

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:
COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS

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

MARIA ANTONIETA CAVALCANTI DE OLIVEIRA

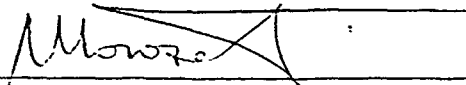
FLORIANÓPOLIS, FEVEREIRO - 1986

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA: - COMPARAÇÃO DE METODOLOGIAS

MARIA ANTONIETA CAVALCANTI DE OLIVEIRA

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO
DE MESTRE EM ENGENHARIA

ESPECIALIDADE ENGENHARIA ELÉTRICA E APROVADA EM SUA FORMA FINAL
PELO CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO



Prof. MARCIANO MOROZOWSKI FILHO, M.Sc.


ORIENTADOR



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

COORDENADOR DO CURSO

BANCA EXAMINADORA:

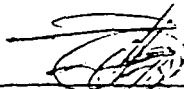


Prof. MARCIANO MOROZOWSKI FILHO, M.Sc.

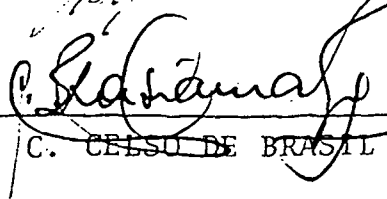
ORIENTADOR



Prof. HANS HELMUT ZÜRN, Ph.D.



Prof. LUIZ JAÍRO BRANCO MACHADO, Ph.D.



Prof. C. CELSO DE BRASIL CAMARGO, M.Sc.



0.248.260-5

UFSC-BU

Ao meu querido esposo

Melchiades com todo meu amor.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Marciano Morozowski Filho, pela amizade e pela inestimável ajuda prestada na orientação deste trabalho.

A Universidade Federal de Pernambuco, a Universidade Federal de Santa Catarina e a CAPES pelo apoio técnico-financeiro.

Ao Professor Hans Helmut Zörn, pela amizade, apoio e sugestões fornecidas no decorrer deste trabalho.

Ao Professor Rômulo Maciel, pela amizade e incentivo constantes.

Aos engenheiros Hermes Lacerda Queiróz e Ivan Rezende Coelho, pela amizade, ajuda prestada e pelo apoio junto à CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina na aquisição de dados.

Aos engenheiros Carlos Roberto Guzzo da Cruz, Edson Luiz da Silva e Duílio Diniz Figueiredo, pelo apoio fornecido para a elaboração quinto capítulo deste trabalho.

À Força Aérea Brasileira, nas pessoas do Coronel Aviador Rivaldo P. Cardoso e do Major Aviador Rossival Moreira Lima, pelo transporte possibilitado entre Florianópolis/Recife.

Ao meu esposo, pelo amor, compreensão, apoio e incentivo indispensáveis, que tornaram possível a realização e conclusão deste trabalho.

Aos meus pais e irmãs, pelo amor, apoio e incentivo.

As famílias Dutra dos Anjos e Vieira Costa, pelo carinho.

A João Inácio Müller, pela datilografia e a Mauri José Machado, pelos desenhos.

RESUMO

Neste trabalho apresentam-se três abordagens para o estudo da confiabilidade de sistemas de distribuição, em função dos índices de duração e frequência de interrupções do consumidor com o objetivo de fornecer subsídios para a escolha da metodologia adequada a cada tipo de sistema.

As três metodologias foram aplicadas a um sistema de distribuição e realizada uma análise comparativa dos resultados obtidos. A partir desta análise são feitas indicações quanto à aplicabilidade de cada metodologia.

Mediante a escolha da metodologia que apresenta menores limitações e maior viabilidade de aplicação, em estudos de planejamento, realiza-se um estudo de alternativas de reforços e melhorias no sistema de distribuição, visando-se obter assim uma configuração da rede que apresente melhores características de continuidade de serviço.

ABSTRACT

In this work three approaches for the study of distribution system reliability are presented in terms of consumer interruption duration and frequency indices, with the purpose of presenting subsidies for the choice of the most adequate method of each type of system.

All three methods were applied to a sample distribution system, and a comparative analysis of the results was made. From this analysis indications were made as to the applicability of each method.

With the choice of the method which presents fewer limitations and more feasible application in planning studies, a study of reinforcements and improvements on a distribution system is made in order to obtain a network configuration with improved service continuity characteristics.

SUMÁRIO

	Página
CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO	1
1.1. Objetivo do Estudo	1
1.2. Estado da Arte	7
 CAPÍTULO II - ESTRUTURA E FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS DE DIS- TRIBUIÇÃO DE ENERGIA	21
2.1. Estrutura Básica dos Sistemas de Potência	21
2.2. O Nível de Distribuição	23
2.2.1. Sistema de Distribuição Radial	24
2.2.2. Sistema Malhado	27
2.2.3. Sistema Reticulado	30
2.3. Aspectos Relevantes para a Análise da Confiabilidade a Nível de Planejamento	34
2.3.1. Análise das Condições de Operação do Sistema de Distribuição	34
2.3.2. Análise de Configurações Alternativas na Expan- são e Melhoria da Confiabilidade dos Sistemas de Distribuição	36
 CAPÍTULO III - ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DIS- TRIBUIÇÃO DE ENERGIA	46
3.1. Introdução	46
3.2. Conceitos Básicos de Confiabilidade	47
3.3. Interrupções em Sistemas Elétricos.....	53
3.3.1. Classificação das Interrupções em Sistemas de Distribuição	55
3.4. Índices de Confiabilidade	57
3.4.1. Introdução	57

3.4.2.	Índices de Continuidade de Serviço por Conjunto.	58
3.4.3.	Índices de Continuidade de Suprimento	60
3.4.4.	Aplicação da Taxa de Falha (λ) e do Tempo Médio de Restabelecimento (r), dos Componentes, no Cálculo do DEC e FEC de Sistemas Radiais	62
3.4.5.	Elementos Necessários para o Cálculo dos Índices de Confiabilidade dos Sistemas de Distribuição em Geral	65
3.5.	Métodos de Cálculo de Confiabilidade de Sistemas Elétricos	65
CAPÍTULO IV - CÁLCULO DA CONFIABILIDADE ESPERADA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - MÉTODOS MANUAIS		
4.1.	Introdução	67
4.2.	Metodologia do CODI	68
4.2.1.	Cálculo da Confiabilidade Esperada	68
4.2.2.	Tipos de Agrupamentos entre os Componentes do Sistema	69
4.2.3.	Aplicabilidade da Metodologia do CODI	76
4.2.4.	Exemplo de Aplicação	76
4.3.	Metodologia de Koval & Billinton	79
4.3.1.	Introdução	79
4.3.2.	Conceito de Zona de Proteção	80
4.3.3.	Modelo de Transição de Estados	83
4.3.4.	Taxa de Falha de um Ramo	86
4.3.5.	Tempo Médio de Saída de um Ramo	89
4.3.6.	Exemplo de Aplicação	94
4.3.7.	Origem dos Dados	100
4.4.	Resultados Obtidos	101

CAPÍTULO V - METODOLOGIA DO CST - CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO	103
5.1. Introdução	103
5.2. Definições	103
5.3. Metodologia	105
5.3.1. Descrição Geral	105
5.3.2. Modelo de Confiabilidade dos Componentes	106
5.3.3. Hipóteses Simplificadores	109
5.3.4. Determinação dos Modos de Falha	110
5.4. Exemplo de Aplicação da Metodologia	120
5.5. Resultados Obtidos	125
CAPÍTULO VI - APLICAÇÃO DA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	126
6.1. Introdução	126
6.2. Análise Comparativa das Metodologias	127
6.3. Caso Teste para um Alimentador da CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A	131
6.4. Estudo Comparativo de Alternativas de Reforços do Sistema	134
6.4.1. Introdução	134
6.4.2. Descrição das Alternativas	136
CAPÍTULO VII - CONCLUSÕES E SUGESTÕES	140
7.1. Síntese do Trabalho	140
7.2. Principais Conclusões	141
7.3. Sugestões	142
BIBLIOGRAFIA.....	144

APÊNDICES

APÊNDICE A - METODOLOGIA DO CST - FORMULAÇÃO MATEMÁTICA 149

APÊNDICE B - SIMULAÇÕES ATRAVÉS DO PROGRAMA CST PARA O EXEM-
PLO DE APLICAÇÃO E O CASO TESTE PARA UM ALIMEN-
TADOR DA CELESC 154

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1. Objetivo do Estudo

O reconhecimento da crescente importância dos sistemas de distribuição tem levado as concessionárias de energia elétrica a se preocupar com a obtenção de soluções que viabilizem o atendimento aos seus consumidores, em nível sempre melhor de continuidade e qualidade de serviço, de forma econômica, tornando-se indispensável um levantamento da relação benefício/custo²⁷.

O desenvolvimento, em ritmo intenso, dos sistemas de potência traz consigo a necessidade de se enfrentar o seguinte dilema: de um lado o crescimento da demanda e a multiplicação de processos industriais sofisticados exigindo suprimento com elevado grau de qualidade de serviço e de outro o aumento da probabilidade de ocorrência de falha em componentes, em virtude do seu maior número, o que por sua vez pode implicar na redução de confiabilidade global do sistema.

Aliado a este fato, surge o problema "custo". É necessária uma visualização da relação entre o aumento requerido no custo do suprimento para alcançar um nível mais elevado de confiabilidade

e o correspondente decréscimo nos custos incorridos ao consumidor em função da redução na frequência e/ou duração média das interrupções do suprimento de energia.

Nesse sentido, elementos quantitativos devem ser buscados para subsidiar os diversos setores das concessionárias (gerencial, de operação, de planejamento, de construção, etc.), mediante a obtenção de índices que quantifiquem a confiabilidade do sistema.

Para a medição do comportamento passado da confiabilidade, o DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), através da portaria número 046 de 17 de agosto de 1978, "Continuidade de Serviço", estabeleceu índices de continuidade de serviço, através de valores limites de duração e frequência equivalente de interrupção por consumidor ou por KVA, respectivamente DEC e FEC, DEK e FEK.

Decorre daí a necessidade de se efetuar estudos e avaliações nos sistemas de distribuição de modo a verificar os seguintes aspectos¹⁹:

- . avaliação continuada da confiabilidade história dos sistemas;
- . comparação da confiabilidade do serviço atual com aquela inerente a mudanças na filosofia geral de projeto, operação, manutenção e/ou administração;
- . aumento ou redução da confiabilidade, resultante de maior ou menor investimento na melhoria do sistema;
- . consistência nas comparações de alternativas de fornecimento tais como: traçado do alimentador, seccionalização da rede, implantação de chaveamento automático, instalações aéreas e/ou subterrâneas, configurações radiais e/ou malhadas, etc.;
- . melhoria dos projetos de sistemas, através de identificação e

- modificação de parâmetros e componentes que têm efeito marcante na confiabilidade do serviço;
- . melhoria na utilização dos recursos para investimento e custeio, através da avaliação quantitativa do custo da concessionária e do benefício para o consumidor;
 - . identificação de programas de manutenção que resultem em melhorias na confiabilidade do serviço;
 - . estabelecimento de metas administrativas e de informações objetivas referentes à confiabilidade do serviço.

Torna-se evidente, assim, a necessidade de métodos que permitam quantificar, "medir", o desempenho dos sistemas da distribuição.

Atualmente as "medidas" que permitem fazer o diagnóstico e adotar políticas de manutenção, de planejamento, de operação, etc., no sentido de controlar a qualidade e dar continuidade ao fornecimento de energia elétrica aos usuários, são definidas à luz da teoria da confiabilidade.

Empregando métodos da estatística matemática e da teoria das probabilidades, a teoria da confiabilidade conduz à resolução de problemas contraditórios, como explicado anteriormente, quando a complexidade crescente de um sistema acarreta o aumento dos componentes e este fato, por sua vez, pode levar à diminuição da confiabilidade global do sistema.

Verifica-se então, que um dos objetivos da teoria da confiabilidade deve ser a elaboração de princípios que permitam a sistemas complexos desempenhar suas funções satisfatoriamente, mesmo quando alguns de seus componentes estiverem defeituosos.

A metodologia básica para o cálculo da confiabilidade em

sistemas de potência é constituída de três etapas principais²⁰:

- 1) Desenvolvimento de um modelo matemático apropriado para o problema da confiabilidade em foco.
- 2) Estabelecimento de um índice apropriado de qualidade de serviço.
- 3) Aquisição de dados de falha e operação de componentes, para que se possa estimar parâmetros de confiabilidade e disponibilidade.

A primeira etapa é a mais simples e a segunda depende de um certo grau de subjetivismo e da noção da qualidade de serviço. A terceira é de importância capital para a validação de qualquer modelo, mas nem sempre tem acompanhado a evolução das técnicas de modelagem.

O objetivo deste trabalho, diante da necessidade de cálculos de confiabilidade para o sistema de distribuição brasileiro, é propor opções de metodologias para avaliação da confiabilidade do sistema e tornar disponível à área de planejamento de sistemas de distribuição as modernas técnicas de confiabilidade e avaliar a sua aplicabilidade ao estudo deste tipo de sistema.

Uma descrição dos tipos de sistemas de distribuição em termos de sua estrutura e funcionamento, onde se procura salientar as aplicações de cada tipo é feita no Capítulo II, a seguir.

O Capítulo III apresenta uma breve descrição dos conceitos básicos da teoria da confiabilidade, objetivando oferecer uma visão geral da confiabilidade aplicada a sistemas elétricos.

Ainda no Capítulo III apresenta-se a classificação das interrupções e os índices de confiabilidade mais usados pelas concessionárias no Brasil.

No Capítulo IV acham-se descritos os métodos manuais para o cálculo da confiabilidade.

O primeiro deles foi desenvolvido pelo CODI - Comitê de Distribuição, instituído em 1975, através da Portaria nº 425, pelo Ministério das Minas e Energia. Este Comitê é um órgão composto por quatorze Empresas Concessionárias de Energia Elétrica, situadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do país, entre as quais encontra-se a CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina.

Esta metodologia foi desenvolvida para cálculo do FEC (frequência equivalente de interrupção por consumidor) e do DEC (duração, em horas, equivalente de interrupção por consumidor para o conjunto de consumidores).

A metodologia CODI pode ser aplicada aos tipos de sistemas de distribuição descritos no Capítulo II, e se utiliza da teoria de circuito equivalente, para simplificar a configuração em estudo, sendo que as equações usadas no cálculo da confiabilidade dependem do tipo de agrupamento funcional dos componentes.

Uma segunda opção para o cálculo dos índices de confiabilidade é a metodologia desenvolvida por Koval e Billinton¹⁴.

Os autores, Koval e Billinton, têm como objetivo mostrar que o desempenho do sistema de proteção, que tem como finalidade não só a função de proteger equipamentos, como também de isolá-los em caso de falhas e defeitos, pode ter uma influência direta na frequência e duração de saídas sofridas pelo consumidor.

Ao longo do desenvolvimento da metodologia, mostra-se como as características de atuação dos equipamentos de proteção podem ter efeitos significativos sobre os índices de confiabilidade.

No Capítulo V apresenta-se uma terceira opção para o cálculo dos índices de confiabilidade do sistema de distribuição, através do Programa CST - Confiabilidade de Sistemas de Transmissão³², desenvolvido pela ELETROSUL - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.

A metodologia empregada bem como os dados utilizados no programa são descritos no capítulo e para o mesmo exemplo utilizado no Capítulo IV são calculadas a frequência das interrupções, a duração média esperada das mesmas e o tempo total esperado de interrupção de fornecimento ao ponto de carga em análise, através de cálculo manual e do Programa CST.

O Capítulo VI ilustra de que modo a análise da confiabilidade ajuda na decisão do planejamento.

Complementando esta análise, apresenta-se a avaliação de confiabilidade de um alimentador do sistema CELESC, através da metodologia do CST, e faz-se um estudo comparativo das metodologias apresentadas e das alternativas de reforços do sistema.

No Capítulo VII são apresentadas as conclusões principais e sugestões para o desenvolvimento de futuros trabalhos e pesquisas, que permitam um maior aprimoramento das metodologias de cálculo da confiabilidade em sistemas de distribuição de energia.

1.2. Estado da Arte

A partir do levantamento de metodologias propostas na literatura constata-se que existem diversas referências sobre quantificação da confiabilidade, visando ao aperfeiçoamento dos índices de confiabilidade de sistemas de distribuição.

A seguir, descrevem-se resumidamente, por ordem cronológica de publicação, alguns artigos pesquisados na bibliografia disponível.

Em 1964, Z.G. Todd¹, publicou um estudo mostrando como a teoria da probabilidade pode ser aplicada ao cálculo das frequências e durações esperadas de saídas, em qualquer ponto de um sistema elétrico, a partir de taxas de falhas obtidas do histórico dos componentes.

