)
Taxa de falha ativa	$\lambda' = 0.08$ f/ano
Tempo de chaveamento	$s = 1$ hr
Taxa de manutenção	$\lambda'' = 0.015$ v/ano
Tempo necessário à manutenção	$r'' = 24$ hrs

BarramentosTaxa de falha $\lambda = 0.007$ f/anoTempo de reparo $r = 4$ hrsTaxa de falha ativa $\lambda' = 0.007$ f/anoTempo de chaveamento $s = 2$ hrs

Considera-se a manutenção do barramento como sendo feita nos períodos de carga leve, portanto:

$$\lambda'' = 0$$

$$r'' = 0$$

Chaves seccionadorasTaxa de falha $\lambda = 0.003$ f/anoTempo de reparo $r = 3$ hrsTaxa de falha ativa $\lambda' = 0.003$ Tempo de chaveamento $s = 2$ hrs

$$\lambda'' = 0$$

$$r'' = 0$$

Disjuntores do lado de alta (EAT)Taxa de falha $\lambda = 0.074$ f/anoTempo de reparo $r = 72$ hrsTaxa de falha ativa $\lambda' = 0.05$ f/anoTempo de chaveamento $s = 0.5$ hrsTaxa de manutenção $\lambda'' = 0.05$ v/anoTempo necessário para manutenção $r'' = 24$ hrsProbabilidade de não operação $p = 0.005$

Disjuntores do lado de baixa (AT)

Taxa de falha	$\lambda = 0.02$ f/ano
Tempo de reparo	$r = 3$ hrs
Taxa de falha ativa	$\lambda' = 0.01$ f/ano
Tempo de chaveamento	$s = 1$ hr
Taxa de manutenção	$\lambda'' = 0.25$ v/ano
Tempo de manutenção	$r = 12$ hrs
Probabilidade de não operar	$p = 0.006$

4.4 - Resultados Obtidos

Apresentam-se neste item as listagens de computador dos casos processados. Mostram-se os dados utilizados, as contribuições devidas aos modos de falha determinados e a taxa de falha, tempo esperado de interrupção e indisponibilidade anual de cada alternativa.

Os elementos componentes de cada arranjo estão identificados por um número correlativo, de acordo com a Figura correspondente ao item 4.2.

Os resultados do programa são explicados no próprio formato do relatório de saída do computador. Na primeira página são apresentados os dados do arranjo que será submetido a estudo. Nas páginas 2 a 5, são mostradas as contribuições devidas a cada modo de falha separadamente. São identificados os cortes mínimos, que conduzem a cada modo de falha, através dos números correspondentes dos elementos que o compoem. Para cada corte mínimo são imprimidas as respectivas taxas de ocorrência, tempo médio

esperado de interrupção e sua contribuição às horas anuais de in disponibilidade do ponto de carga. Finalmente na página 6 são apresentados os índices totais de confiabilidade do ponto de carga considerado.

No item 4.5, a seguir, são analisados e comentados es tes resultados procurando estabelecer uma ordem de mérito entre os esquemas propostos.

CONFIA BILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTACES

PAGINA 1

ENFERMUL - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

TITULO DO ESTUDO : DISJUNTOR CUFIC / BARRA PRINC. SECCIONADA

CACCS DAS COMPONENTES DA SUBESTACAO

ITEM	PREDEFINICAO	TIPO	OP.N.	FALHAS PASSIVAS (F/ANC) (HCR/S)	MANUTENCAO (V/ANC) (HORAS)	FALHAS ATIVAS (F/ANO) (HORAS)	PROBAB. D.PRESO
1	0	C	0	1.11000	0.0	1.11000	0.0
2	0	C	0	1.11000	0.0	1.11000	0.0
3	1	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
4	11	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
5	2	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
6	11	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
7	1	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
8	12	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
9	2	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
10	12	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
11	3	C	0	0.00700	0.00700	0.00700	0.00050
12	7	C	0	0.00700	0.00700	0.00700	0.00050
13	4	C	0	0.00300	0.00300	0.00300	0.00050
14	6	C	0	0.00300	0.00300	0.00300	0.00050
15	13	C	0	0.08000	0.01500	0.08000	0.00050
16	14	C	0	0.08000	0.01500	0.08000	0.00050
17	15	C	0	0.02000	0.02500	0.01000	0.00050
18	16	C	0	0.02000	0.02500	0.01000	0.00050
19	15	C	0	0.00300	0.00300	0.00300	0.00050
20	16	C	0	0.00300	0.00300	0.00300	0.00050
21	17	C	0	0.00700	0.00700	0.00700	0.00050
22	18	C	0	0.00700	0.00700	0.00700	0.00050
23	0	C	0	0.00700	0.00700	0.00700	0.00050
24	21	C	0	0.02000	0.00300	0.00300	0.00050
25	24	C	0	0.02000	0.02500	0.01000	0.00050
26	25	C	0	0.00300	0.00300	0.00300	0.00050
27	21	C	0	0.00300	0.00300	0.00300	0.00050
28	19	C	0	0.00300	0.00300	0.00300	0.00050
29	27	C	0	0.00300	0.00300	0.00300	0.00050
30	28	C	0	0.02000	0.02500	0.01000	0.00050

ELTRCOSUL - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

CCNFIABILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTACOES

TITULO CC ESTUDO : CISJUNTCR DUPLC / BARRA PRINC. SECCIONADA

PAGINA 2

CCNTRIBUICOES DEVICAS A FALHAS PASSIVAS E MANUTENCAC

COMPONENTES FCEB SFCVICO	CCNTRIBUICOES DEVICAS A FALHAS TAXA FALHA (F./ANC)	DUR.MED (HORAS)	TEMPO TCTAL (HRS/ANC)	CCNTR. DEVICAS A FALHAS E MANUT. TAXA FALHA DUP.MED (F./ANO)	DUR.MED (HORAS)	TEMPO TCTAL (HRS/ANO)
22	C.700E-02	4.00	0.280E-01	0.0	0.0	0.0
1	C.675E-02	12.00	0.810E-01	0.0	0.0	0.0
11	0.447E-07	2.00	0.855E-07	0.0	0.0	0.0
14	C.616E-08	1.50	0.925E-08	0.0	0.0	0.0
13	C.247E-06	2.00	0.453E-06	0.123E-06	2.67	0.329E-06
14	0.247E-06	2.00	0.453E-06	0.123E-06	2.67	0.329E-06
15	C.677E-05	3.00	0.263E-04	0.658E-05	4.80	0.316E-04

CCNTRIBUICAC TCTAL 0.138E-01 7.92 0.105E 00

0.682E-05 4.72 0.322E-04

TITULO DE ESTUDO : DISJUNTOR DUPLO / BARRA PRINC. SECCIONADA

CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS ATIVAS E MANUTENCAO

FAIXA ATIVA	CCMP. FCPA	CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS		CONTR. DEVIDAS A FALHAS E MANUT. TAXA FALHA DUR MED TEMPO TOTAL (F./ANG)	CCNT. DEVIDAS A FALHAS E MANUT. TAXA FALHA DUR MED TEMPO TOTAL (HRS/ANO)
		(F./ANG)	(HGRAS)		
1A	0	0.100E-01	1.00	0.0	0.0
10	4	0.304E-04	0.05	0.685E-05	0.342E-06
8	6	0.304E-04	0.05	0.685E-05	0.342E-06
6	8	0.204E-04	0.05	0.685E-05	0.342E-06
4	10	0.304E-04	0.05	0.685E-05	0.342E-06
7	11	0.162E-06	0.05	0.0	0.0
F	11	0.162E-06	0.05	0.0	0.0
9	11	0.162E-06	0.05	0.0	0.0
10	11	0.162E-06	0.05	0.0	0.0
3	12	0.162E-06	0.05	0.0	0.0
4	12	0.162E-06	0.05	0.0	0.0
5	12	0.162E-06	0.05	0.0	0.0
6	12	0.162E-06	0.05	0.0	0.0
6	13	0.522E-07	0.05	0.0	0.0
10	13	0.522E-07	0.05	0.0	0.0
4	14	0.522E-07	0.05	0.0	0.0
F	14	0.522E-07	0.05	0.0	0.0
17	14	0.137E-07	1.00	0.0	0.0
21	14	0.120E-07	2.00	0.0	0.0
6	15	0.276E-05	0.05	0.205E-05	0.103E-06
10	15	0.276E-05	0.05	0.205E-05	0.103E-06
4	16	0.276E-05	0.05	0.205E-05	0.103E-06
F	16	0.276E-05	0.05	0.205E-05	0.103E-06
17	16	0.639E-06	1.00	0.411E-06	0.411E-06
21	16	0.511E-06	2.00	0.288E-06	0.575E-06
6	17	0.348E-06	0.05	0.171E-04	0.856E-06
10	17	0.348E-06	0.05	0.171E-04	0.856E-06
14	17	0.342E-07	2.00	0.103E-05	0.205E-05
16	17	0.731E-06	1.00	0.274E-04	0.274E-04
4	18	0.348E-06	0.05	0.171E-04	0.856E-06
8	18	0.348E-06	0.05	0.171E-04	0.856E-06
13	18	0.342E-07	2.00	0.103E-05	0.205E-05
15	18	0.731E-06	1.00	0.274E-04	0.274E-04
17	18	0.913E-07	1.00	0.342E-05	0.342E-05
21	18	0.799E-07	2.00	0.240E-05	0.479E-05
CONTRIBUICAO TOTAL		0.101E-01	0.99	0.167E-03	0.733E-04

CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS TEMPORARIAS

FALHA COMP. CONFGN. FCRA	CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS		CONTR. DEVIDAS A FALHAS E MANUT.	
	TAXA FALHA (F./ANO)	DUR MED (HRS)	TAXA FALHA (F./ANO)	CUR MED (HRS)
6	C.740E-01	0.05	0.0	0.0
10	C.740E-01	0.05	0.0	0.0
14	C.200E-02	0.05	0.0	0.0
16	C.800E-01	0.05	0.0	0.0

CONTRIBUICAC TOTAL C.231E 00 0.05 0.115E-01

0.0 0.0 0.0

ELFROSUL - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

CONFIABILIDADE DE ARRANJOS DE SUPERTACOES

TITULO DO ESTUDO : DISJUNTOR DUPLC / BARRA PRINC. SECCIONADA

PAGINA 5

CONTRIBUICOES DEVIDAS A DISJUNTOR PRESC

FAIXA ATIVA	DISJ.	TAXA FALHA (F./ANO)	DUR MED (HORAS)	CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS DUR MED (HRS/ANC)	TEMPO TOTAL (HRS/ANC)
3	6	C.250E-03	0.05	0.125E-04	
4	6	0.250E-03	0.05	0.125E-04	
5	6	C.250E-03	0.05	0.125E-04	
7	10	0.250E-03	0.05	0.125E-04	
8	10	C.250E-03	0.05	0.125E-04	
9	10	C.250E-03	0.05	0.125E-04	
11	6	0.350E-04	2.00	0.700E-04	
12	10	C.350E-04	2.00	0.700E-04	

CONTRIBUICAC TOTAL C.157E-02 0.14 0.215E-03

ENFERECSUL - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

TITULO DO ESTUDO : DISJUNTOR DUPLO / BARRA PRINC. SECCIONADA

CONFIABILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTACAS

PAGINA 6

INDICADORES DE CONFIABILIDADE

TAXA DE FALHA	0.257E 00	FALHAS/ANO
DEFICAO MEDIA	0.51	PCRAS
TEMPO TOTAL	0.131E 00	PCRAS/ANO

CONFIA BILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTACOES

PAGINA 1

REPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

TITULO DO ESTUDO : CIRCUNTOR E MEIO / BARRA PRINC. SECCIONADA

EXEMPLOS DAS COMPONENTES DA SUBESTACAO

ELEMENTO	PREDECESSORES	TIPO	OP.N.	FALHAS PASSIVAS (F/ANC) (HORAS)	MANUTENCAO (V/ANC) (HORAS)	FALHAS ATIVAS (F/ANO) (HORAS)	PROBAB. D.PRESO
1	0	C	0	1.11000	0.0	1.11000	0.0
2	0	C	0	1.11000	0.0	1.11000	0.0
3	1	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
4	9	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
5	1	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
6	2	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
7	5	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
8	10	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
9	3	C	0	0.00700	0.0	0.00700	0.0
10	7	C	0	0.00700	0.0	0.00700	0.0
11	5	C	2	0.00300	0.0	0.00300	0.0
12	6	C	2	0.00300	0.0	0.00300	0.0
13	11	C	0	0.00000	0.01500	0.08000	0.0
14	12	C	0	0.00000	0.01500	0.08000	0.0
15	13	C	0	0.02000	0.25000	0.01000	0.06000
16	14	C	0	0.02000	0.25000	0.01000	0.06000
17	13	C	2	0.00300	0.0	0.00300	0.0
18	14	C	2	0.00300	0.0	0.00300	0.0
19	15	C	0	0.00700	0.0	0.00700	0.0
20	16	C	27	0.00700	0.0	0.00700	0.0
21	0	C	0	0.00700	0.0	0.00700	0.0
22	19	C	2	0.00300	0.0	0.00300	0.0
23	22	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
24	23	C	0	0.00300	12.0	0.01000	0.00000
25	19	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
26	17	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
27	25	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
28	26	C	0	0.02000	0.25000	0.01000	0.00000

CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS PASSIVAS E MANUTENCAO

COMPONENTES	TAXA FALHA (F./ANC)	CUP MED (FCRAS)	TEMPO TCTAL (HRS/ANC)
10 C	C.70GE-02	4.00	0.28CE-01
11	C.675E-02	12.00	0.81CE-01
5 6	C.500E-04	36.00	0.324E-02
11 12	0.616E-08	1.50	0.925E-08
11 14	C.247E-06	2.00	0.493E-06
12 13	C.247E-06	2.00	0.493E-06
13 14	C.877E-05	3.00	0.263E-04

CONTRIBUICAO TOTAL 0.139E-01 8.11 0.112E 00

CCNTR. DEVIDAS A FALHAS E MANUT.	TAXA FALHA (F./ANC)	CUP MED (FCRAS)	TEMPO TOTAL (HRS/ANC)
0.0	0.0	0.0	0.0
0.0	0.0	0.0	0.0
0.203E-04	18.00	C.365E-03	
0.0	0.0	0.0	0.0
0.123E-06	2.67	0.329E-06	
0.123E-06	2.67	0.329E-06	
0.658E-05	4.80	0.316E-04	

CONTRIBUICAO TOTAL 0.271E-04 14.66 0.397E-03

CONTRIELICCES DEVICAS A FALHAS ATIVAS E MANUTENCAC

FALHA ATIVA	CCNF. FCRA	CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS TAXA FALHA (F./ANC)	CUR MED (HRS)	TEMPO TOTAL (HRS/ANC)	CONTR. DEVICAS A FALHAS E MANUT. TAXA FALHA (F./ANC)	DUR MED (HRS)	TEMPO TOTAL (HRS/ANC)
16	C	C.100E-01	1.00	0.100E-01	0.0	0.0	0.0
4	1	C.152E-03	0.05	0.762E-05	0.0	0.0	0.0
2	2	C.152E-03	0.05	0.762E-05	0.0	0.0	0.0
7	5	C.680E-03	0.50	0.346E-03	0.152E-03	0.50	0.760E-04
4	5	C.304E-04	0.05	0.152E-05	0.685E-05	0.05	0.342E-06
6	5	C.304E-04	0.05	0.152E-05	0.685E-05	0.05	0.342E-06
12	5	C.188E-05	2.00	0.375E-05	0.411E-06	2.00	0.822E-06
14	5	C.493E-04	1.00	0.493E-04	0.110E-04	1.00	0.110E-04
1	6	C.680E-03	0.50	0.346E-03	0.152E-03	0.50	0.760E-04
3	6	C.304E-04	0.05	0.152E-05	0.685E-05	0.05	0.342E-06
7	6	C.304E-04	0.05	0.152E-05	0.685E-05	0.05	0.342E-06
11	6	C.188E-05	2.00	0.375E-05	0.411E-06	2.00	0.822E-06
12	6	C.493E-04	1.00	0.493E-04	0.110E-04	1.00	0.110E-04
15	6	C.617E-05	1.00	0.617E-05	0.137E-05	1.00	0.137E-05
6	11	C.522E-07	0.05	0.261E-08	0.0	0.0	0.0
8	11	C.522E-07	0.05	0.261E-08	0.0	0.0	0.0
5	12	C.522E-07	0.05	0.261E-08	0.0	0.0	0.0
7	12	C.522E-07	0.05	0.261E-08	0.0	0.0	0.0
15	12	C.137E-07	1.00	0.137E-07	0.0	0.0	0.0
15	12	C.120E-07	2.00	0.240E-07	0.0	0.0	0.0
6	13	C.276E-05	0.05	0.138E-06	0.205E-05	0.05	0.103E-06
8	13	C.276E-05	0.05	0.138E-06	0.205E-05	0.05	0.103E-06
5	14	C.276E-05	0.05	0.138E-06	0.205E-05	0.05	0.103E-06
7	14	C.276E-05	0.05	0.138E-06	0.205E-05	0.05	0.103E-06
15	14	C.635E-06	1.00	0.635E-06	0.411E-06	1.00	0.411E-06
15	14	C.511E-06	2.00	0.102E-05	0.288E-06	2.00	0.575E-06
6	15	C.348E-06	0.05	0.174E-07	0.171E-04	0.05	0.856E-06
8	15	C.348E-06	0.05	0.174E-07	0.171E-04	0.05	0.856E-06
12	15	C.342E-07	2.00	0.685E-07	0.103E-05	2.00	0.205E-05
14	15	C.731E-06	1.00	0.731E-06	0.274E-04	1.00	0.274E-04
5	16	C.348E-06	0.05	0.174E-07	0.171E-04	0.05	0.856E-06
7	16	C.348E-06	0.05	0.174E-07	0.171E-04	0.05	0.856E-06
11	16	C.342E-07	2.00	0.685E-07	0.103E-05	2.00	0.205E-05
13	16	C.731E-06	1.00	0.731E-06	0.274E-04	1.00	0.274E-04
15	16	C.913E-07	1.00	0.913E-07	0.342E-05	1.00	0.342E-05
15	16	C.755E-07	2.00	0.160E-06	0.240E-05	2.00	0.479E-05

CONTRIELICCAC TOTAL C.119E-01 C.91 C.100E-01 C.496E-03 0.50 C.250E-03

CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS TEMPORARIAS

FALHA CCMP. COPON. FOPA	CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS TAXA FALHA POR MES TEMPO TOTAL (F./ANO) (HORAS) (HRS/ANO)	CCNTR. DEVIDAS A FALHAS F MANUT. TAXA FALHA POR MES TEMPO TOTAL (F./ANO) (HORAS) (HRS/ANO)
6 0	0.740E-01 0.05 0.370E-02	0.0 0.0 0.0
8 0	0.740E-01 0.05 0.370E-02	0.0 0.0 0.0
12 0	0.300E-02 0.05 0.150E-03	0.0 0.0 0.0
14 0	0.800E-01 0.05 0.400E-02	0.0 0.0 0.0
2 7	0.500E-03 0.05 0.450E-04	0.152E-03 0.05 0.760E-05
4 7	0.500E-04 0.05 0.450E-05	0.101E-04 0.05 0.507E-06
2 10	0.248E-04 0.05 0.124E-05	0.0 0.0 0.0
4 10	0.449E-05 0.05 0.225E-06	0.0 0.0 0.0

CONTRIBUICAO TOTAL 0.232E 00 0.05 0.110E-01 0.162E-03 0.05 0.811E-05

FFFTRESLL - DEPARTAMENTC DE PLANEJAMENTO

TITULO IC FSTUDD : CISJUNTER E MEIO / BARRA PRINC. SECCIONADA

CONTRIBUICCFE DEVIDAS A DISJUNTOR PRESO

FALTA ATIVA	CISJ. PRESC	TAXA FALTA (F./ANO)	DUR MEC (HCFAS)	CONTRIBUICCFE DEVIDAS A FALHAS DUR MEC (HRS/ANO)
2	6	C.555E-02	0.50	C.277E-02
3	4	C.250E-03	0.05	0.125E-04
4	6	C.250E-03	0.05	0.125E-04
4	3	C.250E-03	0.05	0.125E-04
7	8	C.250E-03	0.05	0.125E-04
10	8	C.350E-04	2.00	C.700E-04