O método desenvolvido é baseado em quatro princípios:

- 1) Cada componente está disponível ou indisponível.
- 2) A probabilidade da existência de ocorrências simultâneas.
- 3) Todos os componentes num arranjo série devem estar simultaneamente disponíveis para existência de fluxo de potência através da cadeia.
- 4) Todos os caminhos paralelos devem estar indisponíveis simultaneamente para que não haja fluxo de potência através de sua junção comum.

O autor ainda faz simplificações para as equações de disponibilidade (q_s) e taxa de saída (p_s), em relação aos arranjos série, paralelo e para a combinação série-paralelo, em detrimento da precisão, frente à necessidade de simplificar o problema. Segundo o autor, mesmo com as simplificações o método ainda proporciona precisão suficiente para fins de planejamento.

O procedimento adotado omite considerações sobre tempo de manutenção, bem como sobre condições ambientais.

Em 1964, Gaver et alii, apresentaram um método que permite efetuar o cálculo da frequência e duração de saídas em vários pontos de carga do sistema.

Esse artigo introduz também um modelo atmosférico a dois estados para calcular o desempenho de componentes expostos a flutuação ambiental.

Duas características importantes do método são:

1) Concentração de Falhas causadas por Tempo Adverso

Se tempo adverso se abater simultaneamente sobre um número de componentes do sistema, várias falhas de componentes podem ocorrer durante um curto período de tempo. Essa concentração de falhas devido a um evento comum pode ter efeitos importantes na confiabilidade do sistema.

Para ilustrar essa afirmação, considere-se um sistema composto de dois componentes em paralelo, igualmente capazes de suportar a carga total do sistema. Haverá falha no sistema apenas quando ambos os componentes estiverem fora de serviço simultaneamente.

Não considerando saídas para manutenção, ambos os componentes estarão fora de serviço apenas se:

- a) ambos falharem simultaneamente
- b) um componente falhar e não for reparado antes da falha do outro.

A probabilidade de superposição de saídas dos componentes e a conseqüente falha do sistema será maior quando as falhas dos componentes são concentradas por variações climáticas, do que

quando ocorrerem aleatória e independentemente.

2) Saídas forçadas devido a sobrecargas de componentes em sistemas paralelos

Algumas simplificações e aproximações foram propostas pelos autores afim de viabilizar os métodos de cálculo, listadas abaixo:

- 1) Períodos entre falhas e tempos de reparo são representados pela distribuição exponencial durante tempo normal e adverso. Isto é: probabilidade [tempo para falha (durante tempo normal) > t] = $e^{-\lambda t}$

probabilidade [tempo para falha (durante tempo adverso) > t] = $e^{-\lambda' t}$.

- 2) As durações de tempo normal e adverso são representadas pela distribuição exponencial. Os autores definiram tempo adverso, por medidas de velocidade do vento, temperaturas mínimas e duração mínima, em horas, de chuvas, precipitação de granizo, etc., e analisaram dados das condições climáticas no período de 1955 a 1961. Plotaram então as distribuições de duração para ambos os períodos de tempo, normal e adverso. As curvas de distribuição não diferiram muito da curva representativa da distribuição exponencial.

- 3) Tempos de reparo são considerados muito curtos quando comparados com períodos entre falhas e com períodos entre adversidades climáticas.

- 4) A duração do tempo adverso é muito curta quando comparada com períodos entre falhas e com tempos típicos de reparo.

- 5) As saídas para manutenção ocorrem em períodos de tempo normal,

exceto quando:

- a) tal ação causa sobrecarga nos componentes remanescentes, ou
 - b) a manutenção não puder ser terminada antes de uma intempérie.
- 6) Os tempos de saída para manutenção são exponencialmente distribuídos.
- 7) No cálculo dos tempos de saída por sobrecarga de um sistema paralelo, supõe-se que uma vez sobrecarregada uma linha, o sistema permanece sobrecarregado e fora de serviço até que o componente falhado seja reparado.

Em 1965, Gaver et alii, publicaram equações³ para o cálculo de índices de confiabilidade de um ponto de carga incluindo a influência das condições ambientais sobre o comportamento do sistema. Consideram também as falhas decorrentes de sobrecargas em função da variação do ciclo diário das cargas, através de uma família de curvas que fornece a probabilidade de sucesso no transporte do fluxo de carga como uma função da duração da contingência e da capacidade do componente, apresentando resultados de aplicações mediante o uso de um programa de computador.

Em 1968, Billinton e Bollinger⁴, mostraram que as equações usadas na referência 2, quando comparadas com aquelas obtidas com modelos Markovianos, não dão resultados consistentes, particularmente no caso de sistemas de transmissão.

Neste modelo, os componentes de transmissão operam dentro de um modelo a 2 estados de flutuação ambiental, descrito por condições de tempo normal e adverso.

Os processos de Markov são usados para determinar a taxa de falha do sistema e as probabilidades de falha para configura-

ções simples e para ilustrar os efeitos de concentração de falhas associadas a tempo adverso.

A abordagem de Markov pode ser aplicada sem muita dificuldade a sistemas relativamente pequenos, no entanto se torna inconveniente quando aplicada a sistemas maiores. Ela pode ser aplicada a segmentos de um sistema, tal como configurações paralelas, que sofrem as mesmas variações ambientais e se obter uma solução teoricamente exata.

Num sistema de alta tensão é quase impossível que uma adversidade climática abranja o sistema completo e, por isso, concentração de falhas em toda a extensão do sistema é uma hipótese irreal e só se aplica a configurações paralelas locais.

Nesse caso, modelos Markovianos completos podem ser aplicados às configurações paralelas locais e seus resultados posteriormente conjugados para fornecer os índices de desempenho global.

Em 1973, Billinton e Grover⁵, apresentaram uma nova abordagem para o cálculo da confiabilidade de subestações incluindo ações de chaveamento.

Todos os modos de falha do componente são incluídos nas predições de confiabilidade. Um programa de computador executa a análise dos modos e efeitos de falha (FMEA), que proporciona uma descrição concisa e ordenada das várias combinações de ocorrências dentro do sistema. Saídas para manutenção não são incluídas.

Adicionalmente, o programa considera falhas dependentes das variações ambientais, a influência do sistema de proteção, chaves e disjuntores normalmente abertos e saídas de componentes devido a sobrecargas.

O programa foi aplicado com êxito a várias configurações práticas do sistema e os efeitos da variação dessas configurações e do modo de operação do sistema nos índices de confiabilidades são ilustrados na publicação. Esta forma de análise proporciona uma base quantitativa para uma rigorosa seleção de um projeto confiável e econômico.

Em 1976, foi introduzido o conceito de cortes mínimos por Allan et alii⁶, para avaliar índices de confiabilidade globais. As ações de chaveamento, consideradas pelos autores, impõem necessariamente um modelo a 3 estados do sistema: o estado antes da falha acontecer, o estado após a falha, mas antes do chaveamento e o estado após o chaveamento. O segundo estado apresenta normalmente um baixo valor do tempo de saída médio anual, embora a sua taxa de ocorrência possa ser muito alta.

Se esse estado for desprezado, a análise da confiabilidade torna-se muito mais simples, no entanto só poderá ser efetuada se forem feitas as seguintes hipóteses:

- a) os tempos de chaveamento do componente são desprezíveis comparados com o tempo médio de saída do componente, e
- b) a taxa de ocorrência de um estado de saída não é exigida.

Como, geralmente, essas hipóteses não são válidas, particularmente porque o item (b) é um importante índice de confiabilidade, a inclusão do segundo estado, é considerada necessária.

Grover e Billinton⁵, em 1973, descreveram uma técnica que incorpora todos os modos de falha nas predições de confiabilidade. No entanto essa técnica, segundo Allan et al.⁶ não comporta sistemas com mais de um ponto de carga, o que dificulta sua aplicação. Além disso, os dados de entrada necessários aumentam rapida-

mente quando o número de componentes não-unidirecionais do sistema cresce. Para superar essas limitações Allan et alii⁶, desenvolveram técnica computacional associada, que não impõe limites ao número de pontos de carga.

Outros trabalhos de Grover e Billinton^{7,8}, abordando temas sobre a confiabilidade de sistemas de transmissão e distribuição foram publicados ainda em 1975.

Os autores investigaram⁸ a validade do método descrito por Ramamoorthy⁹, em 1970, onde o conceito do processo de Markov é usado para derivar expressões para um equivalente de duas unidades em série e paralelo considerando um modelo de dois estados de condições ambientais: tempo normal e adverso. Essas expressões são usadas para simplificar um sistema através da técnica de redução de diagrama de blocos série e paralelos, envolvendo ainda conversão Y- Δ , para sistemas mais complexos.

Este método, leva em consideração ainda a dependência entre estados do sistema.

Grover e Billinton⁸ realizaram, nessa publicação, uma investigação dos métodos até então apresentados^{2,4,9} e fizeram uma análise comparativa, chegando às seguintes conclusões:

- a) A técnica completa de Markov⁴ para o cálculo dos índices de confiabilidade necessita de elevado tempo de cálculo e é limitada pela excessiva memória de computador necessária e por erros provenientes das aproximações adotadas.
- b) As equações simples do método aproximado² não dão resultados comparáveis aos obtidos pela técnica de Markov.
- c) A técnica de formação de um componente equivalente⁹, baseada na abordagem de Markov não pode ser considerada quando efeitos

dependentes estão presentes no sistema.

Para superar as dificuldades apresentadas acima, Grover e Billinton elaboraram uma técnica aproximada modificada⁸, baseada praticamente nas mesmas premissas consideradas na abordagem aproximada², com a exceção de que a exigência de que os períodos de tempo adverso serem bem mais curtos do que a duração de tempo de reparo dos componentes não seria mais necessária.

As equações modificadas foram formuladas para duas situações distintas de reparo:

- quando o reparo ocorre durante situações atmosféricas adversas
- quando não ocorre reparo durante situações atmosféricas adversas.

As equações apresentadas por Grover e Billinton⁸ forneceram resultados muito semelhantes aos obtidos pela abordagem de Markov. Os dois conjuntos de equações foram formulados para as situações de reparo citadas acima e a técnica de análise de modos e efeitos de falha aliada a essas equações permite se obter índices de confiabilidade nos sistemas mais complexos.

Para cada conjunto de equações foram analisados quatro modos de falha do sistema:

- a 1ª falha ocorre durante condições normais e a 2ª falha também;
- a 1ª falha ocorre durante condições normais e a 2ª falha ocorre durante condições adversas;
- a 1ª falha ocorre durante condições adversas e a 2ª falha ocorre durante condições normais.
- a 1ª falha ocorre durante condições adversas e a 2ª falha também.

Para dois componentes combinados inicialmente em série e depois em paralelo, foram calculadas então a taxa de falha anual global, λ_{sL} e a duração média de saída, r_{sL} , para as duas situações de reparo.

Em 1975, Grover e Billinton¹⁰, apresentaram a teoria dos conjuntos de Cortes Mínimos. O artigo ilustra um método relativamente direto e seqüencial de cálculo da confiabilidade em sistemas de transmissão e distribuição.

As equações apresentadas são utilizadas através de uma aproximação de conjunto de cortes mínimos para análise de modos e efeitos de falha.

As suposições básicas utilizadas na formulação dessas equações podem ser descritas como segue:

- a) Falha e reparo de componentes são eventos independentes.
- b) Taxas de reparo de componentes são bem maiores que suas taxas de falha.
- c) As distribuições que descrevem períodos de tempo normal e adverso e tempo de operação e falha do componente tem um valor médio finito e conhecido.
- d) Manutenção preventiva é iniciada em tempo normal e não é realizada se:
 - existe uma saída em uma certa área do sistema;
 - a remoção do componente resulta em interrupção ou sobrecarga de um outro componente.
- e) A probabilidade de superposição de saídas temporárias de dois componentes independentes é considerada desprezível. A probabilidade de sobrecarga associada com saídas temporárias é desprezível. A saída temporária tem uma duração de até 3 minu-

tos, e de segundos, ou mesmo fração, quando ocasionada por descargas atmosféricas.

A função básica dos conjuntos de cortes mínimos é simplesmente determinar as combinações de falha dos componentes que podem resultar numa falha do sistema ou do ponto de carga.

As equações apresentadas forneceram resultados que são praticamente idênticos aos obtidos usando uma aproximação de Markov; o conjunto de equações requer uma mínima capacidade de armazenamento do computador e oferece uma abordagem prática para cálculo da confiabilidade de sistemas de distribuição, incluindo ainda considerações de saídas permanentes, temporárias, para manutenção e por sobrecarga do componente. Um modelo a dois estados considera condições ambientais de tempo normal e adverso.

As equações são aplicadas quando:

- ocorre reparo durante tempo adverso;
- não ocorre reparo durante tempo adverso.

Em 1979, Allan R.N. e De Oliveira M.F.¹¹, estenderam as técnicas de modelagem e cálculo da confiabilidade de redes de transmissão e distribuição, incluindo critérios de perda de qualidade.

Nos trabalhos anteriores, o critério de confiabilidade foi inteiramente baseado em aspectos de continuidade, ou seja, o sistema está operando se existe pelo menos um caminho entre qualquer fonte e o ponto de carga de interesse. Isso significa que todas as linhas são consideradas com capacidade ilimitada.

Obviamente, isto não ocorre na prática, e neste trabalho mostra-se como aspectos de qualidade, incluindo sobrecargas e violações de tensão, podem ser incluídos no método de cortes mí-

nimos.

Em 1979, R.N. Allan, E.N. Dialynas e I.R. Homer¹², apresentaram um método que permite determinar três índices básicos de avaliação da confiabilidade de um sistema de distribuição:

- λ (taxa de falha esperada)
- r (tempo médio de saída)
- U (tempo de saída anual esperado)

O método considera o sistema de distribuição, composto pelas redes de subtransmissão (132 kV) e pelas redes de distribuição primária (11 kV ou 33 kV), sendo a rede de subtransmissão malhada, com possibilidade de transferência de carga de uma subestação a outra.

Nesta análise foram examinados quatro casos diferentes:

Caso A - perda total de continuidade sem cargas transferíveis.

Caso B - perda total e parcial de continuidade sem cargas transferíveis.

Caso C - perda total de continuidade com cargas transferíveis.

Caso D - perda total e parcial de continuidade com cargas transferíveis.

Os autores chegaram então às seguintes conclusões:

- Se o sistema não dispõe de transferência de carga (casos A e B), erros consideráveis ocorrem em todos os índices de confiabilidade se a perda parcial de continuidade for ignorada. Este critério considera muitos eventos de falha que não são identificados pelo critério da perda total de continuidade. Portanto a taxa de falha, a indisponibilidade e a energia não suprida, no ponto de carga de interesse, aumentam. Dependendo de quanto aumentam a taxa de falha e a indisponibilidade, o tempo médio de

reparo pode aumentar ou diminuir.

- Os mesmos comentários se aplicam se o sistema dispõe de transferência de carga (casos C e D) e os valores de λ (taxa de falha), r (tempo médio de reparo) e U (indisponibilidade) são idênticos àqueles nos quais não existe a transferência de carga (casos A, B respectivamente). Considerando a perda parcial de continuidade nos casos B e D, nota-se um considerável aumento em λ , r e U e na energia não suprida (E). Portanto esse critério é substancial e sua contribuição para os índices totais pode ser muito significativa.
- Embora a inclusão de cargas transferíveis (casos C e D) não influencie os índices λ , r e U , devido a eventos de falha ocorridos na rede primária do sistema de distribuição, estas afetam a carga desconectada e a energia não suprida.

Desde que o objetivo de um sistema de distribuição é atender a demanda de carga e suprir energia, é importante se considerar para o cálculo desses índices que:

- a) cargas podem ser restabelecidas devido a ações de transferência na rede secundária do sistema;
- b) vários esquemas de reforço devem ser considerados para melhorar a confiabilidade de um ponto de carga desde que um possível esquema inclua transferência de cargas.

D.O. Koval e R. Billinton¹³, em 1979, apresentaram uma técnica onde incluíam a probabilidade de um dispositivo de proteção reconhecer e isolar um defeito na rede. Para simplificar o cálculo, os autores consideraram constantes os tempos de localização, realimentação e reparo.

Neste trabalho, mostra-se que as características do equi-

pamento de proteção tem uma influência direta na frequência e duração de saídas experimentadas pelos consumidores, através de um método simples e prático que pode ser usado em cálculos manuais ou incluído em um programa de computador digital.

A metodologia é explicada em detalhes e testada em um alimentador de distribuição no Capítulo IV.

Em 1981, Galvão L.C.R., publicou¹⁴ uma metodologia para o cálculo da energia média anual não fornecida e o tempo médio anual de interrupção no fornecimento de energia em redes de distribuição primária. Tal metodologia diz respeito exclusivamente a defeitos permanentes e considera os tempos exigidos para reparo e realimentação nos pontos de socorro por ocasião de defeito na rede função da localização do mesmo.

Fundamentalmente, trata-se de simular as operações que as equipes de socorro efetuam para localizar um defeito que seja indicado como posição e natureza, desde o instante de ocorrência da falha até o total restabelecimento do serviço.