CONTRIBUICAC TOTAL C.658E-02 0.44 0.285E-02

ELETROSUL - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

CONFIABILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES

TÍTULO DO ESTUDO : DISJUNTOR F MEIO / BARRA PRINC. SECCIONADA

PÁGINA 6

ÍNDICES TOTAIS DE CONFIABILIDADE

TAXA DE FALHA 0.265E 00 FALHAS/ANO
DIFERENCIAL MÉDIA 0.52 HORAS
TEMPO TOTAL 0.136E 00 HORAS/ANO

CONFIABILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTACOES

PAGINA 1

ELETROSAUL - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

TITULO DO ESTUDO : ESCUEPA EM ANEL / BARRA PRINC. SECCIONADA

CARCS DAS COMPONENTES DA SUBESTACAO

ELEMENTO	PROFESSORES	TIPO	OP.N.	FALHAS PASSIVAS (F/ANC) (HCRAS)	MANUTENCAO (V/ANO) (HORAS)	FALHAS ATIVAS (F/ANO) (HORAS)	PROBAB. D.PRESO
1	0	C	0	1.11000	0.0	1.11000	0.0
2	0	C	0	1.11000	0.0	1.11000	0.0
3	1	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
4	2	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
5	2	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
6	1	C	0	0.07400	0.05000	0.05000	0.00500
7	3	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
8	4	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
9	7	C	0	0.00000	0.0	0.00000	0.0
10	8	C	0	0.00000	0.01500	0.08000	0.0
11	9	C	0	0.02000	0.01500	0.01000	0.0
12	10	C	0	0.02000	0.25000	0.01000	0.06000
13	9	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
14	10	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
15	11	C	0	0.00700	0.0	0.00700	0.0
16	12	C	0	0.00700	0.0	0.00700	0.0
17	0	C	0	0.00700	0.0	0.00700	0.0
18	11	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
19	18	C	0	0.02000	0.25000	0.01000	0.06000
20	19	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
21	15	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
22	13	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
23	21	C	0	0.00300	0.0	0.00300	0.0
24	22	C	0	0.02000	0.25000	0.01000	0.06000

ESPESUL - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

CONFIABILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTACES

TITULO DO ESTUDO : ESQUEMA EM ANEL / BARRA PRINC. SECCIONADA

PAGINA 2

CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS PASSIVAS E MANUTENCAC

COMPONENTES FICHA SERVICO	TAXA FALHA (F./ANO)	DUR MED (HORAS)	TEMPO TCTAL (HRS/ANO)	CCNTR. DEVICAS A FALHAS (F./ANO)	CUR MED (HORAS)	TEMPO TOTAL (HRS/ANO)		
16 0	C.700E-02	4.00	0.280E-01	0.0	0.0	0.0		
1 2	C.675E-02	12.00	0.810E-01	0.0	0.0	0.0		
7 8	0.616E-08	1.50	0.925E-08	0.0	0.0	0.0		
7 10	C.247E-06	2.00	0.493E-06	0.123E-06	2.67	0.329E-06		
8 5	C.247E-06	2.00	0.493E-06	0.123E-06	2.67	0.329E-06		
9 10	C.877E-05	3.00	0.263E-04	0.658E-05	4.80	0.316E-04		
CONTRIBUICAC TOTAL			C.138E-01	7.92	C.105E 00	0.682E-05	4.72	0.322E-04

EMPRESA - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

CONFIAVELIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTAÇÕES

TITULO CC ESTUDO : ESQUEMA EM ANEL / BARRA PRINC. SECCIONADA

PAGINA 3

CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS ATIVAS E MANUTENCAO

FAIXA ATIVA	CC.P. FC.PA	CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS		CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS E MANUT.		
		TAXA FALHA (F./ANCL)	DUR MED (HRS)	TAXA FALHA (F./ANO)	CUR MED (HRS)	
			TEMPO TOTAL (HRS/ANCL)		TEMPO TOTAL (HRS/ANO)	
12	0	C.100E-01	1.00	0.100E-01	0.0	0.0
4	1	C.152E-03	0.05	0.762E-05	0.0	0.0
5	1	C.152E-03	0.05	0.762E-05	0.0	0.0
3	2	C.152E-03	0.05	0.762E-05	0.0	0.0
6	2	C.152E-03	0.05	0.762E-05	0.0	0.0
4	3	C.304E-04	0.05	0.152E-05	0.685E-05	0.342E-06
3	4	C.304E-04	0.05	0.152E-05	0.685E-05	0.342E-06
6	5	C.304E-04	0.05	0.152E-05	0.685E-05	0.342E-06
5	6	C.304E-04	0.05	0.152E-05	0.685E-05	0.342E-06
4	7	C.522E-07	0.05	0.261E-08	0.0	0.0
6	7	C.522E-07	0.05	0.261E-08	0.0	0.0
3	8	C.522E-07	0.05	0.261E-08	0.0	0.0
5	8	C.522E-07	0.05	0.261E-08	0.0	0.0
15	8	C.137E-07	1.00	0.137E-07	0.0	0.0
15	8	C.120E-07	2.00	0.240E-07	0.0	0.0
4	9	C.276E-05	0.05	0.138E-06	0.205E-05	0.103E-06
6	9	C.276E-05	0.05	0.138E-06	0.205E-05	0.103E-06
7	10	C.276E-05	0.05	0.138E-06	0.205E-05	0.103E-06
5	10	C.276E-05	0.05	0.138E-06	0.205E-05	0.103E-06
15	10	C.635E-06	1.00	0.635E-06	0.411E-06	0.411E-06
15	10	C.511E-06	2.00	0.102E-05	0.266E-06	0.575E-06
4	11	C.348E-06	0.05	0.174E-07	0.171E-04	0.856E-06
6	11	C.348E-06	0.05	0.174E-07	0.171E-04	0.856E-06
8	11	C.342E-07	2.00	0.684E-07	0.103E-05	0.205E-05
10	11	C.731E-06	1.00	0.731E-06	0.274E-04	0.274E-04
3	12	C.248E-06	0.05	0.124E-07	0.171E-04	0.856E-06
5	12	C.348E-06	0.05	0.174E-07	0.171E-04	0.856E-06
7	12	C.342E-07	2.00	0.684E-07	0.103E-05	0.205E-05
5	12	C.731E-06	1.00	0.731E-06	0.274E-04	0.274E-04
11	12	C.913E-07	1.00	0.913E-07	0.342E-05	0.342E-05
15	12	C.755E-07	2.00	0.160E-06	0.240E-05	0.479E-05

CONTRIBUICAC TOTAL C.107E-01 0.93 0.100E-01

0.167E-03 0.44 0.733E-04

ELIPTOSLI - DEPARTAMENTC DE PLANEJAMENTC

CONFIABILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTACCES

TITULO CC ESTUDO : ESCUEVA EM ANEL / BARRA PRINC. SECCICNADA

PAGINA 4

CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS TEMPORARIAS

FALHA COMP. C/PON. FCPA	CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS		CONTR. DEVIDAS A FALHAS E MANUT.	
	TAXA FALHA (F./ANO)	DUR MED (HCRAS)	TAXA FALHA (F./ANO)	DUR MED (HCRAS)
4 C	0.740E-01	0.05	0.0	0.0
6 C	0.740E-01	0.05	0.0	0.0
8 C	0.200E-02	0.05	0.0	0.0
10 C	0.800E-01	0.05	0.0	0.0
CONTRIBUICAC TOTAL		0.231E 00	0.0	0.0

ENEFOSUL - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

TITULO DO ESTUDO : ESQUEMA EM ANEL / BARRA PRINC. SECCIONADA

CONTRIBUICOES DEVIDAS A DISJUNTOR PRESC

FALHA ATIVA	CISJ. PRESC	TAXA FALHA (F./ANO)	CONTRIBUICOES DEVIDAS A FALHAS CUF MEC (HRS/ANO)	TEMPO TOTAL (HRS/ANO)
1	6	0.555F-02	0.50	0.277E-02
2	4	0.555F-02	0.50	0.277E-02
3	5	0.250F-03	0.05	0.125E-04
3	6	0.250E-03	0.05	0.125E-04
5	4	0.250F-03	0.05	0.125E-04
5	3	0.250E-03	0.05	0.125E-04

CONTRIBUICAO TOTAL 0.121E-01 0.46 0.560E-02

EEETPCSLU - DEPARTAMENTO DE PLANEJAMENTO

TITULO DO ESTUDO : ESCUEVA EM ANFL / BARRA PRINC. SECCIONADA

CONFIABILIDADE DE ARRANJOS DE SUBESTAGCES

PAGINA 6

INDICES TOTAIS DE CONFIABILIDADE

TAXA DE FALHA 0.268E 00 FALHAS/ANO
DEFICACIA MEDIA 0.51 MCPAS
TEMPO TOTAL 0.136E 00 FCRAS/ANC

4.5 - Discussão dos Resultados

Os relatórios de saída de computador, apresentados no item anterior, mostram os índices de confiabilidade calculados para os arranjos das Figuras 14, 15 e 16. São discriminadas as contribuições devidas a todas as falhas, de um ou dois componentes, que produzem uma interrupção do fornecimento ao ponto de carga pré-estabelecido. Isso permite ter uma visão geral do comportamento de cada arranjo frente a falhas de componentes, bem como dos elementos e modos de falha que mais contribuem à indisponibilidade de serviço no ponto de carga. Na Tabela 6 é apresentado um resumo dos índices totais de confiabilidade obtidos para os arranjos considerados.

Para uma melhor compreensão do significado relativo dos índices calculados para cada alternativa, é apresentada junto uma estimativa dos investimentos iniciais necessários à implantação de cada arranjo. Esses custos são baseados nos preços das concorrências lançadas pela Eletrosul, no último trimestre de 1977, para aquisição dos equipamentos das subestações do sistema de transmissão em 500 kV de Salto Santiago. O cálculo aproximado dos investimentos, considerando o custo dos equipamentos principais, construção e montagem de cada arranjo, é mostrado no Anexo II.

A duração média esperada de cada interrupção é praticamente a mesma para os três esquemas propostos; neste caso então, uma comparação entre eles do ponto de vista da confiabilidade, deve ser feita com base na taxa de falha de cada arranjo e

nos custos associados.

TABELA 6. Índices de confiabilidade e custo dos arranjos.

ARRANJO INDICE	ESQUEMA COM DIS JUNTOR DUPLO	ESQUEMA COM DIS JUNTOR E MEIO	ESQUEMA EM ANEL
Taxa de Falha (falhas/ano)	0,257	0,265	0,268
Duração Média (horas)	0,51	0,52	0,51
Tempo de Inter- rupção (horas/ano)	0,131	0,138	0,136
Custo (US\$ x 10 ³)	9.890	8.870	7.860

Para a alternativa com disjuntor duplo, o valor de 0,257 falhas/ano corresponde, em média, a uma falha a cada 3,89 anos. Para os outros esquemas os valores obtidos correspondem a uma falha a cada 3,77 anos para o arranjo com disjuntor e meio, e uma falha a cada 3,73 anos para o anel. Tomando os valores extremos, correspondentes aos arranjos com disjuntor duplo e em anel, verifica-se que uma redução de 4% do tempo médio entre falhas é obtida com um acréscimo de 26% no custo de implantação. Pode-se concluir então que não seria justificável, neste caso, a utilização de um arranjo com dois disjuntores por circuito para obter-se uma melhor confiabilidade.

Os índices de confiabilidade das configurações com o lado de EAT em anel e com disjuntor e meio, não tem diferenças significativas quando são considerados somente quatro circuitos

Para uma melhor visualização das possíveis diferenças entre a confiabilidade apresentada por esses dois esquemas, considera-se agora o ponto de carga como sendo a saída do lado de AT de qualquer um dos dois transformadores pertencentes a cada arranjo. Por outras palavras, não levando em conta as contribuições devidas a falhas no esquema de barra principal seccionada e barra de transferência. Desta maneira, os índices de confiabilidade obtidos para as duas alternativas são mostradas na Tabela 7:

TABELA 7. Índices de confiabilidade dos arranjos em anel e com disjuntor e meio, sem considerar o esquema do lado em AT.

ARRANJO INDICE	DISJUNTOR E MEIO	ANEL
Taxa de Falha (falhas/ano)	0.00961	0.00854
Duração Média (horas)	8.88	9.51
Tempo de Interrupção (horas/ano)	0.0853	0.0812

Observa-se, neste caso, que o esquema em anel tem um tempo total de interrupção 5% menor que o arranjo com disjuntor e meio, apresentando também uma taxa de falha 12,5% menor. Isto, aliado a um menor investimento inicial, leva a considerar o esquema em anel como mais vantajoso para o caso de subestações em EAT até quatro circuitos.

Resta, ainda, fazer uma análise dos componentes cujas

falhas influenciam mais os índices totais de confiabilidade de cada arranjo. O esquema com disjuntor e meio tem a duração média das falhas passivas aumentada devido ao maior tempo de reparo, no caso de falha dos disjuntores centrais do arranjo (solicitados por dois circuitos), ou de falha de um deles quando o outro está em manutenção. A duração esperada de uma falha dos disjuntores centrais é de 36 horas, e a duração média da falha de um deles quando o outro está em manutenção é de 18 horas. Embora a taxa de ocorrência das duas contingências seja pequena, $0,9 \times 10^{-4}$ falhas/ano e $0,203 \times 10^{-4}$ falhas/ano respectivamente, esta é uma desvantagem do esquema com disjuntor e meio já que conduz a um tempo total de interrupção relativamente alto em comparação aos outros modos de falha.

Por outro lado, esta configuração propicia maiores contribuições aos índices de confiabilidade por falhas ativas. Isso é devido, principalmente, às falhas de um disjuntor central combinadas com falhas, ou manutenção, de equipamentos (entradas de linhas, transformadores, chaves seccionadoras, etc.) do circuito remanescente.

Essas duas desvantagens podem ser minoradas parcialmente por meio de um esquema de manutenção mais apurado naqueles disjuntores. Por exemplo, aumentando a taxa de manutenção ao dobro, ou seja, assumindo $\lambda'' = 0.1$ vezes/ano. Se com isso a taxa de falha dos disjuntores centrais do arranjo caísse para 0.035 falhas/ano, obter-se-iam os seguintes índices de confiabilidade, sem considerar as contribuições do arranjo do lado de AT:

Taxa de falha	0.00953 falhas/ano
Duração média	8,68 horas

Interrupção anual 0.0827 horas/ano

Observa-se que esses índices ainda são superiores, exceto a duração esperada da interrupção, aos do esquema em anel. Isso vem confirmar a superioridade deste arranjo para subestações até quatro circuitos.

Analisando, agora, os índices do esquema em anel verifica-se que esse arranjo apresenta maiores contribuições devidas a falhas ativas junto com uma condição de disjuntor preso. O que se traduz, também, na necessidade de um programa rígido de manutenção dos disjuntores. Fazendo a mesma análise anterior, ou seja, aumentando ao dobro a taxa de manutenção dos disjuntores e diminuindo a probabilidade de um disjuntor preso de 0.005 para 0.002, obtem-se os seguintes índices:

Taxa de falha 0,0079 falhas/ano

Duração média 10,21 horas

Interrupção anual 0,0811 horas/ano

Deve-se considerar, ainda, que embora o esquema em anel apresente índices de confiabilidade melhores e um custo 11,4% menor que o disjuntor e meio, para subestações até quatro circuitos, apresenta graves dificuldades para expansões futuras. Portanto, para o caso de subestações com mais de quatro circuitos, uma solução possível seria a adoção de um esquema em anel nos estágios iniciais de evolução, visando a sua modificação para o esquema de barra dupla com disjuntor e meio, ou em anel múltiplo, na sua etapa final.

Considerando, em seguida, os arranjos com esquema em anel simples e com disjuntor e meio, com seis circuitos (quatro

linhas de transmissão e dois transformadores), foram obtidos índices de confiabilidade praticamente iguais. A taxa de falha foi da ordem de 0.00061 falhas/ano, que corresponde a uma falha a cada 1.639 anos, com uma duração média esperada de 0,15 horas. Portanto, a decisão sobre qual o arranjo a ser utilizado em uma dada subestação deve ser baseada nos critérios e experiência operativa de cada concessionária, já que embora o esquema em anel apresente menor custo (menor número de equipamentos), possui menor flexibilidade operativa e sempre existe o problema de abertura do anel em dois pontos.

Finalmente deve ser ressaltado que os valores utilizados para as taxas de falha, tempos de reparo e manutenção de componentes foram dados típicos, obtidos em outros sistemas, tendo os índices de confiabilidade calculados apenas um significado relativo entre as alternativas. Qualquer mudança nas taxas ou tempos escolhidos, se refletirá em todas as alternativas de acordo ao número e tipo dos equipamentos que compoem cada arranjo.

5. - SUMÁRIO, CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

5.1 - Sumário e Conclusões

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia para avaliação da confiabilidade de arranjos de barramentos de subestações. Essa metodologia permite calcular índices para comparação da confiabilidade de diversas alternativas propostas. Os índices calculados são a frequência, a duração média e o tempo total anual das interrupções, que tem um significado mais real, do ponto de vista da engenharia, que o conceito matemático da probabilidade de falha.

Inicialmente foram tecidos alguns comentários sobre as principais características técnicas e econômicas de arranjos de barramentos comumente utilizados em subestações de médio e grande porte. Em seguida, foi feito um apanhado bibliográfico das publicações mais importantes sobre confiabilidade de arranjos de subestações, visando fornecer uma visão geral do problema e os métodos de resolução adotados, sem entrar na análise profunda de cada trabalho mencionado.

Estabeleceu-se, posteriormente, a metodologia utilizada para determinação da frequência e duração das interrupções. Discutiu-se sobre as vantagens da utilização de um modelo baseado na teoria dos processos de renovação independentes⁽²⁷⁾. Para a simulação real das falhas dos componentes das subestações adotou-se o modelo com um ciclo a três estados⁽¹⁰⁾: operando, falha

do e isolado para reparos. A técnica de confiabilidade empregada estabelece a frequência e duração esperadas das interrupções de um ponto de carga na subestação, a partir das estatísticas de frequência e duração média das falhas dos componentes do arranjo. Neste trabalho, foi aplicado o método dos modos de falha e análise de efeitos⁽²⁷⁾, onde cada componente da subestação pode ser encontrado em um certo número de estados possíveis e podem ser simuladas todas as contingências que se acredita possam acontecer.

Foi apresentado um algoritmo para obtenção dos modos de falha de uma configuração qualquer, baseado no conceito de corte topológico. Esse algoritmo permite determinar todos os conjuntos de um ou mais elementos da subestação que, se falhados, interrompem o fornecimento de energia ao ponto de carga em consideração. O algoritmo desenvolvido comporta os seguintes itens:

- i) Os dados obtidos da configuração do arranjo são usados para estabelecer todos os caminhos entre um ponto fonte e o ponto de carga pré-estabelecido⁽²¹⁾. São construídas três matrizes de caminhos: uma indicando todos os caminhos possíveis, outra com os caminhos normalmente fechados (componentes que operam normalmente fechados) e uma terceira considerando abertas as chaves que operam normalmente nessa condição. Em seguida essas matrizes são utilizadas para montar uma tabela contendo a lista dos disjuntores que devem ser abertos para isolar cada componente da subesta-

ção. Essa tabela descreve o efeito da falha de cada elemento pertencente ao arranjo sobre os outros componentes.

- ii) Posteriormente são determinados os cortes mínimos, ou conjuntos de elementos falhados do arranjo, que conduzem a uma interrupção do serviço no ponto de carga. São discriminados quatro tipos de cortes mínimos que representam os diferentes modos de falha dos componentes: Cortes permanentes, nos quais o serviço somente pode ser restabelecido reparando, pelo menos, um dos elementos falhados; Cortes nos quais o serviço é restabelecido isolando um elemento falhado e religando ao sistema os componentes não falhados; Cortes mínimos nos quais o serviço é restabelecido fechando, um ou mais, componentes dinâmicos (disjuntores ou chaves seccionadoras) normalmente abertos. E, finalmente, cortes que consideram a falha de um elemento juntamente com a não operação de um dos disjuntores que devem abrir para isolá-lo do sistema.
- iii) Para cada um dos conjuntos de componentes (cortes mínimos) determinados são calculadas a taxa de ocorrência da falha, a duração esperada da interrupção e as horas anuais de interrupção do fornecimento ao ponto de carga. Por último, são calculados os índices totais de confiabilidade

do ponto de carga considerado. Deve ser observado que esses índices calculados possuem apenas um significado relativo entre algumas alternativas propostas, desde que as estatísticas de falhas dos equipamentos componentes do arranjo são geralmente extrapolados de dados obtidos em um sistema existente.