Consideram-se conhecidos os seguintes dados:

- traçado da rede
- localização das seccionadoras, religadores, etc.
- localização dos transformadores MT/BT
- valores de carga nos pontos MT/BT
- curva de carga diária
- velocidade de deslocamento das equipes de socorro
- tempos elementares (manobra, contacto rádio, medidas de segurança, etc...)

Durante o processo de simulação é computada a energia não fornecida bem como o tempo total fora de serviço. A simulação é

efetuada supondo-se defeito em todos os ramos da rede e ocorrência do mesmo em cada meia-hora do dia. Conhecidos os valores de energia não fornecida para cada uma dessas situações e as taxas de falha dos componentes da rede, é possível determinar-se a energia média anual não fornecida e o tempo médio anual fora de serviço como índices de confiabilidade.

Em 1982, o CODI - Comitê de Distribuição - órgão composto de 14 empresas concessionárias de energia elétrica, situadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste do País, apresentou uma metodologia de cálculo de confiabilidade de sistemas de distribuição baseada na teoria do método de redes, onde as equações de cálculo dos índices de confiabilidade são funções do tipo de agrupamento funcional dos componentes.

A metodologia se aplica preferencialmente a sistemas de distribuição radiais e radiais com recursos e é apresentada no Capítulo IV.

Desde as primeiras publicações até hoje, muito se tem estudado e divulgado sobre o assunto, no âmbito internacional. No Brasil existe atualmente um crescente interesse nessa área, que vem a ser uma ferramenta indispensável à engenharia de sistemas de potência, em particular ao seu planejamento.

CAPÍTULO II

ESTRUTURA E FUNCIONAMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

2.1. Estrutura Básica dos Sistemas de Potência¹⁶

Neste capítulo objetiva-se propiciar uma visão global da estrutura básica de um sistema de potência, em particular do sistema de distribuição de energia, a partir dos conceitos e definições descritos na bibliografia disponível^{15, 16, 17, 18}.

O aumento da demanda por aperfeiçoamento da continuidade de serviço, de um lado, e a economia de operação, do outro, favorecem a interconexão de sistemas de potência e, além disso, a existência dos sistemas interligados, que se estendem sobre a área de vários estados.

A estrutura de um sistema de potência interligado é baseada numa subdivisão vertical e numa horizontal, como indicado, no diagrama de blocos da Figura 2.1.

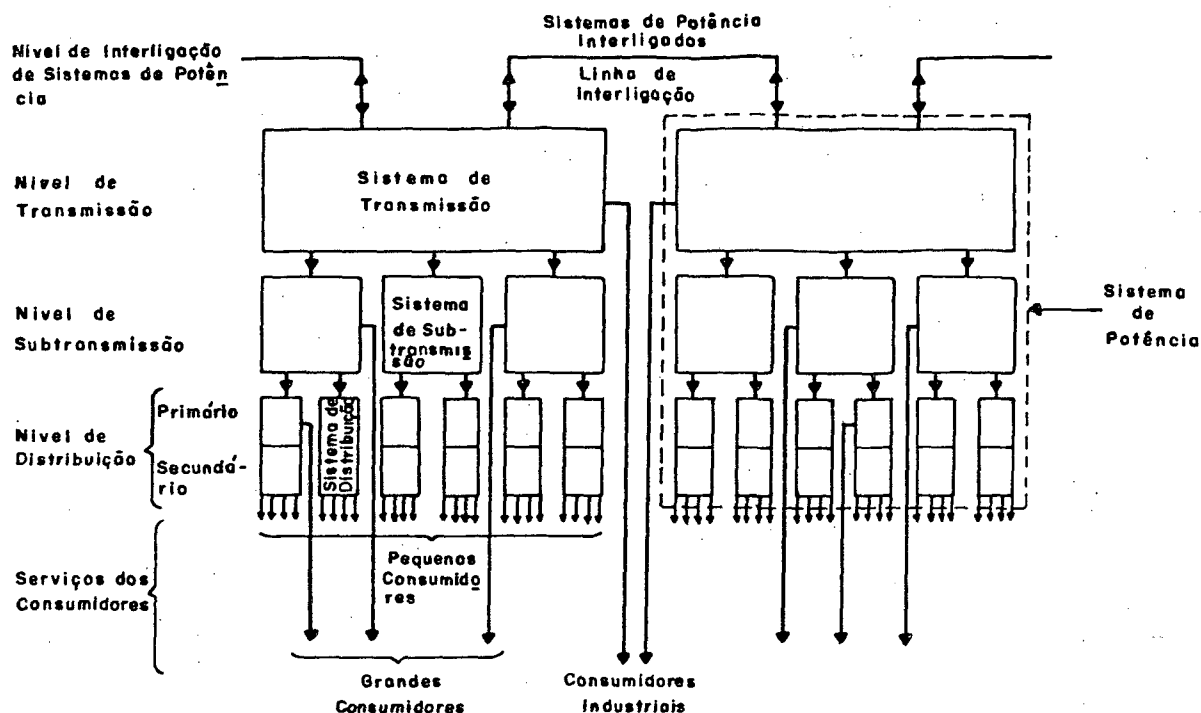


FIG. 2.1- Diagrama de Blocos mostrando a Estrutura do Sistema de Potência.

Verticalmente o sistema de potência interligado é dividido em quatro níveis:

- (a) Nível de Distribuição
- (b) Nível de Subtransmissão
- (c) Nível de Transmissão (o qual forma, com suas redes associadas de subtransmissão e distribuição um sistema de potência)
- (d) Sistema de Interligação.

Horizontalmente, cada estágio se subdivide em um grande número de sistemas, os quais são isolados eletricamente (e usualmente também geograficamente) dos seus sistemas vizinhos do mesmo nível, e são eletricamente conectados uns com os outros somente através dos sistemas das camadas verticais mais altas.

2.2. O Nível de Distribuição

O sistema de distribuição tem importância fundamental dentro do contexto de um sistema elétrico, não só pelo volume de investimentos que ele exige, como também pela sua elevada responsabilidade na qualidade de serviço prestado ao consumidor.

O nível de distribuição, que representa o mais baixo nível estrutural do sistema de potência, consiste usualmente de dois níveis de tensão:

- (a) Tensão Primária ou de Alimentação a qual é moderadamente alta: 13.800 volts, 34.500 volts.
- (b) Tensão Secundária ou de Consumidor, a qual é baixa, fixadas em 380/220v ou 220/127v, para redes trifásicas a quatro fios e em 230/115v para redes monofásicas a três fios, pelo Decreto 73.080 de 05/11/73.

Os sistemas de distribuição usuais podem ser classificados entre uma das seguintes categorias:¹⁶

- 1) Sistema Radial
- 2) Sistema Malhado
 - a) Malha Primária ou Alimentador
 - b) Malha Secundária
- 3) Sistema Reticulado
 - a) Primário reticulado e secundário radiais
 - b) Secundário reticulado com alimentadores radiais

Esses sistemas aumentam em custo, flexibilidade de serviço e confiabilidade de operação na ordem acima; conseqüentemente eles são usados em áreas de crescimento da densidade de carga na mesma ordem. Os mais importantes são provavelmente os sistemas radiais (que são geralmente usados em áreas rurais, suburbanas e

urbanas) e os de secundário reticulado (os quais são usados, em geral, nas áreas comerciais das grandes cidades). Nos próximos itens aborda-se sucintamente cada tipo de sistema de distribuição, sob diversos enfoques, tais como: estrutura, funcionamento, confiabilidade e condições de operação. A bibliografia^{15, 16, 17} oferece maiores detalhes.

2.2.1. Sistema de Distribuição Radial

Esse tipo de sistema de distribuição é usado exclusivamente em áreas de pequena densidade de carga, tal como áreas rurais e pequenas cidades; extensivamente pode ser usado em áreas de densidade média de carga tal como áreas suburbanas e urbanas (grandes cidades e bairros residenciais).

Esse sistema requer, em geral, o mínimo custo de construção, mas é limitado em flexibilidade de operação e continuidade de serviço.

As características e nomenclatura do sistema de distribuição radial são mostradas na Figura 2.2.

A primeira seção do primário, entre a barra da subestação e a junção do primeiro transformador de distribuição, ou ramal lateral (o assim chamado "ponto de entrega") é referida como tronco do alimentador. Os ramos do alimentador são os ramais.

As quatro barras atravessadas no tronco indicam circuito trifásico, enquanto os ramais seriam monofásicos (duas barras cruzadas).

o circuito alimentador será capaz de reassumir o serviço no tempo de religamento¹⁶.

Se o disjuntor abrir permanentemente, por motivo de persistência da falta, a equipe de busca da concessionária é acionada e inicia o processo de localização da falha, geralmente por meio de seccionalização da rede, através das chaves s , na Figura 2.2, isto é, desconectando gradualmente as partes nas extremidades da rede e tentando religar o disjuntor depois da remoção de cada seção.

O reparo das seções de linha defeituosas pode ser prolongado, especialmente se a falta é numa seção que usa cabos subterrâneos; conseqüentemente, para que se melhorem as condições de serviço, interligações de emergência podem ser instaladas como mostrado na Figura 2.2, por linhas pontilhadas. Estas interligações são seções de linha primária as quais converterão o sistema radial num reticulado; apenas as suas malhas são mantidas abertas por chaves desconectoras normalmente abertas ("d" na Figura 2.2), as quais são fechadas somente em casos de emergência.

Essas interligações tornam possível restaurar o serviço rapidamente para a maior parte do circuito alimentador; são usadas geralmente em sistemas de distribuição urbanos, especialmente se estes são construídos parcial ou completamente com cabos subterrâneos; elas são usadas raramente em sistemas suburbanos e em pequenas cidades e só excepcionalmente em sistemas rurais.

Tomando como exemplo a Figura 2.2 e supondo que uma falta permanente ocorre na linha 3-4: se o sistema não tem interligação de emergência o serviço é interrompido para as seções 4-5, 4-6 e 4-7. Se, no entanto, existirem ligações de emergência todo serviço pode ser restaurado depois que as chaves seccionadoras s_3 , s_4

e s_5 são abertas e as chaves de interligação d_1 e d_2 são fechadas.

2.2.2. Sistema Malhado

a) Malha Primária

É usada em área de média e preferencialmente alta densidade da carga.

Hã, basicamente duas formas de se colocar os alimentadores em malha:

- 1 - Através do fechamento permanente de uma interligação de emergência (Figura 2.3) no sistema radial, através de um disjuntor "b", com ajuste para acionamento de sobrecorrentes instantâneas.

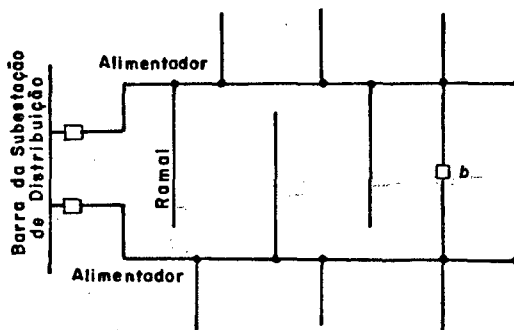


FIG. 2.3- Primário em Malha Resultante do Fechamento Permanente de uma Interligação de Emergência.

O propósito desse arranjo é equalizar as cargas dos dois alimentadores através da permanente interligação e por esse meio regular ou uniformizar as variações de tensão versus tempo, especialmente se há uma diferença no tempo, entre seus períodos de ponta. Em caso de falta o disjuntor abre instantaneamente, separando dessa maneira os dois alimentadores.

2 - A outra variação de malha primária é usada principalmente em menores consumidores industriais. O propósito aqui não é apenas aperfeiçoar a regulação de tensão, mas melhorar também a confiabilidade de serviço. Para se obter isso, há um número de disjuntores inseridos, os quais tem coordenação de proteção apropriada (usualmente sobrecorrente direcional), a qual, em caso de falta numa seção, aciona os dois disjuntores nos dois finais da seção, e desse modo elimina a falha sem perda de qualquer uma das cargas, como se observa na Figura 2.4¹⁶.

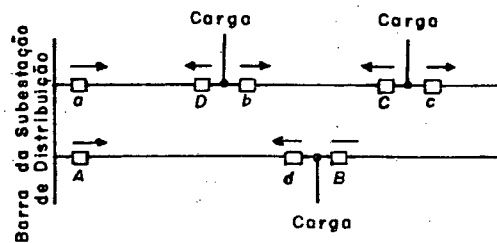


FIG. 2.4 - Primário Malhado.

b) Malha Secundária

Usualmente, agrupam-se os secundários (conectando-os do modo indicado pelas linhas pontilhadas na Figura 2.5.a) e uma corrente de partida proveniente de um ou outro dos três secundários será dividida entre os três transformadores e a queda de tensão será reduzida. Com a interligação "t" em operação, o agrupamento resultará num laço secundário completo.

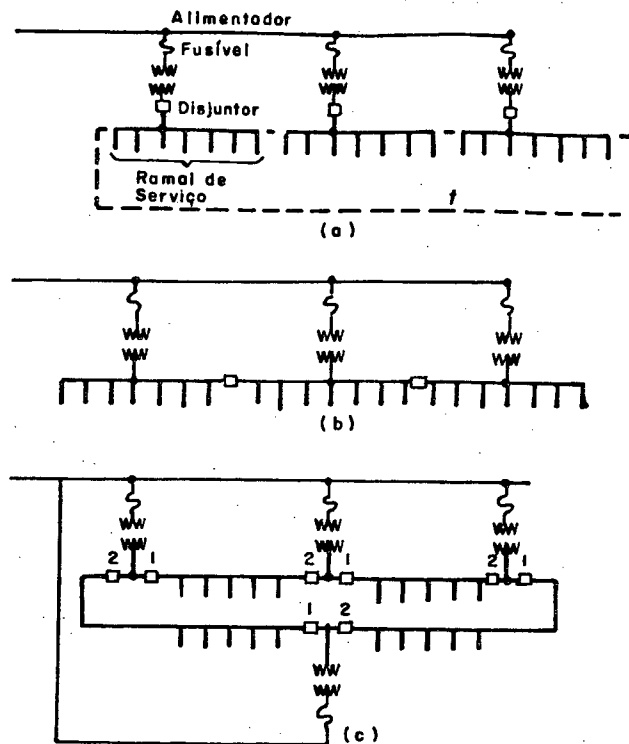


FIG. 2.5 - Secundários Agrupados.

Na Figura 2.5.a, os disjuntores (ou fusíveis) são mostrados no secundário, onde estariam se o sistema fosse radial. Com o agrupamento dos secundários no entanto, esse arranjo não atuará tão satisfatoriamente, uma vez que na abertura de um disjuntor para eliminar uma sobrecarga os demais irão imediatamente assumir toda a carga, abrindo também, de forma que o serviço seria interrompido para o secundário inteiro; conseqüentemente, nesse arranjo seria preferível usar fusíveis primários, os quais protegem só as faltas nos transformadores.

Na Figura 2.5.b, os disjuntores foram transferidos para formar os pontos de interligação entre os secundários principais. Esse arranjo vai separar uma seção defeituosa ou sobrecarregada do resto do secundário, mas isso deixa então a seção sem proteção de sobrecarga, exceto pelos fusíveis primários.

Na Figura 2.5.c, a solução apresentada remedia essa última dificuldade, pela adição de um disjuntor adicional por transformador. Os disjuntores denotados por "1" tem ajuste baixo tal que interrompem o agrupamento se a distribuição de carga entre os transformadores tornar-se desigual. Isso forma a configuração um sistema radial com disjuntores denotados por "2" servindo como proteção individual de sobrecarga dos transformadores¹⁶.

2.2.3. Sistema Reticulado

a) Primário Reticulado e Secundário Radial

Sistemas de distribuição com primário reticulado são usados em diversos países em áreas urbanas. Em geral eles necessitam de um maior número de subestações pequenas e mais circuitos de subtransmissão do que o sistema radial, por outro lado, oferecem melhor regulação de tensão, maior continuidade e capacidade de serviço, comparando-se em economia ao sistema radial.

Em estrutura, é muito similar ao secundário reticulado, exceto pela existência de maior número de alimentadores. A Figura 2.6 mostra porções de um reticulado primário uniforme. Em geral são de instalação aérea.