Em continuação, foi feita uma comparação quantitativa da confiabilidade relativa apresentada por alguns arranjos possíveis para uma subestação de extra alta tensão. Face à falta de estatísticas de falhas confiáveis nos sistemas elétricos brasileiros, foram utilizados dados típicos obtidos em outros sistemas (15, 19). Foram analisados os três esquemas mais comumente utilizados para subestações neste nível de tensão:

- barra dupla com disjuntor duplo
- barra dupla com disjuntor e meio
- configuração em anel.

Observou-se que para subestações com quatro circuitos - duas linhas de transmissão e dois bancos de transformadores - a duração média esperada de uma interrupção é praticamente a mesma, da ordem de 0,5 horas, considerando um esquema de barra principal seccionada e barra de transferência no lado de média tensão. Os tempos médios entre falhas obtidos foram 3,89 anos para o esquema com disjuntor duplo; 3,77 anos para o disjuntor e meio e 3,73 anos para o anel. Conclui-se, então, não ser justificável a utilização do arranjo com disjuntor duplo que apresenta um custo de implantação 11,5% maior que o arranjo com disjuntor e meio

e 26% maior que o esquema em anel (Anexo II).

Em seguida foi feita uma comparação entre os esquemas com disjuntor e meio e em anel, sem levar em conta o arranjo do lado de média tensão. Sugeriu-se o esquema em anel como o mais indicado para subestações EAT, com quatro circuitos, devido a que apresenta uma taxa de falhas 12,5% menor que o disjuntor e meio, junto com um menor custo de implantação.

Objetivando testar a sensibilidade dos arranjos quanto ao número de circuitos, aumentou-se para seis o número destes na subestação (quatro linhas de transmissão e dois bancos de transformadores); observou-se que os índices obtidos para os esquemas em anel e disjuntor e meio ficaram praticamente iguais. Portanto, conclui-se que a escolha da alternativa a ser utilizada deve ser baseada nos critérios adotados e na experiência operativa de cada concessionária. Salientou-se, ainda, que o esquema em anel apresenta graves dificuldades para futuras expansões da subestação, sugerindo-se como uma solução possível a adoção de um esquema em anel nas etapas iniciais da subestação, prevenindo sua modificação para um arranjo com barra dupla e disjuntor e meio, ou em anel múltiplo, na sua etapa final.

A importância fundamental da metodologia apresentada neste trabalho, reside no fato de fornecer aos engenheiros de planejamento um critério adicional para a escolha do arranjo de barramentos e esquema de manobras de uma subestação qualquer. Os índices de confiabilidade calculados devem ser levados em conta como mais um parâmetro de decisão, de mesma forma como é feito com os custos de implantação, flexibilidade de operação e manu-

tenção, simplicidade dos esquemas de proteção e controle, etc.

O método descrito permite, portanto, comparar do ponto de vista da confiabilidade, os méritos de projetos alternativos para um arranjo de barramentos. Pode ser utilizado, também, para uma análise de diversos esquemas de alimentação dos serviços auxiliares de subestações e usinas. Em geral, este método pode ser usado para análise da confiabilidade de qualquer rede (elétrica ou não), na qual sejam válidas as hipóteses assumidas na formulação.

6.2 - Sugestões para Futuros Trabalhos

Uma simplificação adotada na metodologia mostrada na presente análise da confiabilidade refere-se a capacidade dos componentes do sistema transmitirem a potência de carga sob qualquer condição. Uma primeira sugestão que surge, portanto, é a extensão do método abrangendo os modos de falha que levam a sobrecarga em elementos não falhados sem produzir, no entanto, interrupção do serviço no ponto de carga considerado. Esta tarefa, caso realizada, tornará mais ampla a utilização do programa desenvolvido.

Um outro ponto que merece ser destacado para um trabalho futuro, refere-se ao estabelecimento de um processo que permita elaborar estatísticas de falhas consistentes, a partir dos dados obtidos das falhas de equipamentos nos sistemas elétricos brasileiros. Isso é particularmente importante desde que permiti

ria uma melhor utilização dos programas desenvolvidos, obtendo-se resultados mais realistas sobre a confiabilidade de um sistema em particular.

Finalmente, pode ser sugerida uma pesquisa sobre a sensibilidade dos índices de confiabilidade obtidos frente ao tipo de equipamentos elétricos a serem considerados em uma análise com o método apresentado. Na comparação de esquemas feita neste trabalho, somente foram modelados os equipamentos principais da subestação: barramentos, entradas de linha, transformadores, disjuntores e chaves seccionadoras. Seria o caso, então, de pesquisar a influência da adição de outros componentes como transformadores de corrente e de potencial, divisores capacitivos, sistema de proteção, etc.

6. - BIBLIOGRAFIA

1. - ALBRECHT, P. F.: "Evaluating System Reliability". IEE Spectrum, Vol 15, Nº 8, August 1978, pp. 43-47.
2. - ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; De OLIVEIRA, M. F.: "Reliability Evaluation of the Auxiliary Electrical Systems of Power Stations". Paper presented at the IEEE Winter Meeting, New York, January 1976.
3. - ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; De OLIVEIRA, M. F.: "Reliability Evaluation of Electrical Systems with Switching Actions". Proc. IEE, Vol 123, Nº 4, April 1976, pp. 325-330.
4. - ALLAN, R. N.; BILLINTON, R.; De OLIVEIRA, M. F.: "An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts and Reliability Indices of a General Network Configuration". IEEE Transactions on Reliability, Vol R-25, Nº 4, October 1976, pp. 226-233.
5. - BILLINTON, R.: "Power System Reliability Evaluation". Gordon and Breach, New York, 1970.
6. - BILLINTON, R.; GROVER, M. S.: "Reliability Evaluation in Distribution and Transmission Systems". Proc. IEE, Vol 122, Nº 5, May 1975, pp. 517-523.

- 7 . - CAMARGO, C. C.: "A Confiabilidade como um Critério Adicional no Planejamento de Transmissão de Potência Elétrica". Tese de Mestrado, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro 1977.
- 8 . - CAKEBREAD, R. J.; REICHERT, K.; SCHÜTTE, H. G.: "Substation Design Criteria for Simple, Reliable and Safe Service". Paper presented at CIGRÉ Session, 1974.
- 9 . - DAVENPORT, F. W.; MAGIDSON, E. M.; YAKUB, Y. A.: "Substation Bus - Switching Arrangements. Their Essential Requirements and Reliability". ELECTRA Nº 10, October 1969, pp. 37-62.
10. - ENDRENYI, J.: "Three - State Models in Power Systems Reliability Evaluations". IEEE Trans., PAS - 90, Nº 4, July/August 1971, pp. 1909-1916.
11. - GARVER, D. P.; MONTMEAT, F. E.; PATTON, A. D.: "Power System Reliability I - Measures of Reliability and Methods of Calculation". IEEE Trans., PAS - 83, Nº 7, July 1964, pp. 727-737.
12. - GROVER, M. S.; BILLINTON, R.: "A Computerized Approach to Substation and Switching Station Reliability Evaluation". IEEE Trans., PAS - 93, September/October 1974, pp. 1488-1497.

13. - GUERTIN, M. B.; LAMARRE, Y.: "Reliability Analysis of Substation with Automatic Modelling of Switching Operations". IEEE Trans., PAS - 94, Nº 5, September/October 1975, pp. 1599-1607.
14. - HEISING, C. R.; RINGLEE, R. J.; SIMMONS, H. O. Jr.: "A Look at Substation Reliability". Paper presented at the American Power Conference, Minneapolis, Minn, 1968.
15. - LALANDER, S.; GUSTAFSSON, L.; MATTSSON, B.: "Seventeen Years Experience of Service Reliability in the Swedish 400 kV Transmission System". Paper presented at CIGRÉ Session, 1970.
16. - LAM, B. P.; REPPEN, N. D.; RINGLEE, R. J.: "Reliability Criteria and Predictions for the Transmission System of Itaipu". IV SNPTEE, Rio de Janeiro, 1977.
17. - LIN, P. M.; LEON, B. J.; HUANG, T. C.: "A New Algorithm for Symbolic System Reliability Analysis". IEEE Transactions on Reliability, Vol R-25, Nº 1, April 1976, pp. 2-14.
18. - MACHADO, W. M.: "Avaliação da Confiabilidade de Arranjos de Barramentos de Subestações". II Seminário Técnico, LIGHT - Serviços de Eletricidade S/A, 1975.

19. - MATTSON, B.; NUDER, J.: "Simplified use of Failure Statistics for Optimizing Systems and Equipment Design". Paper presented at CIGRE Session, 1972.
20. - MUKHEDKAR, D.; BRETAULT, P.; SEVESTRE, G.: "Aspects Modernes de la Fiabilité". Les Presses de l'Université de Montréal, Montréal, 1974.
21. - NELSON, A. C.; BATTS, J. R.; BEADLES, R. L.: "A Computer Program for Approximating System Reliability". IEEE Transactions on Reliability, Vol R-19, May 1970, pp. 61-65.
22. - NITU, V. I.: "The Philosophy of Substation Reliability". ELECTRA, Nº 54, October 1977, pp. 47-64.
23. - ORTUONDO, P. F.: "Confiabilidad de Subestaciones Seccionadoras". ENDESA, Santiago de Chile, 1974.
24. - PAPADOUPULUS, D. P.; PAPADIAS, B. C.: "Generalized Computational Method for Reliability Analysis of Electric Power Installations". Proc. IEE, Vol 125, Nº 1, January 1978, pp. 37-40.
25. - PATTON, A. D.: "Determination and Analysis of Data for Reliability Studies". IEEE Trans., PAS - 87, January 1968, pp. 84-99.

26. - RAMAMOORTY, M.; GOPAL, B.: "Block Diagram Approach to Power System Reliability". IEEE Trans., PAS - 89, Nº 5/6, May/June 1970, pp. 802-811.
27. - RINGLEE, R. J.; GOODE, S. D.: "On Procedures for Reliability Evaluations of Transmission Systems". IEEE Trans., PAS - 89, Nº 4, April 1970, pp. 527-536.
28. - SHOOMAN, M. L.: "Probabilistic Reliability: an Engineering Approach". McGraw Hill, New York, 1968.
29. - TUTORIAL COURSE: "Probability Analysis of Power System Reliability". IEEE, New York, 1970.
30. - VACA, P. E.: "Estudios de Confiabilidad para las Subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión". Instituto Equatoriano de Electrificación, Quito, 1976.
31. - ESTUDO DE PLANEJAMENTO DPL-016/78: "Determinação da Reserva de Transformação nas Subestações 525/230 kV no Período 1980 - 1987", Departamento de Planejamento, ELETROSUL, 1978.

ANEXO ILISTAGENS DAS PRINCIPAIS SUBROTINAS DO PROGRAMA PARA
ANÁLISE DA CONFIABILIDADE DE SUBESTAÇÕES

Este Anexo tem por objetivo mostrar as listagens de computador com a programação, em linguagem FORTRAN, das principais subrotinas que compoem o programa para análise da confiabilidade de arranjos de subestações.

Como foi estabelecido no Capítulo 3 deste trabalho, o algoritmo desenvolvido comporta basicamente os seguintes itens:

- estabelecimento dos caminhos entre a fonte e o ponto de carga
- montagem da tabela de disjuntores que isolam cada componente do arranjo
- determinação dos cortes permanentes onde o serviço só pode ser restabelecido por meio de reparos
- simulação das falhas temporárias dos equipamentos da subestação.

Portanto, são listadas a seguir as subrotinas principais correspondentes a esses itens. Deve-se notar que como elas fazem parte de um programa que abrange outras subrotinas não listadas, algumas das variáveis especificadas nas declarações de áreas comuns não tem relação direta com a programação delas. As subrotinas CAMIN e CORTE foram baseadas na subrotina PATH e no programa descrito por Nelson, Batts e Beadles⁽²¹⁾ respectivamente.

0001 SUBROTINA CAMIN
 0002 IMPLICIT INTEGER*2 (I-N)

0003 SUBROTINA QUE DETERMINA TODOS OS CAMINHOS POSSIVEIS

0003 COMMON/AREAL/ ITAPC(C,SI,CAR(1:5),ITAP(103,5),KCIAT(50,3),
 N, ID, AFG
 0004 COMMON/AFEA2/ NP, LP, KF, JAR, JAC, NAF(6C,100), NAD(60,60), NAA(60,60)
 0005 INTEGER*2 IFIC(1C3)

0006 J = PCSICAO DO CAMINHO (ELEMENTO) EM NAF
 0007 NP = NC. TOTAL DE CAMINHOS GERADOS
 0008 IC = CCNTA ELEM. IGUAIS A ZERO NA ULT. COLUNA DA MATRIZ NAF
 0009 ICGOUNT = NO. DE CAMINHOS GERADOS EM CADA ITERACAO
 0010 J=1
 0011 NP=1
 0012 NAF(1,1)=103
 0013 6 J=J+1
 0014 IC=0
 0015 ICGOUNT=C

0016 PERCORRE OS CAMINHOS GERADOS
 0017 DO 12 I=1, NP
 0018 IF (NAF(I,J)=1) 7,7,E
 0019 7 IC=IC+1
 0020 GO TO 12
 0021 8 K=NAF(I,J-1)
 0022 M = APOSTROFADOR DE PREDECESSORES
 0023 M=1
 0024 NAF(I,J)=ITAP(K,M)
 0025 9 M=M+1

0026 TESTA SEGUINTE PREDECESSOR DE K
 0027 IF (ITAP(K,M)) IC, 12, IC
 0028 10 ICGOUNT=ICGOUNT+1
 0029 XBC=NF+ICGOUNT

0030 GERA NOVO CAMINHO ATE' FCSICAO J, IGUAL AO CAMINHO KBC
 0031 DO 11 KK=1, J
 0032 11 NAF(KBC, KK)=NAF(I, KK)
 0033 NAF(KBC, J)=ITAP(K, M)
 0034 GO TO 9
 0035 12 CONTINUE

0036 TESTA SE ULTIMA COLUNA DE NAF SE TEM ZEROS
 0037 IF (IC-NP) 13, 20, 20
 0038 13 NP=NP+ICGOUNT
 0039 GO TO 6

0040 ELIMINACAO DOS CAMINHOS FICTICIOS
 0041 20 CONTINUE
 0042 GO 21 I=1, IC2
 0043 21 IFIC(I)=ITAP(I, 5)

0044 VERIFICA SE HA' CAMINHOS FICTICIOS
 0045 20 CONTINUE

0035
0036
0037
0038

DO 22 I=1,103
IF(IFIC(I).NE.CIGC TC 23
22 CONTINUE
GO TO 14

C

C HAI RAMOS FICTICIOS. FRECUA C PRINCIPAL

0039
0040
0041
0042
0043
0044
0045

23 K=I
24 I=I+1
IF(IFIC(K).EQ.IFIC(I))GC TO 27
IF(I.EQ.10)GC TC 25
GO TO 24
25 WRITE(6,3)
GO TO 14

C

C ELIMINA CS RAMCS FICTICIOS DA MATRIZ DE CAMINHOS

0046
0047
0048
0049
0050
0051
0052

27 DO 25 J=1,NP
DO 25 JJ=1,N
IF(NAF(J,J)).EQ.IJGC TC 28
GO TO 25
28 NAF(J,J)=K
29 CONTINUE
N=N-1

C

C ELIMINA INDICACAO DE RAMO FICTICIO NC VETOR IFIC

0053
0054
0055
0056

IFIC(K)=0
IFIC(J)=C
GO TO 30
14 CONTINUE

C

C ELIMINA CAMINHOS NCFINALMENTE ABERTOS

0057
0058
0059
0060
0061
0062
0063

IF(JAB)35,35,34
34 CONTINUE
CALL ELNAA
35 CONTINUE
RETURN
3 FORMAT:42HERRO NCS RAMCS FICTICIOS.E>EXECUCAC CONTINUA }
END

0001 SUBROUTINE PROIE
0002 IMPLICIT INTEGER*2 (I-N)

C-----
C SUBROUTINA CUE SIMULA ATUACAO DA PRCTECAC
C

0003 COMMON/AREAL/ TAXCC(C,C), CAB(I), I/P(103,5), KCIN(50,3),

1 N, IC, NPAC

0004 COMMON/AREAZ/ NP, LP, KP, JAB, JAD, NAF(4C,100), NAC(60,60), NAA(60,60)

0005 COMMON/AREAZ/ KPRC(C,4)

0006 INTEGER*2 KAB(C,2)

0007 INTEGER*2 KBA(4), JBA(10)

0008 DO 1 I=1,N

0009 DO 1 J=1,2

0010 1 KAB(I,J)=IC1

0011 DO 42 I=1, NP

0012 J=1

0013 3 J=J+1

0014 IF(NAF(I,J).EQ.C)GO TC 35

0015 JF=J

C SIMULA ATUACAO CO DISJUNTCR A FRENTE

0016 5 JF=JF-1

0017 IF(NAF(I,JF).EC.1C2)GO TC 12

0018 DO 11 K=1,10

0019 IF(NAF(I,JF).NE.KCIN(K,1))GO TC 11

0020 IF(KDIN(K,2).NE.1)GO TC 5

0021 JJ=NAF(I,J)

0022 KAB(JJ,1)=KDIN(K,1)

0023 GO TO 15

0024 11 CONTINUE

0025 GO TC 5

0026 12 CONTINUE

0027 JJ=NAF(I,J)

0028 KAB(JJ,1)=102

0029 15 CONTINUE

0030 JA=J

C SIMULA ATUACAO DO DISJUNTCR ATRAS

0031 23 JA=JA+1

0032 IF(NAF(I,JA).EC.C)GO TC 26

0033 DO 25 K=1,10

0034 IF(NAF(I,JA).NE.KCIN(K,1))GO TC 29

0035 IF(KDIN(K,2).NE.1)GO TC 23

0036 JJ=NAF(I,J)

0037 KAB(JJ,2)=KDIN(K,1)

0038 GO TC 21

0039 26 CONTINUE

0040 JJ=NAF(I,J)

0041 KAB(JJ,2)=C

0042 GO TC 31

0043 29 CONTINUE

0044 GO TC 22

0045 31 CONTINUE

0046 GO TO 3

0047 35 CONTINUE

0048 GO TO 1

```

0049 IF(KAE(K,I),EC,IC1)GC TC 41
0050 KK=1
0051 36 KQJ=KA9(K,KK)
0052 DO 37 J=1,4
0053 IF(KPFC(K,J),EC,KCJ)GC TC 39
0054 37 CONTINUE
0055 JK=0
0056 38 JK=JK+1
0057 IF(JK.GT.4)GC TC 29
0058 IF(KPHU(K,JK),NE,IC1)GC TC 38
0059 KPRO(I,JK)=KDJ
0060 39 CONTINUE
0061 IF(KK.EC,2)GC TC 41
0062 KK=KK+1
0063 GO TO 36
0064 41 CONTINUE
0065 43 CONTINUE

C
0066 ATUACAO NO PCNIC DE CARCA
0067 KK=NAF(1,2)
0068 DO 44 I=1,NP
0069 IF(NAF(I,2),NE,KNIGC TC 56
0070 44 CONTINUE
0071 KK=0
0072 JK=C
0073 DO 49 I=1,N
0074 IF(KPFO(I,1),NE,IC3)GC TC 49
0075 JK=JK+1
0076 JBA(JK)=I
0077 DO 46 J=1,10
0078 IF(I,NE,KOINIJ,1)GC TC 46
0079 IF(KOIN(J,2),EC,1)GC TC 47
0080 46 CONTINUE
0081 GO TO 49
0082 47 KK=KK+1
0083 KBA(KK)=I
0084 49 CONTINUE
0085 DO 55 I=1,JK
0086 DO 55 J=1,KK
0087 IF(JBA(I),EC,KBA(J))GC TC 55
0088 JF=JBA(I)
0089 DO 51 K=1,4
0090 IF(KBA(J),EC,KPFC(JF,K))GC TC 55
0091 51 CONTINUE
0092 IF(KPHU(JF,I),NE,IC2)GC TC 53
0093 KPRO(JF,I)=KEA(J)
0094 GO TO 55
0095 DO 54 K=2,4
0096 IF(KPFO(JF,K),NE,101)GC TC 54
0097 KPRO(JF,K)=KBA(J)
0098 GO TO 55
0099 54 CONTINUE
0100 55 CONTINUE
0101 DO 56 I=1,N
0102 IF(KPFO(I,1),NE,IC3)GC TC 58
0103 DO 57 J=2,4
0104 K=J-1