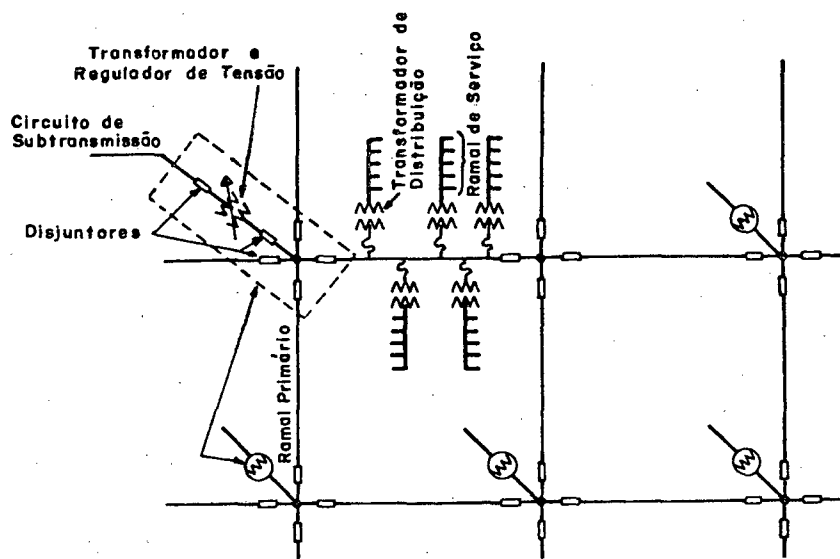


FIG. 2.6 - Características Básicas do Primário Malhado.

Os transformadores de distribuição são conectados ao longo do primário principal, os secundários são puramente radiais e não diferem daqueles no sistema radial.

b) Secundário Reticulado com Alimentadores Radiais

O secundário reticulado torna o sistema de distribuição bem mais confiável. Este sistema pode ser mais caro que outras formas de sistemas de distribuição; conseqüentemente, seu uso principal é em áreas com alta densidade de carga. Geralmente é utilizado onde a regulação de tensão, flexibilidade e continuidade de serviço são de importância primordial.

A Figura 2.7 mostra um arranjo desse tipo.

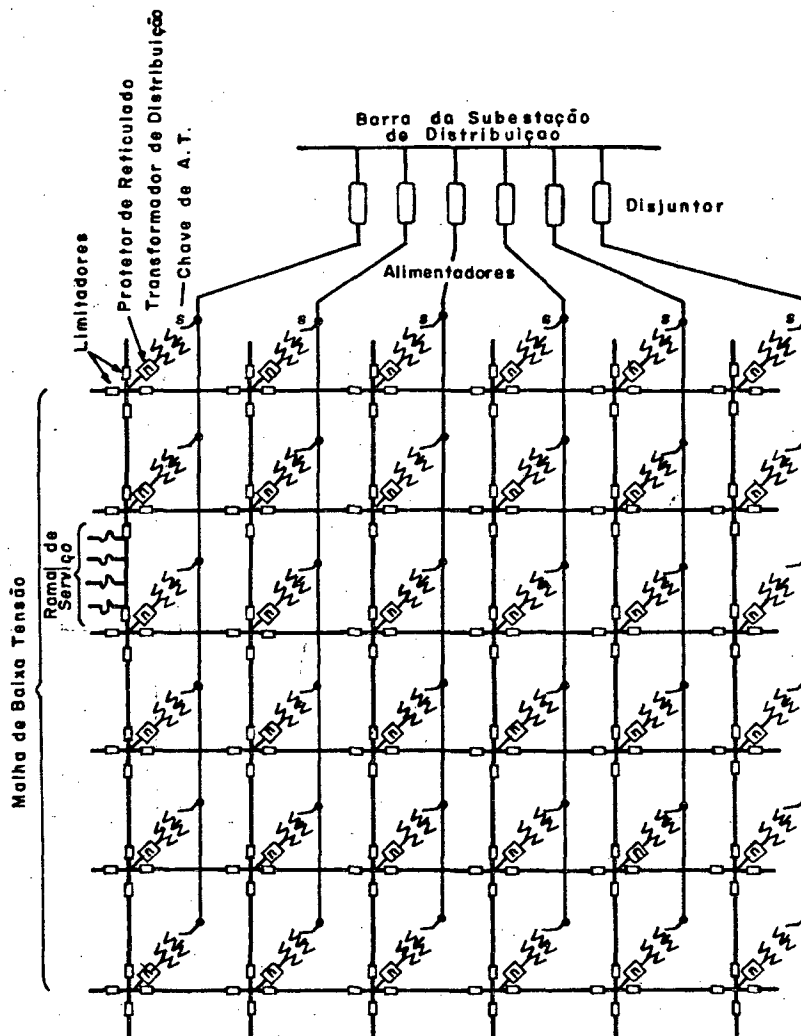
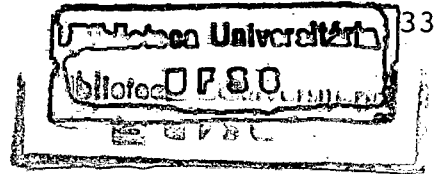


FIG. 2.7- Características Básicas do Sistema de Distribuição com Secundário Reticulado.

Este tipo de arranjo é usualmente empregado em instalações subterrâneas na rede de distribuição secundária.

Como se pode observar na Figura 2.7, os transformadores de distribuição são quase uniformemente distribuídos pela rede. A figura mostra um caso no qual um transformador é locado em cada ponto de interligação dos secundários principais; no entanto, dependendo da densidade de carga eles podem estar mais densamente distribuídos ou não. Estes são alimentados em 13.8 ou 23 KV em geral radialmente, isto é, não existe qualquer conexão entre eles, exceto através da barra e do reticulado secundário.



Se o fluxo de potência reverte o sentido, isto é, se a potência começa a fluir do reticulado para o transformador, os protetores do reticulado (disjuntores de corrente inversa) abrem automaticamente.

As características mais notáveis do sistema com secundário reticulado são sua boa regulação de tensão, simplicidade, flexibilidade e confiabilidade de operação. Desde que uma falta no alimentador pode resultar na perda de um alimentador inteiro, o sistema é projetado para suprir sua ponta de carga com qualquer um dos alimentadores fora de serviço; conseqüentemente, se for necessário desconectar qualquer alimentador para manutenção, ele pode ser desenergizado a qualquer tempo, sem perturbar o fornecimento para qualquer dos consumidores.

Igualmente simples é o retorno de um alimentador ao serviço: depois de remover a proteção de aterramento, o disjuntor é fechado na SE, e todos os protetores fecharão automaticamente, desde que eles estejam equipados com dispositivos para fechamento automático e desde que a potência flua do alimentador para o reticulado após seu fechamento¹⁶.

No caso do sistema subterrâneo reticulado ainda se pode adotar o RETICULADO EXCLUSIVO (SPOT-NETWORK), apresentado na Figura 2.3¹⁸.

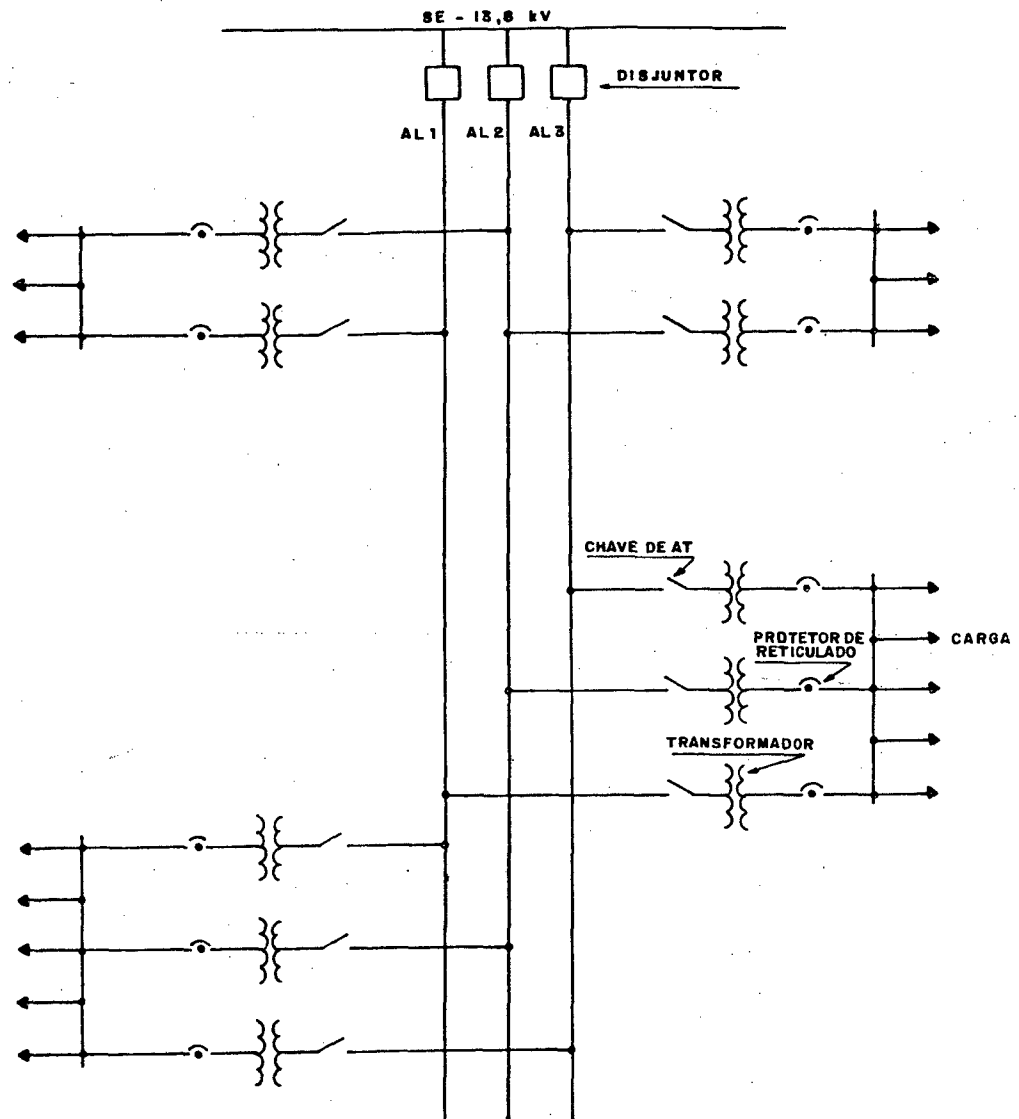


FIG. 2.8 - Subterrâneo Reticulado Exclusivo
(SPOT-NETWORK)

2.3. Aspectos Relevantes para a Análise da Confiabilidade a Nível de Planejamento

2.3.1. Análise das Condições de Operação do Sistema de Distribuição¹⁷.

O propósito desta etapa do planejamento é diagnosticar as

condições de operação do sistema elétrico existente, no atendimento às cargas atuais e previstas para os anos seguintes.

A análise baseia-se fundamentalmente na verificação do carregamento e dos níveis de qualidade de serviço (tensão e continuidade) observados no sistema atual em confronto com as metas de qualidade de serviço previamente definidas. Conforme mencionado, analisam-se também as condições do sistema atual para atendimento às cargas futuras, visando identificar os pontos que necessitam de reforço.

A análise do sistema de distribuição deve ser feita para condições normais de operação e situações de contingência, utilizando-se critérios de planejamento pré-estabelecidos.

1 - Rede Primária Aérea

Na análise da rede primária devem ser observados os tópicos discriminados a seguir:

- a) Estado Físico
- b) Níveis de Continuidade
- c) Níveis de Tensão
- d) Perfil de Carga e Carregamento
- e) Níveis de Curto Circuito
- f) Seccionamento e Proteção

2 - Rede Secundária Aérea

A análise da rede secundária aérea deve abranger os aspectos principais citados a seguir:

- a) Estado Físico
- b) Níveis de Continuidade
- c) Níveis de Tensão
- d) Carregamento

3 - Rede de Distribuição Subterrânea

Analogamente à rede aérea, deve-se preparar um diagnóstico completo da rede de distribuição subterrânea, abrangendo estado físico, níveis de continuidade e tensão, carregamento e proteção.

A análise dos níveis de tensão e carregamento pode ser feita por processos diretos (medição de tensão e corrente) ou indiretos, sendo recomendável, para o caso de sistemas com secundário reticulado, a utilização de programas de fluxo de carga.

2.3.2. Análise de Configurações Alternativas na Expansão e Melhoria da Confiabilidade dos Sistemas de Distribuição

A partir da análise das condições operativas do sistema atual, vista no subitem anterior, os sistemas de distribuição podem se mostrar ou não em condições inadequadas de operação, seja por razões físicas ou por razões operacionais, devido ao carregamento, níveis de continuidade e tensão.

Caso a análise do sistema atual mostre que as condições de atendimento ainda são compatíveis com as metas de qualidade de serviço, o que significa que o sistema não deve passar de imediato por modificações, a conduta seguinte é simular o comportamento do sistema frente às futuras solicitações, até serem detectadas, em alguns dos anos seguintes, possíveis limitações, devidas aos níveis de continuidade ou aos níveis de tensão.

Se, por outro lado, aparecem limitações, a fase imediatamente seguinte é a da formulação e análise de alternativas para

melhoramentos no sistema, a fim de ajustá-lo ao atendimento das cargas futuras.

A formulação de alternativas consiste na definição dos diversos sistemas elétricos viáveis, que podem derivar ou não do sistema existente.

Cada alternativa deverá atender, dentro das metas de qualidade de serviço, ao crescimento de carga da área em estudo dentro do horizonte de planejamento. Para isto, através de estudos de simulação, faz-se a análise de tensão, confiabilidade e carregamento dos condutores e equipamentos, para cada ano do horizonte.

Na realização da análise técnica, os valores de tensão resultantes são comparados com os limites de variação de tensão fixados¹⁷ pela Portaria 047/78 do DNAEE.

Da análise da confiabilidade, calculam-se os índices de duração e frequência de interrupção, comparando-se então, com os valores estabelecidos na Portaria 046/78, do DNAEE. Adicionalmente, faz-se uma análise individualizada, para verificação da qualidade do atendimento aos consumidores especiais.

O carregamento dos condutores é um fator que determina o esgotamento da capacidade da alternativa, sendo, portanto, importante determiná-lo anualmente. Os níveis de carregamento são estabelecidos em função das condições operativas dos alimentadores, em condição normal e de emergência.

No decorrer do capítulo foram descritos os diversos tipos de sistemas de distribuição existentes, aéreos e subterrâneos, em termos de suas características estruturais e de funcionamento.

Na escolha e aplicação de um ou outro tipo de estrutura, existem dois fatores intimamente relacionados, que devem influir diretamente: a confiabilidade requerida e o custo total envolvido.

Será apresentado, a seguir, um resumo dos principais tipos de sistemas de distribuição utilizados no Brasil, em função das suas características de confiabilidade e custo, dentre os quais sempre se pode escolher algum deles como alternativa para atendimento das metas de qualidade e continuidade de serviços.

a) Sistema Radial Simples

Empregados na distribuição aérea e subterrânea, os sistemas radiais simples são geralmente utilizados em áreas de baixa densidade de carga, principalmente rurais, nas quais os circuitos tomam normalmente direções distintas, face às próprias características de distribuição da carga, tornando geralmente antieconômico o estabelecimento de pontos de interligação.

Entre os vários tipos existentes é o que apresenta o menor grau de confiabilidade, dado que uma interrupção em qualquer ponto do circuito primário causará a interrupção de todos os consumidores a ele ligados (Figura 2.9).

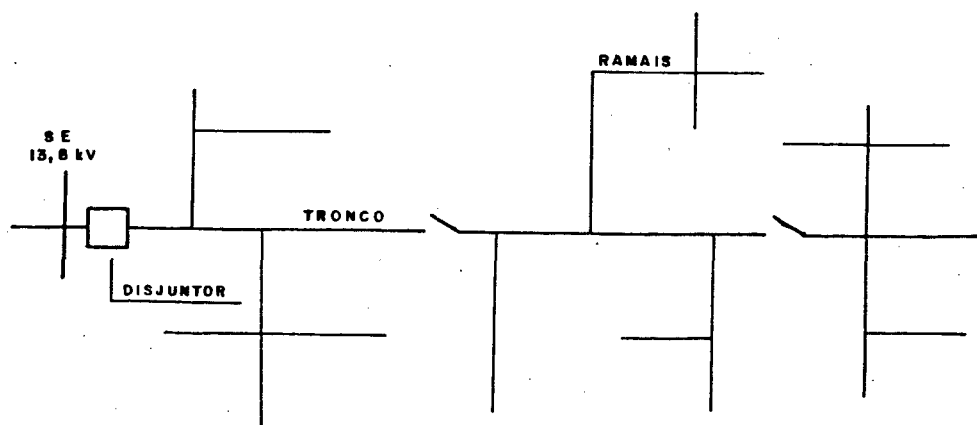


FIG. 2.9 - Primário Aéreo Radial Simples

O sistema radial aplica-se na alimentação de sistemas secundários, radiais (Figura 2.10) ou reticulados (Figura 2.7).

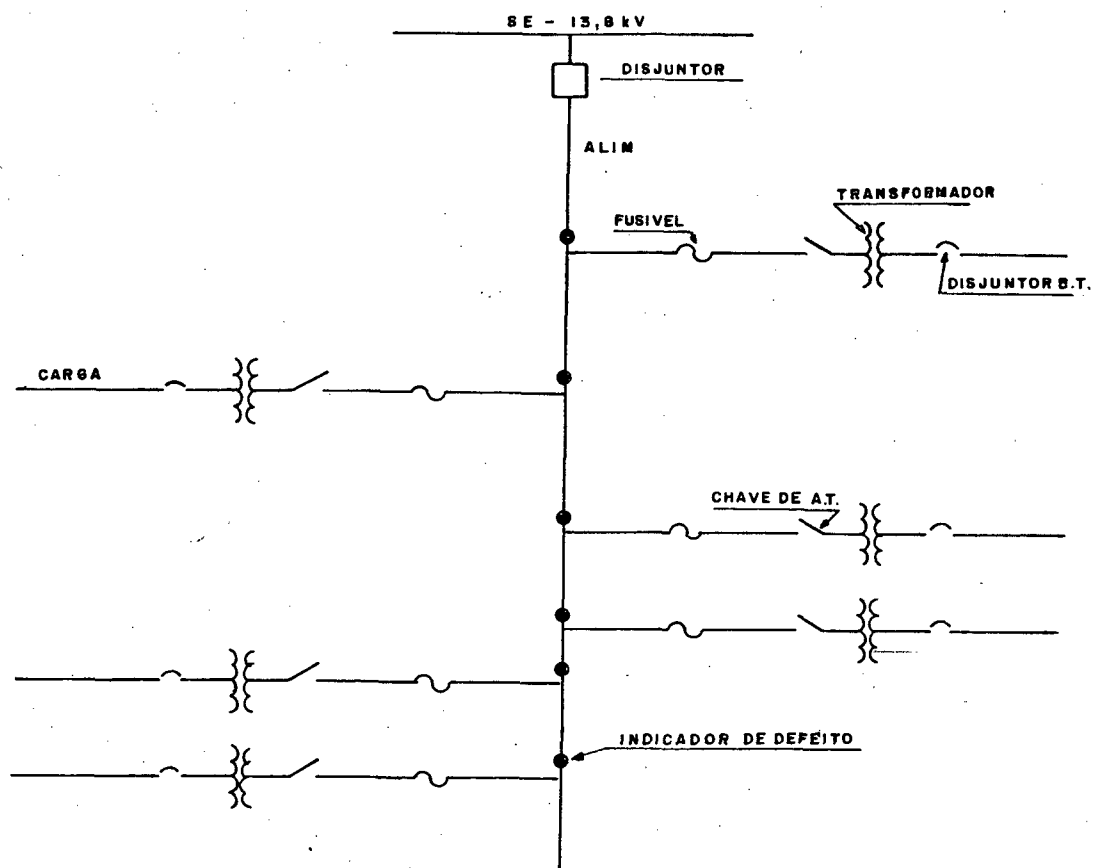


FIG. 2.10 - Subterrâneo com Primário Radial

b) Sistema Radial com Recursos

O sistema radial com recursos é um tipo simples e geralmente mais econômico. Pode ser implantado na distribuição primária, aérea e subterrânea, utilizando-se um secundário também radial.

Este tipo de sistema caracteriza-se pelos seguintes aspectos:

- existência de interligação, normalmente aberta, entre alimentadores adjacentes, da mesma ou de subestações di-

ferentes;

- existência de reserva de capacidade em cada circuito, para suprir a carga de outro circuito na eventualidade de defeito, sendo comum a existência de duas ou no máximo quatro interligações, o que é suficiente para manter razoáveis condições de fornecimento.

A Figura 2.11 mostra esse tipo de arranjo.

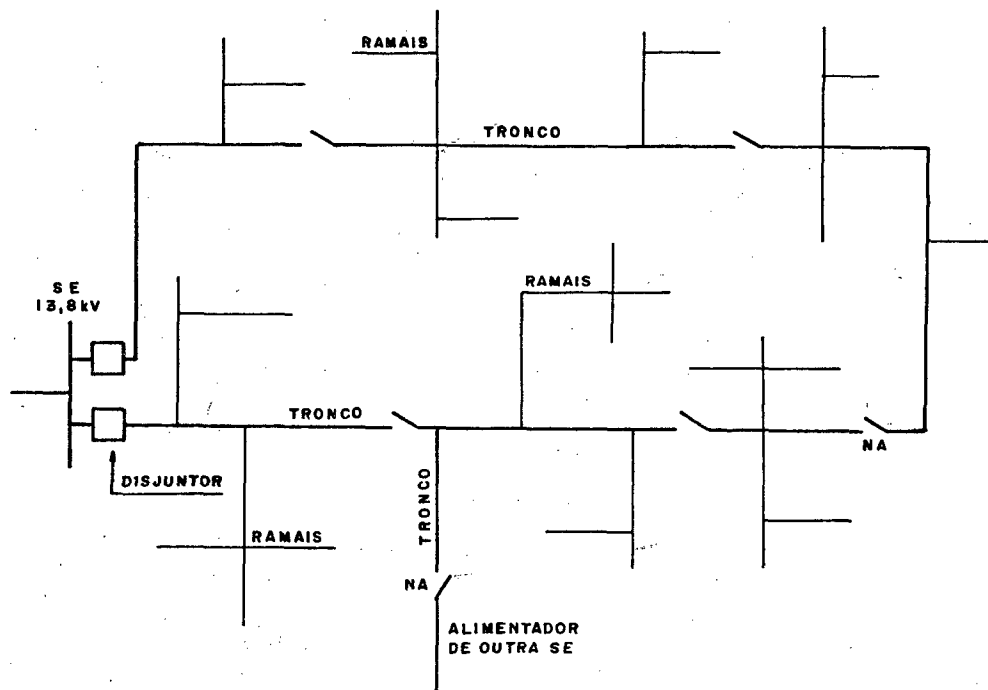


FIG. 2.11 - Primário Aéreo Radial com Recurso

Em relação ao sistema radial simples apresenta melhor grau de confiabilidade, devido à possibilidade de interligação com outros circuitos. Assim, em caso de defeito no circuito primário, os consumidores podem ser socorridos pelos dois circuitos imediatamente vizinhos, através de chaves de interligação, colocadas normalmente a cada quatro quadras.

Este esquema de socorro determina que os circuitos primários em funcionamento normal, só podem ser carregados até dois

terços da sua capacidade máxima, que é, em geral, de 6,0 MVA, em condições normais, e de 9,0 MVA, em condições de emergência.

Este sistema é empregado em áreas urbanas, onde existe grande densidade de carga.

c) Sistema Primário Seletivo

Caracteriza-se pela possibilidade de alimentação alternativa das cargas, que pode ser feita automática ou manualmente (Figura 2.12)

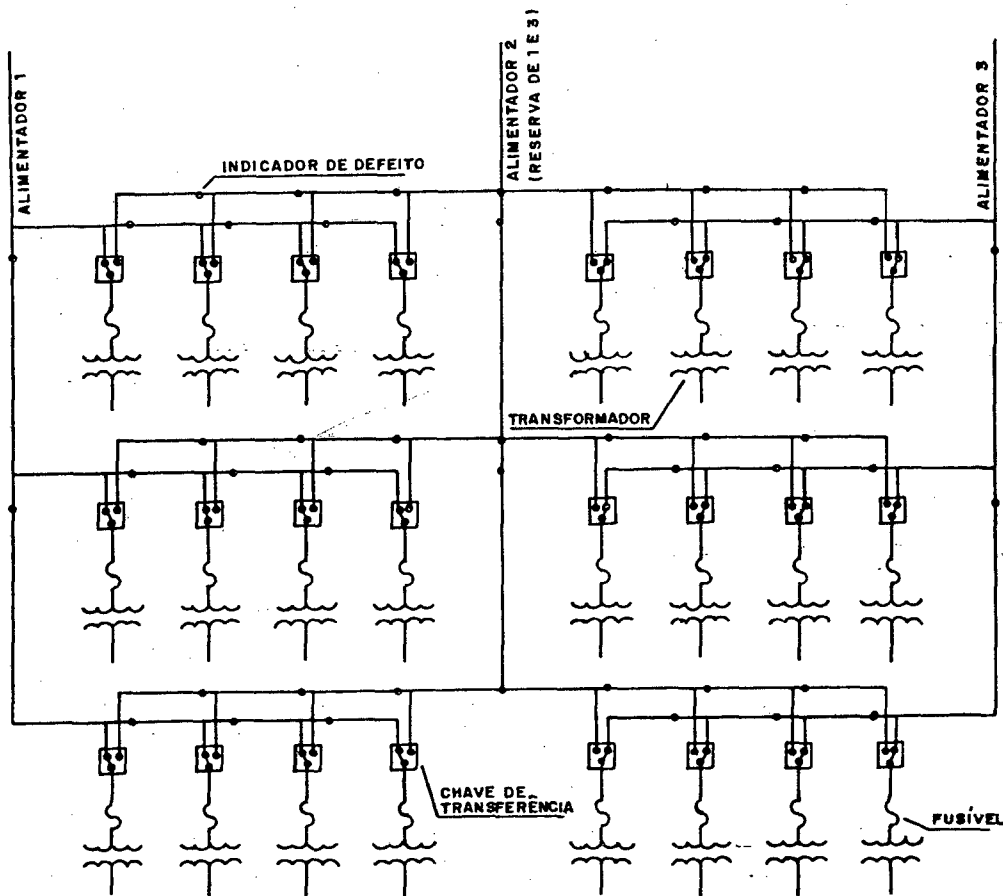


FIG. 2.12 - Subterrâneo com Primário Seletivo

Este sistema consiste de dois circuitos primários radiais, alimentados por uma mesma subestação, ou por subestações diferentes. Cada um dos circuitos radiais atende aproximadamente a metade da carga da área respectiva, mas deve ser dimensionado com capacidade para atender todas as áreas em caso de falha do outro

circuito. A perda de um circuito resulta na interrupção do fornecimento, até que a carga normalmente suprida por ele seja transferida, manual ou automaticamente, para o outro.

O sistema primário seletivo é mais caro que o radial, mas em compensação reduz substancialmente a duração das interrupções, melhorando sua confiabilidade.

Em relação ao sistema com secundário reticulado, oferece menor grau de confiabilidade, no entanto, apresenta custo inicial mais reduzido, pois o secundário deverá ser radial.

O primário seletivo é empregado em áreas de grande concentração de carga e densidade populacional, e é utilizado geralmente na distribuição subterrânea.

d) Sistema Reticulado

Um sistema secundário reticulado consiste, essencialmente, no seguinte:

- Circuitos primários

Dois ou mais circuitos primários radiais, partindo de uma mesma subestação, alimentam os transformadores de distribuição, ligados alternadamente, para evitar a interrupção de dois transformadores adjacentes, no caso de desligamento de um dos primários;

- Transformadores

São os normais para distribuição, porém equipados com um "protetor" (disjuntor de corrente inversa) no lado secundário. Este "protetor" é um interruptor automático, cuja finalidade principal é evitar a alimentação do transformador pelo lado secundário.

- Rede Secundária

Os secundários dos transformadores, através dos protetores, alimentam em diversos pontos, uma rede de cabos que se interligam, formando o reticulado propriamente dito. Desta rede partem as ligações dos consumidores.

Neste sistema, Figura 2.7, o desligamento de um circuito primário ou de um ou mais transformadores não provoca a interrupção do fornecimento, pois, continua sendo feito pela rede secundária, alimentada pelos circuitos primários e transformadores remanescentes. No entanto, estes sistemas só podem ser utilizados em contingências se, no dimensionamento dos transformadores e condutores houver previsão de reserva.

Este sistema é, de todos, o mais caro; no entanto o secundário reticulado oferece o maior grau de confiabilidade, devido às facilidades de alimentação alternativa do secundário, o que diminui sensivelmente os índices de frequência e duração de interrupções da rede.

O sistema secundário reticulado é empregado principalmente em áreas com alta densidade de carga, em instalações subterrâneas, onde a regulação de tensão, flexibilidade e continuidade de serviço são de grande importância.

e) Sistema Primário em Anel Aberto

No sistema em anel aberto, Figura 2.13, cada alimentador tem sua própria área de atendimento, devendo, entretanto, ser dimensionado para assumir toda a carga do anel. Este sistema, oferece um grau de confiabilidade razoável, consequência da existência de indicadores de defeito para abreviar o restabelecimento do serviço, quando da ocorrência de falhas.

Este sistema é empregado em instalações subterrâneas e seu custo é bem menor do que o secundário reticulado, visto que possui secundários radiais.

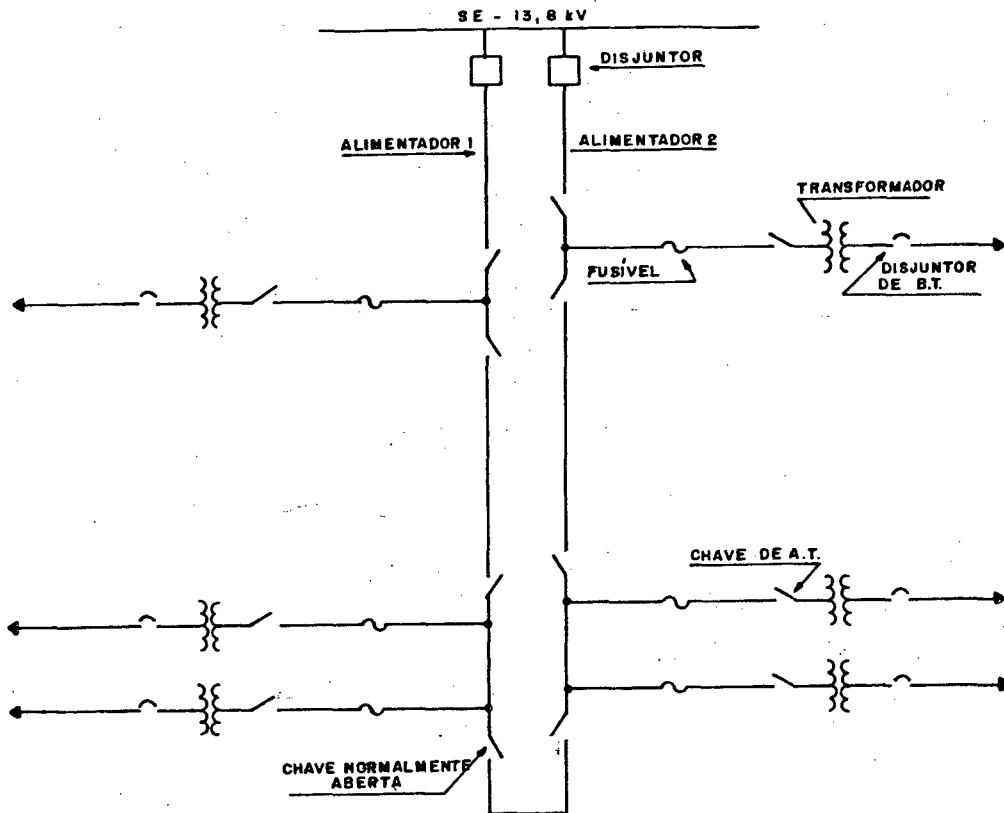


FIG. 2.13- Subterrâneo com o Primário em Anel Aberto

Observa-se assim, pela descrição acima, que, mudanças na configuração do sistema podem implicar em resultados consideráveis quanto à melhoria da confiabilidade do mesmo.

É necessário, então, de acordo com as características intrínsecas da carga¹⁷, que exige uma qualidade de fornecimento compatível, que se realizem estudos detalhados de planejamento, quanto à implantação de um novo sistema, quando são detectadas as primeiras dificuldades de atendimento, ocasionadas por interrupções frequentes e demoradas, e já existem índices notórios da inviabilidade do atual sistema.

O resultado da atividade de planejamento é uma solução de compromisso entre o custo do investimento e a confiabilidade requerida, de modo que o novo sistema mantenha a continuidade e qualidade do serviço prestado aos consumidores e possa ser tecnicamente viável.

CAPÍTULO III

ÍNDICES DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.

3.1. Introdução

No Brasil existe uma preocupação bastante grande da parte do DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, no sentido de patrocinar o controle de qualidade dos serviços de energia elétrica¹⁹. Para tanto, existem portarias governamentais que estabelecem as obrigações das concessionárias de energia elétrica com relação à avaliação do desempenho de seus sistemas, através de medidas de confiabilidade e fixação de valores-limite a serem observados e periodicidade das avaliações¹⁹.

Observa-se que, em termos de medidas de confiabilidade, pode-se especificar que um determinado alimentador de um sistema de distribuição falhe no máximo três vezes por ano, e que este número é um dado importante. No entanto, quando se deseja avaliar o desempenho do sistema com relação aos seus usuários, ou às potências instaladas, pode-se fazer perguntas tais como: qual o tempo que, em média, cada consumidor do sistema ficou desenergizado? E a potência desligada? Qual o número médio de interrupções por consu-

midor? etc.

Evidentemente que as respostas a essas questões são mais representativas para "medir" e diagnosticar o desempenho dos mesmos, para acompanhar as suas evoluções com o tempo, para fornecer dados que permitam a definição de metas a serem alcançadas, pois falam especificamente do objetivo final, que são os consumidores ou as potências instaladas.