```

FORTRAN IV G LEVEL 21

FFCTE

DATE = 79137

02/55/21

PAGE 0003

0105
0106 57 KPROI,I,J)=101
0107 58 CONTINUE
0108 RETURN
0109 END

0001
0002

SUBROUTINE CCRTE
IMPLICIT INTEGER*2 (I-N)

C SUBROUTINA QUE ESTABLECE OS CCRTES PERMANENTES

0003

C COMMON/AREAL/ IAXCC(6,8),CARL(5),IIAP(103,5),KCIN(50,3),
N,IC,APAC

0004
0005
0006

C COMMON/AREAZ/ NP,LP,KF,JAB,JAD,NAF(FC,ICG),NAD(60,60),NAA(60,60)
COMMON/AREAX/ NC,KOBER(300,2)
INTEGER*2 IC(2CC,1CC)

0007
0008
0009
0010

C TRANSFORMA NAF EM MATRIZ LOGICA
CALL TRANS
DO 10 I=1,200
DO 10 J=1,N
10 IC(I,J)=C

0011
0012
0013
0014
0015
0016
0017
0018

C CONJUNTS DE CCRTE DE 1º ELEMENTO
C VERIFICA SE EXISTE COLUNA COMPLETA DE 1'S
C K = NC. DE CCRTES GERADAS MAIS LM
K=1
DO 30 J=1,N
DO 20 I=1,NP
15 IF(NAF(I,J))20,30,20
20 CONTINUE
IC(K,J)=1
K=K+1
30 CONTINUE

0019
0020
0021

C CONJUNTS DE CCRTES DE DOIS ELEMENTOS
C VERIFICA SE HA' 2 DO' MAIS ELEMENTOS NO SISTEMA
KCI=K
NI=N-1
IF(NI)571,571,51

0022
0023
0024
0025

C COMBINA UMA COLUNA COM TODAS AS SEQUENTES DA MATRIZ
DO 50 I=1,N-1
11=I+1
DO 90 J=11,N
IDIM=C
SOMA DOBLEANA DE DUAS COLUNAS
IDIM = NC. DE 1'S RESULTANTES DA SOMA

0026
0027
0028
0029
0030

DO 37 L=1,NP
IF(NAF(L,I).EQ.1)IGC TC 26
IF(NAF(L,J).EQ.1)IGC TC 27
36 IDUM=IDUM+1
37 CONTINUE

0031
0032
0033

C TESTA NO. DE 1'S COM NC. DE CAVINHOS. SE E' IGUAL EXISTE CCRTE
IF(IDUM-NP)90,90,90
50 IC(K,J)=1
IC(K,J)=1

0034
0035
0036
0037

C VERIFICA SE UM DOS ELEMENTOS DO CORTE JA E' CCRTE DE 1 ELEMENTO
KI=KCI-1
IF(KI)71,71,51
51 DO 70 L=1,KI
DO 60 R=1,N

0029 IF(IC(K,M).EQ.(JGC TC)EC
 0035 IF(IC(L,M).EQ.(JGC TC)EC
 0040 60 CONTINUE
 0041 70 CONTINUE

C

0047 C TENTA GERAR MAIS UM CERTO DE OCIS ELEMENTOS
 71 K=K+1
 0043 60 IG 9C
 0044 80 IC(K,I)=0
 0045 IC(K,J)=0
 0046 90 CONTINUE
 0047 571 CONTINUE

C

ARMAZENA CERTES PERMANENTES
 NC=K-1
 0048 IF(NG.EQ.0)GC TC EC
 0049 DO 575 I=1,NC
 0050 K=0
 0051 DO 574 J=1,N
 0052 IF(IC(I,J))574,574,575
 0053 573 K=K+1
 0054 KOPER(I,K)=J
 0055 574 CONTINUE
 0056 575 CONTINUE
 0057 580 CONTINUE
 0058

C

TRANSFORMA NAF EM MATRIZ COMPACTA
 0059 CALL INVER
 0060 RETURN
 0061 END

```

0001 SUBROUTINE ACTIV
0002 IMPLICIT INTEGER*2 (I-N)

C-----
C
C SUBROUTINA QUE SIMULA FALHAS ATIVAS
C-----
0003 COMMON/AREAL/ TAXCO(6,C),CAB(1),IT(103,5),KCN(50,3),
0004 N,IG,NPAC
0005 COMMON/AREA2/ NP,LP,KF,JAR,JAC,NAF(6,C,100),NAC(6,C,60),NAA(60,60)
0006 COMMON/AREA3/ KPRC(6,C,4)
0007 COMMON/AREA4/ NC,KCFEF(200,2)
0008 COMMON/AREA5/ TFF(300,3),TPM(300,3),TAFAT(10,3),TAMAF(10,3),NFP
0009 COMMON/AREAS/ NT,KNTEN(300,2)
0010 INTEGER*2 KORTL(I)
0011 DATA KORTE/6*C/
0012 NEP=C
0013 IK=0

C 100 DO 35 I=1,N
C VERIFICA SE C COMPONENTE E' ACRIALMENTE ABERTC
DO 1 J=1,IC
IF(KCN(J,3).EQ.C)GC IC 1
IF(1.EQ.KNTEN(J,1))GC IC 35
1 CONTINUE
IF(IK.EQ.0)GC IC 2
IF(NFP.EQ.C)GC IC 3
DO 2 J=1,NFP
IF(KNTEN(J,2).NE.C)GC IC 3
IF(1.EQ.KNTEN(J,1))GC IC 35
2 CONTINUE
3 CONTINUE
C VERIFICA SE JA' E' CCRTE PERMANENTE
IF(NC.EQ.0)GC IC 6
DO 5 J=1,NC
IF(1.NE.KCFER(J,1))GC IC 4
IF(KCFER(J,2).EQ.C)GC IC 35
IF(IK.EQ.0)GC IC 5
IF(IK.EQ.KCFER(J,2))GC IC 35
GO TO 5
4 IF(1.NE.KCFER(J,2))GC IC 5
IF(IK.EQ.KCFER(J,1))GC IC 35
5 CONTINUE
C ESTABELECE ATUACAO DA PROTECAC
DO 8 J=1,4
KORTE(J)=KPRC(I,J)
8 CONTINUE
KORTE(6)=I
C VERIFICA SE ATUACAO DA PROTECAC E' CCRTE
DO 15 K=1,N
IF(NAF(J,K).EQ.C)GO IC 35
NK=NAF(J,K)
DO 15 L=1,6
IF(NK.EQ.KORTE(L))GC IC 21
19 CONTINUE
21 CONTINUE
C ESTABELECE CONTRIBUICOES POR FALHAS ATIVAS
DO 25 NEP=NEP+1

```


ANEXO IICUSTO DE IMPLANTAÇÃO DOS ARRANJOS CONSIDERADOS NA COM-
PARAÇÃO DE ESQUEMAS

O cálculo dos custos de implantação (equipamentos, construção e montagem) dos arranjos considerados na comparação de esquemas, foi baseado nos preços dos equipamentos obtidos das concorrências lançadas pela ELETROSUL, para o sistema de transmissão em 500 kV de Salto Santiago, no terceiro trimestre de 1977. Esses preços são mostrados a seguir:

Disjuntor	US\$ 201.000
Chave seccionadora com lâmina de terra	US\$ 30.500
Chave seccionadora	US\$ 26.500
Transformador monofásico 500/230 kV	US\$ 615.000

O custo de construção e montagem, que inclui estruturas, obras civis, cabos, isoladores, serviços de engenharia, eventuais, etc., foi considerado como sendo uma percentagem do custo dos equipamentos principais. Esse percentual, baseado na experiência de construção da ELETROSUL, foi calculado tomando-se 100% do custo dos equipamentos principais (disjuntores, chaves seccionadoras, para-raios, transformadores de corrente e potencial, etc.) mais 30% do custo das unidades transformadoras.

Com isso foi possível calcular o custo aproximado da implantação de cada arranjo de barramentos, como segue:

BARRA DUPLA COM DISJUNTOR DUPLO

8 disjuntores	US\$ 1.608.000
2 chaves secc. c/lâmina de terra	US\$ 61.000
18 chaves seccionadoras	US\$ 477.000
2 bancos de transformadores (6 unidades monofásicas mais uma reserva)	US\$ 4.305.000
<u>Total de Equipamentos</u>	<u>US\$ 6.451.000</u>
<u>Construção e Montagem</u>	<u>US\$ 3.439.000</u>
Custo Total	US\$ 9.890.000

BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO

6 disjuntores	US\$ 1.206.000
2 chaves secc. c/lâmina de terra	US\$ 61.000
14 chaves seccionadoras	US\$ 371.000
2 bancos de transformadores	US\$ 4.305.000
<u>Total de Equipamentos</u>	<u>US\$ 5.943.000</u>
<u>Construção e Montagem</u>	<u>US\$ 2.927.000</u>
Custo Total	US\$ 8.870.000

ESQUEMA EM ANEL

4 disjuntores	US\$	804.000
2 chaves secc. c/lâmina de terra	US\$	61.000
10 chaves seccionadoras	US\$	265.000
2 <u>bancos de transformadores</u>	US\$	<u>4.305.000</u>
Total de Equipamentos	US\$	5.435.000
<u>Construção e Montagem</u>	US\$	<u>2.425.000</u>
Custo Total	US\$	7.860.000

Não foi considerado o custo do arranjo em barra principal seccionada e barra de transferência, do lado de média tensão, já que seu custo incide igualmente nos três arranjos.

Os custos relativos percentuais, referidos ao esquema em anel, dos três arranjos são os seguintes:

Esquema em Anel	100%
Barra dupla com Disjuntor e Meio	112,9%
Barra dupla com Disjuntor Duplo	125,9%

ANEXO IIIEXEMPLO DE APLICAÇÃO DO ALGORITMO DESENVOLVIDO

Seja o sistema exemplo do item 3.4, mostrado na Figura 11a. Identificando agora cada elemento do arranjo por um número correlativo (Figura III.1), pode-se montar o grafo representativo do esquema (Figura III.2).