Atualmente, as medidas que permitem fazer o diagnóstico e adotar políticas de manutenção, de planejamento, de operação, etc., no sentido de controlar a qualidade e dar continuidade ao fornecimento de energia elétrica aos usuários são definidas à luz da teoria da confiabilidade.

3.2. Conceitos Básicos de Confiabilidade

A seguir são apresentados conceitos aplicados no desenvolvimento dos estudos de confiabilidade, sendo amplamente discutidos na bibliografia disponível^{19, 20, 21, 23}.

Para uma variável aleatória contínua X , a probabilidade de que seu valor seja menor ou igual a um valor estabelecido x , é dada pelo valor de sua FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO ACUMULADA, $F(x)$, de tal maneira que:

$$0 \leq F(x) \leq 1 \quad (3.1)$$

A FUNÇÃO DENSIDADE DE PROBABILIDADE, $f(x)$, é definida como sendo

$$f(x) = \frac{d F(x)}{dx} \quad (3.2)$$

Quando se representa tempo, que assume valores no intervalo de zero a infinito, então:

$$\int_0^t f(t)dt = F(t) = P[T \leq t] \quad (3.3)$$

e

$$\int_0^{\infty} f(t)dt = 1 \quad (3.4)$$

sendo

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} \quad (3.5)$$

Normalmente, costuma-se definir as medidas de confiabilidade a partir da função de distribuição acumulada $F(t)$ e da função densidade de probabilidade, $f(t)$.

Para cada uma das medidas de confiabilidade existe um "valor verdadeiro"¹⁹ que aparece a partir da hipótese de que é possível descrevê-las realisticamente por meio de modelos matemáticos pertinentes.

Esses valores são característicos de cada modelo, sendo difícil obtê-los por observações. No entanto, quando as medidas são obtidas a partir da amostra completa (população), levando-se em conta a parte relevante da vida histórica dos itens (as origens das vidas não ocorrem necessariamente no mesmo instante), os valores muitas vezes são chamados populacionais.

Geralmente, é impraticável, ou mesmo impossível, observar-se a população completa de forma a se obter os valores populacionais e, por este motivo, fazem-se estimativas do valor verdadeiro de cada medida de confiabilidade a partir de observações realizadas em amostras da população.

1) Índice de Confiabilidade ou, simplesmente, Confiabilidade

É a probabilidade P de um componente sobreviver por um tempo t , ou seja, que sua vida T exceda de um valor estipulado t , e é dada por:

$$C(t) = P[T > t] \quad (3.6)$$

que relacionada com as Equações (3.3) e (3.4), origina:

$$C(t) = 1 - F(t) \quad (3.7)$$

ou

$$C(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \quad (3.8)$$

Em termos de valores populacionais:

$$C(t) = \frac{N(t)}{N(0)} \quad (3.9)$$

onde $N(0)$ é o número de itens na população completa ao tempo zero e $N(t)$ é o número de itens sobreviventes ao tempo t .

2) Taxa de Falhas

O valor verdadeiro¹⁹ da taxa de falhas, $\bar{\lambda}(t_1, t_2)$, para um período de tempo de t_1 a t_2 , é a probabilidade condicionada, no instante t_1 , de um componente falhar no intervalo de tempo $\Delta t = t_2 - t_1$, dado que ele sobreviveu por um tempo t_1 , dividida por Δt . Assim:

$$\bar{\lambda}(t_1, t_2) = \frac{P[t_1 < T \leq t_2 \mid T > t_1]}{t_2 - t_1} \quad (3.10)$$

Quando Δt tende a zero, temos o valor verdadeiro da taxa de falhas instantânea, $\lambda(t)$:

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \bar{\lambda}(t_1, t_2) \quad (3.11)$$

ou

$$\begin{aligned}
\lambda(t) &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P[t < T \leq t + \Delta t \mid T > t] = \\
&= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \frac{P[(t < T \leq t + \Delta t) \cap (T > t)]}{P(T > t)} \\
&= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \frac{P[t < T \leq t + \Delta t]}{C(t)} \\
&= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{C(t)} \left(\frac{C(t) - C(t + \Delta t)}{\Delta t} \right)
\end{aligned}$$

e, finalmente:

$$\lambda(t) = \frac{1}{C(t)} \left(\frac{-dC(t)}{dt} \right) = \frac{-dC(t)}{C(t)dt} \quad (3.12)$$

Das Equações (3.5) e (3.7), resulta:

$$f(t) = \frac{-dC(t)}{dt} \quad (3.13)$$

e, conseqüentemente,

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{C(t)} \quad (3.14)$$

Em termos de valores populacionais¹⁹, o valor verdadeiro da taxa de falhas (também chamado taxa de falha média) é:

$$\lambda(t_1, t_2) = \frac{N(t_1) - N(t_2)}{\Delta t \cdot N(t_1)} \quad (3.15)$$

Como $N(t_1) - N(t_2)$ é o número de falhas, pode-se dizer que o valor verdadeiro da taxa de falhas é a razão do número de falhas, por unidade de tempo do intervalo, referida do número de

itens no início do intervalo.

3) Tempo Médio entre Falhas e do Tempo Médio até Falha

Por tempo médio entre falhas²⁰ (MTBF: "mean time between failures") entende-se o tempo médio de funcionamento de um dispositivo reparável, entre duas falhas consecutivas. Por tempo médio para a falha (MTTF: "mean time to failure") entende-se o valor médio dos tempos de funcionamento. O tempo médio entre falhas é igual ao tempo médio para a falha mais o tempo médio de reparo.

Do teste de vida feito em uma população de N elementos com tempos de falhas $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$, define-se o tempo médio para a falha:

$$MTTF = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n t_i \quad (3.16)$$

O valor verdadeiro¹⁹ do tempo médio para a falha é o valor esperado (esperança matemática) do tempo decorrido para a falha. Assim, temos:

$$MTTF = E(t) = \int_0^{\infty} t f(t) dt$$

Desde que se aceite a consideração de que a taxa de falha dos componentes de sistemas elétricos é constante, a probabilidade de falha no "próximo" instante será sempre a mesma durante todo o período de operação do componente, isto é, este poderá sempre ser considerado novo e seu passado esquecido. A probabilidade de um componente sobreviver durante um período t pode ser expressa então em função da distribuição exponencial:

$$C(t) = e^{-\lambda t}$$

Se a função densidade de falha:

$$f(t) = \frac{-dC(t)}{dt}$$

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$$

Então:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t \cdot \lambda e^{-\lambda t} dt$$

Integrando-se por partes obtém-se:

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (3.17)$$

4) Vida Média

O valor verdadeiro da vida média¹⁹, Tm_L , é o valor esperado, $E(T)$, da vida de um componente, ou seja:

$$Tm_L = E(T)$$

Logo, para a variável contínua tempo de vida,

$$Tm_L = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) dt$$

Sabe-se que: $f(t) = \frac{-dC(t)}{dt}$, assim:

$$Tm_L = - \int_0^{\infty} t \cdot \frac{dC(t)}{dt} dt \quad \text{e integrando-se por partes}$$

tem-se:

$$t = u; \quad \frac{dC(t)}{dt} dt = dv$$

e, como $\int u dv = uv - \int v du$

$$\text{tem-se} \quad - \int_0^{\infty} t \frac{dC(t)}{dt} dt = - [t \cdot C(t)]_0^{\infty} + \int_0^{\infty} C(t) dt$$

Como

$$- [tC(t)]_0^{\infty} = 0$$

conclui-se, finalmente, que

$$T_{m_L} = \int_0^{\infty} C(t) dt \quad (3.18)$$

3.3. Interrupções em Sistemas Elétricos¹⁹

Na análise da confiabilidade de um ponto de carga ou do sistema como um todo, considera-se como falha qualquer estado do sistema que leva a interrupção total ou parcial do suprimento de energia.

A falha de um ou mais componentes, simultaneamente, ocasionará interrupção total se todos os caminhos que interligam as fontes ao ponto de carga em questão forem interrompidos.

No segundo caso, as contingências, embora não causem a interrupção de todos os caminhos que interligam as fontes ao ponto de carga, acarretam tensões fora dos níveis aceitáveis ou sobrecargas em linhas ou transformadores.

Os componentes podem se encontrar em diversos estados. Entre estes pode-se citar:

- 1) Operativo
- 2) Reserva
- 3) Manutenção Preventiva
- 4) Saída Forçada - requer reparo e a duração da falha será

o tempo de reparo, de substituição por um componente reserva ou o tempo de chaveamento para desligamento do componente em falha e suprimento via um caminho alternativo que opere normalmente aberto, quando disponível.

A saída forçada pode ser do tipo:

a) Temporária

É associada a religamentos automáticos ou não. Sua reposição não exige a atuação de equipes de manutenção e sua duração tem limite superior fixado em, por exemplo, três minutos.

b) Permanente

Possui duração superior ao limite da saída temporário e exige atuação da equipe de manutenção para efetuar os reparos.

c) Saídas por Violação de Qualidade de Serviço

São as decorrentes de contingências que provocam sobrecarga ou violam limites de tensão em componentes operacionais.

As interrupções ocasionam perdas de serviço para um ou mais consumidores e são o resultado de uma ou mais saídas de com-

ponentes, dependendo da configuração do sistema.

A cada ocorrência no sistema de distribuição, deve-se procurar identificar a circunstância ou o mecanismo que provocou o mau funcionamento do componente, para definir os procedimentos que venham minimizar sua reincidência. Com essa análise, as Empresas podem identificar o órgão de sua estrutura que será acionado ou quais as atividades a serem desenvolvidas para que o desempenho do sistema atinja um nível preestabelecido.

Muito importante ainda é o relacionamento das interrupções com a duração das mesmas, com o nível de tensão do componente que falhou ou foi deliberadamente colocado fora de serviço e com as condições climáticas no momento da interrupção.

Esses dados ajudarão na análise do desempenho e poderão indicar ainda as épocas do ano em que a continuidade dos serviço é mais crítica.

3.3.1. Classificação das Interrupções em Sistemas de Distribuição¹⁹

A classificação que se segue é bastante comum no Brasil e será apresentada de forma resumida, podendo-se encontrar na referência 19 uma explanação mais detalhada.

1) Interrupções Consideradas

São todas aquelas resultantes de saídas de um ou mais componentes que afetam os consumidores alimentados pelo sistema que se analisa, qualquer que seja a origem delas. Excetua-se os seguintes casos:

- a) os desligamentos dos consumidores, ocasionados por seus próprios dispositivos de proteção e controle, mesmo devido às condições transitórias do sistema;
- b) os desligamentos dos consumidores, por falha em sua própria rede, exceto as que provocarem interrupções em parte do Sistema da Empresa e, portanto, em outros consumidores.

2) Segundo a Duração

- a) Momentâneas - tempo limite pré-estabelecido, por exemplo, 3 minutos.
- b) Sustentadas - valores superiores ao tempo limite acima.

3) Segundo a Origem

- a) Externa ao Sistema - resulta de uma saída de componente não pertencente ao sistema considerado;
- b) Interna ao Sistema - resulta de uma saída de componente pertencente ao sistema considerado.

4) Segundo a Causa

- a) Programada - resulta da retirada deliberada de serviço de um componente, por um tempo predeterminado, para fins de construção, ampliação ou manutenção da instalação.
- b) Não Programada - toda aquela que não se enquadra na programada (causada por uma saída forçada). Em geral, cada concessionária pode classificá-la em vários itens, de acordo com os acontecimentos mais frequentes do sistema que ocasionam uma saída forçada.

5) Segundo a Tensão

- a) Secundária: 115V, 127V, 220V, 230V e 380V.
- b) Primária: 13.800V; 34.500V.

c) Subtransmissão: igual ou maior que 34.500V.

6) Condições Climáticas

- a) Tempo adverso - sempre se caracteriza forte concentração de saídas forçadas, geralmente devido a condições climáticas desfavoráveis.
- b) Tempo normal - são as condições climáticas não definidas como adversas.

3.4. Índices de Confiabilidade^{19, 22, 24, 26}

3.4.1. Introdução

A quantificação do desempenho dos sistemas de distribuição pode ser feita através de índices de confiabilidade, que nada mais são do que medidas de confiabilidade ponderadas em relação aos consumidores ou às potências instaladas.

O DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica estabeleceu, através das Portarias nº 046 e nº 047 de 17/04/78, disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelas concessionárias no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores, bem como estabelecer sistemática de controle de tensão de forma preventiva.

Após a emissão das Portarias DNAEE nºs 046 e 047 ficaram definidos parâmetros balizadores da qualidade de fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

3.4.2. Índices de Continuidade de Serviço por Conjunto²⁴

A elaboração da portaria DNAEE nº 046 de 17 de abril de 1978 teve como principal objetivo estabelecer uma conceituação adequada de qualidade de serviço, bem como subsidiar o planejamento das concessionárias de serviços públicos de eletricidade, definindo valores máximos no tocante a quantidade e duração de interrupções de fornecimento de energia elétrica.

Definiram-se então os seguintes índices:

- a) "Índice de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor" (DEC) - que exprime o espaço de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado de fornecimento de energia elétrica, no período considerado.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \cdot t(i)}{Cs} \quad (3.19)$$

onde:

DEC - duração (em horas) equivalentes de interrupção por consumidor no período considerado;

n - número de interrupções;

Ca(i) - número de consumidores, do conjunto considerado, atingidos nas interrupções (i);

t(i) - tempo de duração das interrupções (i), em horas;

Cs - número total de consumidores do conjunto considerado.

O DEC caracteriza-se por um índice de indisponibilidade.

- b) "Índice de Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor (FEC) - que exprime o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período considerado.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (3.20)$$

onde:

FEC - frequência equivalente de interrupção por consumidor no período considerado.

Outros índices foram definidos com base na potência total instalada, conforme mostrado a seguir:

- Duração e Frequência Equivalente por Potência Instalada²⁴

Nas fórmulas citadas anteriormente, pode ser utilizado o critério de correlação entre o número total de consumidores do conjunto considerado (Cs) e a quantidade total de potência instalada no mesmo (Ps), isto é:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i) \cdot t(i)}{Ps} \quad (3.21) \quad e$$

$$F = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i)}{Ps} \quad (3.22)$$

onde:

D - duração (em horas) equivalente de interrupção por potência instalada no período considerado;

F - frequência equivalente de interrupção por potência instalada no período considerada;

Pa(i) - quantidade de potência instalada, do conjunto considerado, atingida na interrupção (i), em KVA ou MVA;

Ps - potência total instalada do conjunto considerado em KVA ou MVA.

Através das expressões que definem os índices DEC e FEC, pode-se concluir que a duração média de interrupção por consumi-

dur (d), em horas, pode ser obtida pela expressão:

$$d = \frac{DEC}{FEC} \quad \text{ou} \quad d = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^n Ca(i)} \quad (3.23)$$

Analogamente, a duração média de interrupção por potência instalada (dp), em horas, pode ser obtida pela relação entre as expressões que definem os índices D e F:

$$dp = \frac{D}{F} \quad \text{ou} \quad dp = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^n Pa(i)} \quad (3.24)$$

3.4.3. Índices de Continuidade de Suprimento²⁴

A portaria nº 031, do DNAEE, de 11/04/80, define um método uniforme para apuração dos índices de continuidade de suprimento dos sistemas elétricos, estabelecendo os seguintes índices:

- a) "Duração Equivalente de Interrupção em Suprimento" (DEKS), que exprime o espaço de tempo que, em média, cada suprido ou ponto de interligação considerado ficou privado de suprimento de energia elétrica, no período considerado.

$$DEKS = \frac{\sum_{i=1}^n POT(i) \cdot t(i)}{POT(s)} \quad (3.25)$$

onde:

n - número de interrupções;

POT(i) - potência interrompida do suprido ou ponto de interligação, atingido na interrupção (i);

$t(i)$ - tempo de duração da interrupção (i), em horas;

$POT(s)$ - potência máxima registrada no período de apuração, referente ao suprido ou ponto de interligação.

b) "Frequência Equivalente de Interrupção em Suprimento" (FEKS) - que exprime o número de interrupções que, em média, o suprido ou ponto de interligação considerado sofreu, no período considerado.

$$FEKS = \frac{\sum_{i=1}^n POT(i)}{POT(s)} \quad (3.26)$$

A duração média de interrupção (dk) em horas é obtida através da seguinte relação:

$$dk = \frac{DEKS}{FEKS} \quad dk = \frac{\sum_{i=1}^n POT(i) \cdot t(i)}{\sum_{i=1}^n POT(i)} \quad (3.27)$$

Quando o DEKS e FEKS for relativo à concessionária ou ao ponto de entrega, serão denominados DEKSC, FEKSC e DEKSP, FEKSP, respectivamente.

Comparando-se as metodologias de cálculo das portarias do DNAEE, nº 046 e nº 031, observa-se que, para um mesmo sistema analisado, geralmente obtêm-se valores do DEKS e FEKS diferentes dos encontrados para os de DEC e FEC.

Tal divergência deve-se ao fato de que o valor de P_s (potência total instalada do conjunto considerado) geralmente é diferente do valor de $POT(s)$ (potência máxima registrada no período) e os valores de $P_a(i)$ (quantidade de potência instalada atingida na interrupção i) são diferentes dos valores de $POT(i)$ (potência interrompida do suprido ou ponto de interligação atingido na interrupção i)²⁴.

3.4.4. Aplicação da Taxa de Falha (λ) e do Tempo Médio de Restabelecimento (r), dos Componentes, no Cálculo do DEC e FEC de Sistemas Radiais

No cálculo da confiabilidade esperada, em primeiro lugar, analisam-se os recursos operativos, a partir das configurações alternativas, estabelecendo-se um fluxograma operativo que contém os procedimentos e os respectivos tempos gastos em cada etapa do mesmo. Em segundo lugar, verificam-se os dados individuais dos componentes, relativos às taxas de falhas (λ) e tempo médio de restabelecimento (r) obtidos através de um sistema apropriado de coleta de dados. Estes parâmetros constituem importantes indicadores do desempenho do sistema atual, e permitem a determinação dos valores da confiabilidade esperada.

De posse do fluxograma de operação e dos valores de λ e r , estimados para cada alternativa, calculam-se os índices de confiabilidade esperada (DEC - duração equivalente de interrupção por consumidor e FEC - frequência equivalente de interrupção por consumidor), e analisam-se as condições de atendimento ao conjunto de consumidores e, em particular aos especiais, cuja dependência da energia elétrica requer maiores recursos operativos.

a) Cálculo do DEC

Pode-se empregar a seguinte expressão:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot n_j \cdot r_j \cdot Ca_j}{C_s} \quad (\text{horas/consumidor/ano}) \quad (3.28)$$

onde:

λ_j = taxa de falha do componente j , em falhas/unidade/ano ou falhas/km/ano;

n_j = quantidade de componentes tipo j existentes no sistema, em unidades, ou km, no caso de alimentadores;

r_j = tempo médio de restabelecimento do componente j , em horas;

Ca_j = número de consumidores atingidos na interrupção causada por falhas no componente j ;

C_s = número total de consumidores atendidos pelo sistema em análise;

m = número de diferentes tipos de componentes que serão considerados na análise.

b) Cálculo do FEC

Utiliza-se a seguinte expressão:

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot n_j \cdot Ca_j}{C_s} \quad (\text{interrupções/ano}) \quad (3.29)$$

O significado de cada termo desta equação é o mesmo visto em (3.28).

c) Adaptação Prática

Nos casos em que não se dispõe do número de consumidores atingidos numa interrupção causada por falha em um componente j , pode-se calcular os valores de DEC e FEC em função da potência atingida em cada interrupção, que coincide com os resultados obtidos das expressões (3.28) e (3.29) desde que se tenha na área atendida pelo sistema em estudo uma densidade de carga uniforme. Isto é válido, pois, em qualquer interrupção causada por um componente j , seria verificada a relação:

$$\frac{MVA_j}{Ca_j} = \frac{MVA \text{ total}}{C_s} \quad (3.30)$$

onde:

MVA_j = potência interrompida devido à interrupção causada por falha no componente j , em MVA;

$MVA \text{ total}$ = carga total atendida pelo sistema analisado em MVA.

A expressão (3.28) tornar-se-ia:

$$DEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot n_j \cdot r_j \cdot MVA_j}{MVA \text{ total}} \quad (\text{horas/MVA/ano ou horas/consumidor/ano}) \quad (3.31)$$

E a expressão (3.29) teria a seguinte forma:

$$FEC = \frac{\sum_{j=1}^m \lambda_j \cdot n_j \cdot MVA_j}{MVA \text{ total}} \quad (\text{interrupções/MVA/ano ou interrupções/consumidor/ano}) \quad (3.32)$$

Os significados dos termos das expressões (3.31) e (3.32) já foram vistos anteriormente.

Caso a densidade de carga na área atendida pelo sistema em questão não seja uniforme, ainda poderá ser utilizado o cálculo do DEC e do FEC relativos à potência interrompida, desde que se efetue posteriormente a devida conversão para valores relativos a consumidores, procurando-se, para cada setor atingido por uma interrupção, uma relação própria de MVA/consumidor.

3.4.5. Elementos Necessários para o Cálculo dos Índices de Confiabilidade dos Sistemas de Distribuição em Geral

Para o cálculo dos índices apresentados anteriormente, é necessário o conhecimento de vários dados do sistema e dos componentes.

Com projeções do mercado, estudos de planejamento do sistema e estudos de simulação do mesmo em condição normal ou de contingência, é possível se obter o número de consumidores do conjunto considerado, dos consumidores atingidos nas interrupções, bem como da potência total instalada e da potência atingida nas interrupções.

Além dos elementos acima citados, são necessário para o cálculo de quaisquer índices de confiabilidade do sistema de distribuição, tais como DEC, FEC, DEKS, FEKS, anteriormente apresentados, a frequência e a duração média das falhas de serviço dos componentes. Por sua vez a frequência e a duração média das falhas do sistema são obtidas a partir da análise de confiabilidade do sistema de distribuição, que se apoia nas estatísticas de desempenho dos componentes e na análise de desempenho do sistema frente a falhas de componentes.

3.5. Métodos de Cálculo de Confiabilidade de Sistemas Elétricos

As primeiras publicações relativas à obtenção de índices de confiabilidade da transmissão datam de meados da década de 60, com os trabalhos pioneiros de Gaver, Patton e outros^{2, 3}.

De um modo geral²¹, todos os métodos e processos sugeridos naqueles trabalhos e nos subsequentes (vide Capítulo I) enquadram-se em dois grandes blocos:

métodos de simulação e métodos analíticos.

Os métodos de simulação (Monte-Carlo) procuram simular a operação do sistema, mediante geração aleatória de eventos, a partir de funções de distribuição conhecidas. Necessitam de elevado tempo de computação para que se chegue a resultados confiáveis e são inadequados para cálculos manuais, mesmo para redes ou sistemas de pequeno porte.

Os métodos analíticos, por sua vez, dividem-se em métodos de rede e métodos de espaço de estado.

Os primeiros baseiam-se na solução de diagrama de blocos onde estes indicam os eventos de falha de componentes e uma interrupção no diagrama indica falha no sistema; não são adequados para levar em conta as dependências entre eventos.

Já os métodos de espaço de estado permitem calcular as probabilidades de ocupação dos diversos estados porque passa o sistema em estudo, ao longo do tempo. Permite modelar adequadamente as dependências entre eventos. Entre os métodos de espaço, convém mencionar três deles: Markov, decomposição de estados e processos de renovação independente.

As metodologias de cálculo da confiabilidade apresentadas nos próximos capítulos, se baseiam em métodos analíticos, cujos conceitos e princípios básicos são apresentados com detalhes na referência 23.

CAPÍTULO IV

CÁLCULO DA CONFIABILIDADE ESPERADA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - MÉTODOS MANUAIS

4.1. Introdução

Neste capítulo descrevem-se duas metodologias de cálculo manual da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia.

No Brasil, o Comitê de Distribuição - CODI - propõe uma metodologia¹⁷ que se baseia na teoria do método de redes. Devido às limitações do próprio método, que reduzem a aplicabilidade da metodologia proposta pelo CODI, têm sido propostas na literatura outras metodologias com base no método de espaço de estado, que permitem superar as limitações do método de redes.

Com base na análise da literatura disponível, apresentada no item 1.2, introduz-se aqui a metodologia desenvolvida por Koval & Billinton¹³, considerada bastante adequada, por ter sido desenvolvida especificamente para sistemas de distribuição.

Ambas as metodologias podem ser implementadas manualmente, sem recurso do computador, o que facilita sua implantação em pequenas empresas de distribuição, que não dispõem de recursos computacionais sofisticados.

Além disso, permitem uma transição mais suave entre os métodos atuais de avaliação dos índices de desempenho com base no histórico, utilizado em grande parte das concessionárias e os métodos mais sofisticados que requerem uso do computador digital.

4.2. Metodologia do CODI

4.2.1. Cálculo da Confiabilidade Esperada

O cálculo da confiabilidade esperada em um sistema é feito a partir do conhecimento prévio de determinados parâmetros de seus componentes individualmente. Tais parâmetros são:

λ - taxa de falhas do componente, em falhas/unidade/ano ou falhas/km/ano;

r - tempo médio de restabelecimento do componente, em horas/falha.

Para cada componente que constitui o sistema analisado (rede de distribuição e equipamentos), verifica-se a Equação (4.1) a seguir:

$$d = \lambda \cdot r \text{ (horas/ano)} \quad (4.1)$$

onde d é a contribuição de cada componente na duração total de interrupção do sistema analisado.

Os dados individuais dos componentes relativos às taxas de falhas (λ) e tempo médio de restabelecimento (r), obtidos através de um sistema apropriado de coleta de dados, constituem importantes indicadores do desempenho do sistema atual, e permitem também a determinação dos valores da confiabilidade esperada. Tais dados devem ser confrontados com as metas de qualidade de serviço previamente fixadas pela concessionária.

Valores incompatíveis com as metas determinam melhoramentos operacionais no sistema, seja através de uma programação mais adequada de manutenções preventivas, seja pela redução das dura-

ção das interrupções, inserindo-se meios mais eficientes de comunicação e locomoção, ou, ainda, elaborando-se estudos de seccionamento e proteção da rede de distribuição e outros recursos no sistema.

As equações usadas no cálculo da confiabilidade dependem do tipo de agrupamento funcional dos componentes.

4.2.2. Tipos de Agrupamentos entre os Componentes do Sistema

Inúmeras são as maneiras pelas quais os vários componentes podem ser combinados para dar origem a um sistema.

Neste capítulo serão analisados os tipos de agrupamentos, encontrados com maior frequência em sistemas de distribuição.

Duas hipóteses fundamentais devem ser ressaltadas:

- os eventos falha e reparo dos equipamentos são independentes;
- as equações apresentadas são válidas tanto para cálculos por tipo de falha individualmente, quanto para cálculos em que se consideram as falhas totais, independentes do tipo de falha. Para isso, deverão ser utilizados os dados adequados a cada situação.

a) Sistema "Série"

Sistema série é aquele onde uma falha em qualquer de seus componentes acarreta o desligamento de todo o sistema, ou, pelo menos, do setor situado a jusante do equipamento que protege o ponto defeituoso, conforme pode ser observado na Figura 4.1.

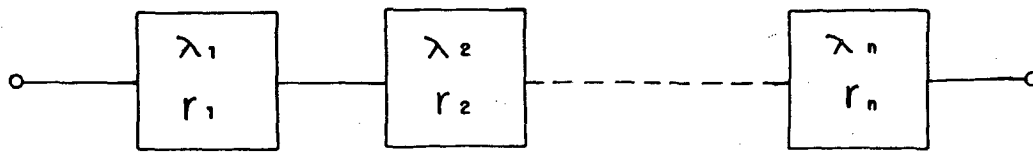


FIG.4.1 - Sistema Série.

Taxa de falhas para o sistema série:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (4.2)$$

λ_i é a taxa de falha individual de cada componente do sistema.

- Duração da interrupção:

$$d_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (4.3)$$

r_i é o tempo médio de restabelecimento individual de cada componente do sistema.

- Tempo médio de restabelecimento:

$$r = \frac{d_s}{\lambda_s} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (4.4)$$

- A indisponibilidade será calculada como:

$$U_s = \frac{d_s}{T} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{T} \quad (4.5)$$

onde T é o período de tempo adotado na análise.

- A disponibilidade será dada por:

$$A_s = 1 - D_s = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{T} \quad (4.6)$$

A equação (4.6) permite concluir que a disponibilidade de um sistema formado por componentes em série é menor (ou igual) que a disponibilidade de qualquer dos integrantes tomados individualmen-

te.

b) Sistema "Paralelo"

Sistema paralelo é aquele onde existem dois (ou mais) componentes em operação, dispostos em paralelo, embora seja necessário apenas um deles para o atendimento da carga. Seja a Figura 4.2 que exemplifica um sistema formado por dois componentes em paralelo.

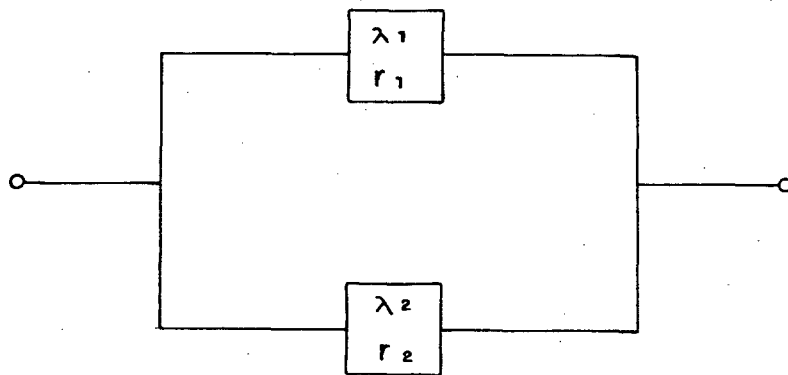


FIG.4.2 - Sistema "Paralelo".

- Taxa de falhas total do sistema paralelo:

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2} \quad (4.7)$$

Partindo-se de dados práticos, pode-se afirmar que $\lambda_1 \cdot r_1$ e $\lambda_2 \cdot r_2$ são muito menores que 1. Então:

$$\lambda_p = \lambda_1 \cdot \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (4.8)$$

- Duração das interrupções:

$$d_p = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2 \quad (4.9)$$

- Tempo médio de restabelecimento:

$$r_p = \frac{d_p}{\lambda_p} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} \quad (4.10)$$

- Indisponibilidade:

$$U_p = \frac{d_p}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2}{T} \quad (4.11)$$

- Disponibilidade:

$$A_p = 1 - D_p = 1 - \frac{\lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2}{T} \quad (4.12)$$

Como já foi dito, os termos $\lambda_1 \cdot r_1$ e $\lambda_2 \cdot r_2$ são, em geral, muito menores que 1, permitindo, portanto, que se conclua, a partir da equação (4.12) que a confiabilidade de um sistema formado por componentes em paralelo seja maior (ou igual) que a confiabilidade de qualquer dos componentes tomados individualmente.

c) Sistema "Seqüencial"

Sistema seqüencial¹⁷ é aquele em que, havendo falha no componente que está em operação, este é isolado para manutenção e substituído pelo que não estava em operação. A Figura 4.3 mostra o esquema de um sistema seqüencial.

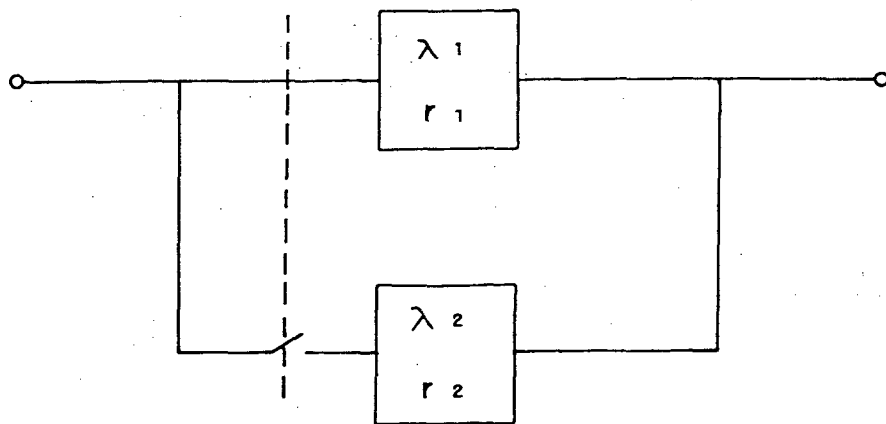


FIG. 4.3- Sistema "Seqüencial."

Deve-se ressaltar que o componente utilizado como substituto do primeiro só fica sujeito a falhas quando entra em operação. Enquanto não estiver em operação, admite-se que o componente não esteja sujeito a falhas. Há dois tipos de sistemas seqüenciais a serem considerados.

- Sistema Seqüencial Automático¹⁷

É aquele em que, havendo uma falha no componente que está em operação, surge a condição para entrada imediata do equipamento substituto, automaticamente, sem causar interrupções sustentadas no suprimento. As pequenas interrupções causadas por falhas, nesse tipo de sistema, normalmente não devem ser consideradas no cômputo, geral dos cálculos, por serem classificadas como interrupções momentâneas.

- Taxa de falhas do sistema seqüencial automático:

$$\lambda_{sqA} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \quad (4.13)$$

- Duração das interrupções:

$$d_{sqA} = \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2 \quad (4.14)$$

- Tempo médio de restabelecimento:

$$r_{sqA} = \frac{d_{sqA}}{\lambda_{sqA}} = r_2 \quad (4.15)$$

- Indisponibilidade:

$$U_{sqA} = \frac{d_{sqA}}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{T} \quad (4.16)$$

- Disponibilidade:

$$A_{sqA} = 1 - D_{sqA} = 1 - \frac{\lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{T} \quad (4.17)$$

- Sistema Seqüencial não-Automático¹⁷

É aquele em que todo o sistema fica afetado quando ocorre falha no componente que está em operação até que se restabeleça, manualmente, a operação através do componente reserva.