PONTO FONTE

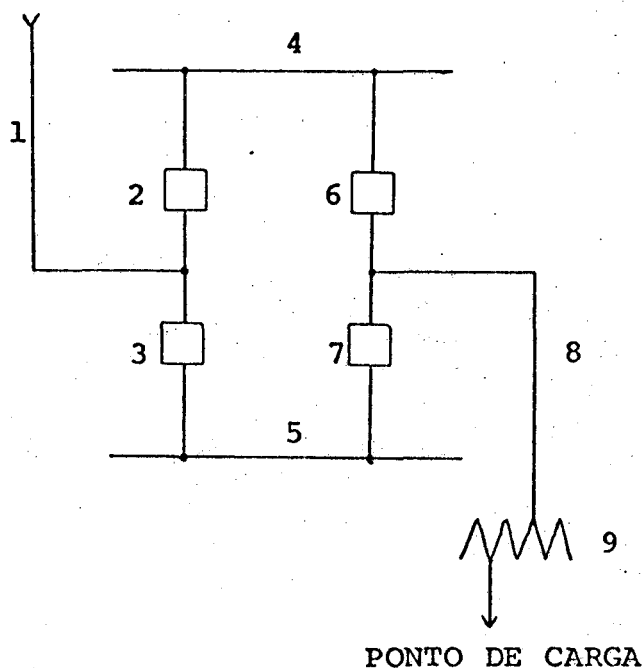


FIGURA III.1 SISTEMA EXEMPLO

O critério de operação com sucesso é a continuidade de fornecimento ao ponto de carga, e consideram-se os modos de falha até um nível de contingência dupla no sistema. Os dados adotados

para as falhas dos equipamentos são aqueles apresentados no item 4.3 do texto.

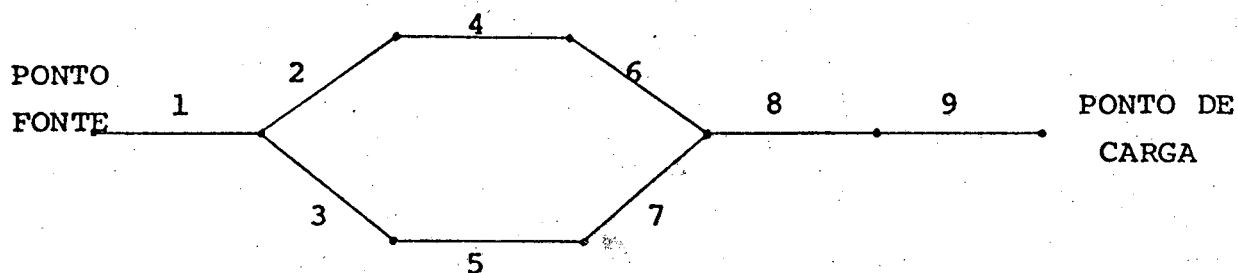


FIGURA III.2 GRAFO REPRESENTATIVO DO SISTEMA
EXEMPLO

Em seguida, é construída uma matriz binária que representa os caminhos possíveis entre a fonte e a carga.

CAMINHOS	ELEMENTOS								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	1	0	1	0	1	0	1	1
2	1	0	1	0	1	0	1	1	1

TABELA III.1 - Matriz de Caminhos

Em continuação, monta-se uma tabela contendo a lista dos disjuntores que devem ser abertos para isolar do sistema cada

componente do arranjo; tabela III.2.

ELEMENTO FALHADO	DISJUNTORES QUE DEVEM ABRIR PARA ISOLÁ-LO	
1	2	3
2	3	6
3	2	7
4	2	6
5	3	7
6	2	7
7	3	6
8	6	7
9	6	7

TABELA III.2 - Disjuntores que isolam cada componente

No próximo passo são estabelecidos os cortes onde o serviço somente pode ser restabelecido por meio de reparos em pelo menos um componente (cortes permanentes).

Cortes de 1 elemento: são determinados através do produto booleano dos elementos das colunas in dependentemente.

(1); (2); (9)

Cortes de 2 elementos: são determinados pela soma booleana dos elementos respectivos de duas co lunas.

Colunas 2 e 3:

$$1 \quad V \quad 0 = 1$$

$$0 \quad V \quad 1 = 1$$

(2,3) é corte

Colunas 2 e 4:

$$1 \quad V \quad 1 = 1$$

$$0 \quad V \quad 0 = 0$$

não é corte

Assim são determinados os seguintes cortes de 2 elementos:

(2,3); (2,5); (2,7); (3,4); (3,6)

(4,5); (4,7); (5,6); (6,7)

Falhas passivas: calculam-se agora as contribuições devidas a este tipo de falha, e falhas passivas mais manutenção, utilizando as equações estabelecidas no item 3.5.

Cortes de 1 elemento: são utilizadas as equações (3.5.1), (3.5.2) e (3.5.3).

Cortes de 2 elementos: as contribuições por falha são calculadas através das equações (3.5.4), (3.5.5) e (3.5.6). Para o caso de falhas passivas mais manutenção são usadas as equações (3.5.8), (3.5.9) e (3.5.10).

As contribuições de cada corte, bem como a contribuição total devida a falhas passivas, são mostradas na Tabela III.3.

ELEMENTOS	FALHA PASSIVA			FALHA MAIS MANUTENÇÃO		
	FALHADOS	λ (f/ano)	r (hrs)	U (hrs/ano)	λ (f/ano)	r (hrs)
1	1,11	24	26.64	-	-	-
8	$7,0 \times 10^{-3}$	4	$2,8 \times 10^{-2}$	-	-	-
9	$8,0 \times 10^{-2}$	6	$4,80 \times 10^{-1}$	-	-	-
2,3	$9,0 \times 10^{-5}$	36	$3,24 \times 10^{-3}$	$1,0 \times 10^{-5}$	18	$1,80 \times 10^{-4}$
2,5	$4,5 \times 10^{-6}$	3,79	$1,70 \times 10^{-5}$	$9,6 \times 10^{-7}$	3,43	$3,29 \times 10^{-6}$
2,7	$9,0 \times 10^{-5}$	36	$3,24 \times 10^{-3}$	$1,0 \times 10^{-5}$	18	$1,80 \times 10^{-4}$
3,4	$4,5 \times 10^{-6}$	3,79	$1,70 \times 10^{-5}$	$9,6 \times 10^{-7}$	3,43	$3,29 \times 10^{-6}$
3,6	$9,0 \times 10^{-5}$	36	$3,24 \times 10^{-3}$	$1,0 \times 10^{-5}$	18	$1,80 \times 10^{-4}$
4,5	$4,5 \times 10^{-8}$	2	$9,00 \times 10^{-8}$	0,00	0	0,00
4,7	$4,5 \times 10^{-6}$	3,79	$1,70 \times 10^{-5}$	$9,6 \times 10^{-7}$	3,43	$3,29 \times 10^{-6}$
5,6	$4,5 \times 10^{-6}$	3,79	$1,70 \times 10^{-5}$	$9,6 \times 10^{-7}$	3,43	$3,29 \times 10^{-6}$
6,7	$9,0 \times 10^{-5}$	36	$3,24 \times 10^{-3}$	$1,0 \times 10^{-5}$	18	$1,80 \times 10^{-4}$
CONTRIBUIÇÃO TOTAL	1.19738	22.68	27.161	$4,38 \times 10^{-5}$	16,72	$7,33 \times 10^{-4}$

TABELA III.3 - Contribuições devidas a Falhas Passivas

Agora utilizando a Tabela III.2, é feita uma análise do efeito das falhas ativas dos componentes sobre a continuidade de suprimento ao ponto de carga. Isso é mostrado na Tabela III.4.

COMPONENTE	A T U A Ç Ã O		EFEITO
1	Já é corte		-
2	3	6	Interrompe
3	2	7	Interrompe
4	2	6	Nenhum
5	3	7	Nenhum
6	2	7	Interrompe
7	3	6	Interrompe
8	Já é corte		-
9	Já é corte		-

TABELA III.4 - Efeito das falhas ativas dos componentes.

Neste caso não são encontrados cortes devidos somente a combinações de falhas ativas com falhas passivas ou manutenção, já que todos esses cortes foram considerados como cortes permanentes. As contribuições devidas a falhas ativas são calculadas na Tabela III.5, utilizando as equações (3.5.11), (3.5.12) e (3.5.13).

ELEMENTO FALHADO	FALHA ATIVA		
	λ' (f/ano)	r' (hrs)	U' (hrs/ano)
2	0.05	0.5	0.025
3	0.05	0.5	0.025
6	0.05	0.5	0.025
7	0.05	0.5	0.025
CONTRIBUIÇÃO TOTAL	0.20	0.5	0.10

TABELA III.5 - Contribuições devidas a falhas ativas

Novamente a Tabela III.2 é usada para estabelecer os cortes por falhas ativas quando um dos disjuntores, que deve abrir para isolar o elemento falhado, não opera. As contribuições devidas a esse modo de falha são calculadas através das equações (3.5.22), (3.5.23) e (3.5.24), e são mostradas na Tabela III.6

ELEMENTO FALHADO	DISJUNTOR PRESO	CONTRIBUIÇÕES		
		λ' (f/ano)	r(hrs)	U(hrs/ano)
4	2	$3,5 \times 10^{-5}$	2.0	7×10^{-5}
4	6	$3,5 \times 10^{-5}$	2.0	7×10^{-5}
5	3	$3,5 \times 10^{-5}$	2.0	7×10^{-5}
5	7	$3,5 \times 10^{-5}$	2.0	7×10^{-5}
CONTRIBUIÇÃO TOTAL		$1,4 \times 10^{-4}$	2.0	$2,8 \times 10^{-4}$

TABELA III.6 - Contribuições devidas a Falha Ativa e Disjuntor Preso

Como o arranjo em estudo não possui elementos que operem normalmente abertos, não são consideradas falhas onde o serviço pode ser restabelecido fechando caminhos normalmente abertos.

Finalmente são calculados os índices totais de confiabilidade do arranjo, para o ponto de carga considerado:

Taxa de Falha	$\lambda = 1.396$ f/ano
Duração esperada da falha	$r = 19.53$ hrs
Tempo total anual de interrupção	$U = 27.26$ hrs/ano