- Taxa de falhas do sistema seqüencial não-automático:

$$\lambda_{sqN} = \lambda_1 + \lambda_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_1 \quad (4.18)$$

- Duração das interrupções:

$$d_{sqN} = \lambda_1 \cdot r + \lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2 \quad (4.19)$$

- Tempo médio de restabelecimento:

$$r_{sqN} = \frac{d_{sqN}}{\lambda_{sqN}} = \frac{r + \lambda_2 \cdot r_1 \cdot r_2}{1 + \lambda_2 \cdot r_1} \quad (4.20)$$

- Indisponibilidade:

$$U_{sqN} = \frac{d_{sqN}}{T} = \frac{\lambda_1 \cdot r + \lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2}{T} \quad (4.21)$$

- Disponibilidade:

$$A_{sqN} = 1 - \frac{d_{sqN}}{T} = 1 - \frac{\lambda_1 \cdot r + \lambda_1 \cdot r_1 \cdot \lambda_2 \cdot r_2}{T} \quad (4.22)$$

onde r é o tempo médio necessário para isolar o componente que está em operação, quando em falha, e restabelecer a operação a-

través do componente substituto.

d) Falhas Simultâneas¹⁷

Devido ao fato de existirem inúmeras combinações possíveis para falhas simultâneas entre os componentes do sistema, calcularam-se índices médios (DEC e FEC) tanto para o número destas falhas por ano, quanto para a respectiva duração. A fórmula básica destes cálculos que fornece o tempo médio entre interrupções devido a falhas simultâneas em alimentadores é dada pela seguinte expressão:

$$T_k = \frac{k! (n - k)! n^{k-1}}{(n - 1)! \lambda^k \cdot r^{(k-1)} \left[1 - \frac{\lambda \cdot r}{n} \right]^{n-k}} \quad (4.23)$$

onde:

T_k = número médio de anos entre contingências devido a falhas acidentais simultâneas de k circuitos do sistema;

n = número total de circuitos primários;

k = número de circuitos sujeitos a falhas simultâneas devido a causas acidentais;

λ = número de falhas acidentais por alimentador, por ano;

r = tempo médio de restabelecimento de uma falha acidental, em anos.

Geralmente, são consideradas as falhas que interrompem dois alimentadores simultaneamente, supondo-se que o serviço a todos os consumidores fica completamente restabelecido quando um dos alimentadores é restaurado, o que acontece no caso dos sistemas primário seletivo e reticulado.

Para o sistema primário seletivo não são consideradas, por serem muito improváveis, falhas simultâneas entre chaves e transformadores. Finalmente, a aplicação da fórmula apresentada

implica na consideração da hipótese de que as falhas simultâneas começam ao mesmo tempo.

4.2.3. Aplicabilidade da Metodologia do CODI

Conforme proposta, a metodologia do CODI se aplica preferencialmente a sistemas radiais. Para sistemas com outro tipo de configuração, a não ser nos casos explicitados: seqüencial automático, não automático paralelo são necessárias hipóteses simplificadoras para viabilizar sua aplicação.

A consideração de recursos no sistema pode ser feita de maneira indireta, através do fornecimento de dados de entrada que reflitam as ações de chaveamento.

4.2.4. Exemplo de Aplicação¹⁷

A seguir é apresentado um exemplo de cálculo da confiabilidade esperada, utilizando-se os conceitos já expostos. A teoria apresentada no item 4.2.2 permite este cálculo para qualquer tipo de sistema, através de seu circuito equivalente. Como os sistemas radiais são os mais usados em distribuição no Brasil, apresenta-se o cálculo para este tipo de configuração.

Seja um sistema de distribuição mostrado na Figura 4.4.

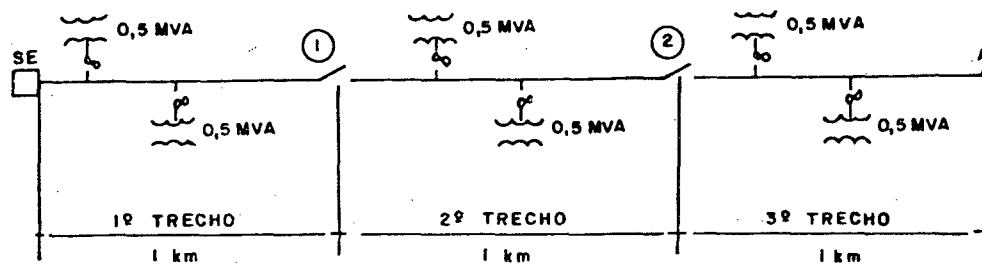


FIG. 4.4 - Sistema de Distribuição Radial.

Os dados de taxas de falhas e tempo médio de reparo dos componentes do sistema tomado como exemplo são vistos no Quadro 4.1.

QUADRO 4.1

Taxas de Falha e Tempos Médios de Reparo dos Componentes do Sistema de Distribuição.

Item	Tipo de Componente	Taxa de falhas (falhas/unidade/ano ou falhas/km/ano)	Tempo médio de reparo de falhas (horas/ano)
1	Disjuntor	λ_a	h_a
2	Alimentador	λ_b	h_b
3	Transformadores	λ_c	h_c
4	Chaves	λ_d	h_d

O tempo t necessário para localizar e isolar o defeito será suposta igual para todos os componentes, exceto para o disjuntor, pois, estando este localizado numa subestação que possua operador, a localização da falha é praticamente imediata.

O tempo médio de reparo da falha é tomado como sendo h e, juntamente com o tempo t de localização da falha e execução de manobras, resulta no tempo médio de restabelecimento, ou seja,

$$r = h + t \quad (4.24)$$

Sendo o sistema radial tipo série, as equações utilizadas para o cálculo da taxa de falha, duração total de saída e do tempo médio de restabelecimento serão as equações (4.2), (4.3) e (4.4).

As seguintes premissas devem ser consideradas no cálculo a seguir:

. Cada trecho de 1 km do alimentador interrompe, no caso de haver uma falha, a carga total de 6.0,5 MVA, através da abertura do disjuntor da subestação.

. Supondo-se que os elos fusíveis dos transformadores estão coordenados com o disjuntor da subestação, uma falha no transformador não interromperá a carga total.

. Deve-se considerar que uma falha em qualquer das chaves desliga o circuito primário todo, que está sob a proteção do disjuntor da subestação, durante o período t , de localização da falha. Parte do sistema poderá, então, ser reenergizado, desde que a chave com defeito permaneça isolada para que se efetue a substituição.

. Não foi considerada a contribuição das chaves fusível dos transformadores.

. Supõe-se que nenhum dos componentes pode falhar enquanto houver um outro falhado (contingências simples).

1) Cálculo da Taxa de Falha

Para os três trechos do alimentador, tem-se:

$$\lambda_{1^\circ \text{ trecho}} = \lambda_a + 3\lambda_b + 2\lambda_d$$

$$\lambda_{2^\circ \text{ trecho}} = \lambda_a + 3\lambda_b + 2\lambda_d$$

$$\lambda_{3^\circ \text{ trecho}} = \lambda_a + 3\lambda_b + 2\lambda_d$$

A taxa de falha total é:

$$\lambda_T = \lambda_a + 3\lambda_b + 2\lambda_d$$

2) Cálculo da Duração de Saída Total

$$U_{1^\circ \text{ trecho}} = \lambda_a \cdot h_a + \lambda_b (t+h_b) + 2\lambda_b t + \lambda_d (t+h_d) + \lambda_d t$$

$$U_{2^\circ \text{ trecho}} = \lambda_a \cdot h_a + 2\lambda_b (t+h_b) + \lambda_b t + 2\lambda_d (t+h_d)$$

$$U_{3^\circ \text{ trecho}} = \lambda_a \cdot h_a + 3\lambda_b (t+h_b) + 2\lambda_d (t+h_d)$$

A duração de saída total para o sistema é:

$$U_T = \lambda_a \cdot h_a + \lambda_b (t+h_b) + \lambda_d (t+h_d)$$

3) Cálculo do Tempo de Restabelecimento

$$r_{1^\circ \text{ trecho}} = \frac{U_{1^\circ \text{ trecho}}}{\lambda_{1^\circ \text{ trecho}}}$$

$$r_{2^\circ \text{ trecho}} = \frac{U_{2^\circ \text{ trecho}}}{\lambda_{2^\circ \text{ trecho}}}$$

$$r_{3^\circ \text{ trecho}} = \frac{U_{3^\circ \text{ trecho}}}{\lambda_{3^\circ \text{ trecho}}}$$

O tempo de restabelecimento total para o sistema é:

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T}$$

4.3. Metodologia de Koval & Billinton

4.3.1. Introdução

Dentro dos conceitos de espaço de estado, esta metodologia detalha a atuação da proteção e os processos de restauração dos circuitos desligados devido a falha, considerando no cálculo dos

índices de confiabilidade todas as características de reconhecimento da falta e de isolamento dos equipamentos de proteção.

Tal abordagem permite quantificar o efeito de esquemas alternativos de coordenação da proteção nos níveis de confiabilidade do consumidor, bem como auxilia no desenvolvimento da configuração mais adequada do sistema de proteção e controle.

4.3.2. Conceito de Zona de Proteção

O elemento básico na representação gráfica ou digital de um circuito é um elo, isto é, uma conexão entre dois nós ou barras quaisquer. Um elo pode ser um equipamento elétrico conectando dois pontos, tal como um transformador, regulador, etc., ou um comprimento de linha ou cabo composto do mesmo material ao longo de toda sua extensão.

Para se calcular as características de coordenação de proteção e de confiabilidade de um circuito é necessário dividi-lo em zonas de proteção.

Essencialmente, uma zona de proteção é uma parte do circuito que pode ser isolada ou separada automática ou manualmente do circuito remanescente, se uma falta ocorrer em qualquer um dos

seus elos.

O equipamento de proteção é instalado normalmente no início de um elo ou ramo de tal modo que proteja todos os equipamentos da sua zona de proteção.

A Figura 4.5 ilustra algumas configurações de circuito associadas a suas respectivas zonas de proteção e permite uma visualização da divisão do circuito em diversas zonas.

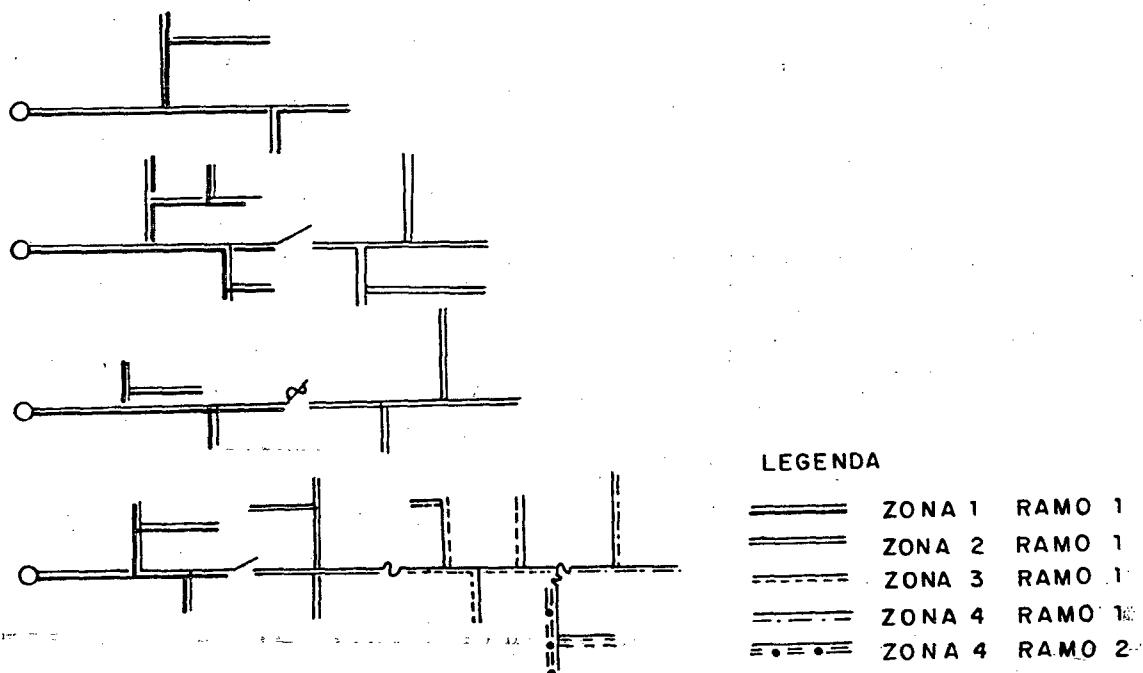


FIG. 4.5- Configurações de Circuitos associadas à suas respectivas Zonas de Proteção.

O número da zona de proteção representa o número de componentes de proteção entre a fonte e os ramos que sofrem a falta permanente.

O primeiro passo para definir a primeira zona é identificar todos os ramos, transformadores e equipamentos onde a ocorrência de uma falta permanente resultaria no reconhecimento e isolamento da falta apenas pelo equipamento normal de proteção da fonte de suprimento.

Esses ramos, transformadores, etc., são classificados como

equipamento da zona 1, são geralmente desprovidos de proteção e conectados radialmente à fonte.

Quando dois equipamentos de proteção são conectados em série, supõe-se que o equipamento de proteção mais perto da falta permanente é quem primeiro a reconhece e isola.

O segundo passo na classificação de zonas de proteção é identificar ramos onde uma falta permanente acarretaria a atuação de outro equipamento de proteção (que não seja o equipamento de proteção da fonte), isolando e separando a falta do ramo conectado com o ramo da zona 1. Esses ramos são classificados como zona 2, ramo "i", onde "i" é o número do ramo.

O procedimento de classificação continua até que todos os ramos tenham sido classificados nas suas respectivas zonas.

O conceito de zonas de proteção é baseado inicialmente nas seguintes premissas:

- a) Todas as faltas são faltas permanentes.
- b) O equipamento de proteção isola perfeitamente todas as faltas permanentes instantaneamente.
- c) O equipamento de proteção é perfeitamente coordenado, isto é, o dispositivo que está mais perto da falha opera primeiro.
- d) O equipamento de proteção não falha.

Geralmente, cada circuito é conectado a uma fonte de suprimento que possui equipamento de proteção para isolar faltas do circuito, separando-o do sistema remanescente.

Os equipamentos básicos usados na proteção dos sistemas de distribuição são os que seguem:

- a) fusíveis

- b) religadores
- c) seccionalizadores
- d) disjuntores e relés
- e) chaves de isolamento ou desconexão automáticas e manuais.

4.3.3. Modelo de Transição de Estados

O circuito a ser estudado, como exemplo de aplicação, é mostrado na Figura 4.4. Para a aplicação do modelo de transição de estados apresenta-se na Figura 4.6 o diagrama que será referido a seguir como um Diagrama Unifilar de Confiabilidade de Zonas de Proteção, e que permite visualizar com clareza o conceito de classificação de zonas de proteção com seus respectivos ramos.

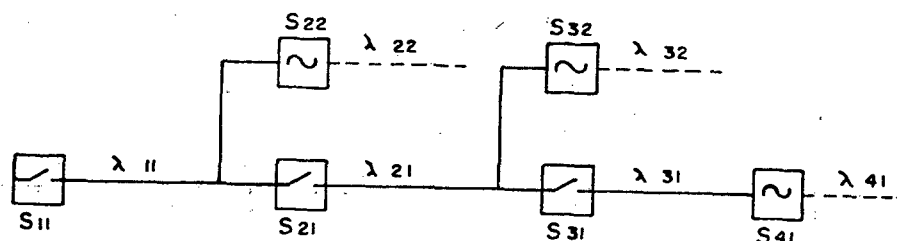


FIG. 4.6 - Diagrama Unifilar de Confiabilidade de Zonas de Proteção para o Circuito da FIG. 4.4.

O símbolo λ_{ij} representa a taxa de falha do ramo j da zona i . Associado a cada ramo de uma zona há um dispositivo de proteção designado S_{ij} , onde i é o número da zona e j é o número do ramo. Esses dispositivos podem ser chaves manuais ou automáticas, fusíveis, religadores, seccionalizadoras, relés ou disjuntores.

A taxa de falha λ_{ij} é dada pela soma de todas as taxas de falha dos equipamentos cuja falha resulta na atuação apenas do dispositivo de proteção do ramo j , zona i .

Esses equipamentos são linhas mono ou trifásicas, transformadores sem fusível e o equipamento de proteção dos ramos pertencentes à zona de número imediatamente superior.

O diagrama de transição de estados do circuito da Figura 4.6 é ilustrado na Figura 4.7, com base em contingências simples. Essa suposição resulta num erro desprezível porque os tempos de reparo envolvidos em circuitos de distribuição são pequenos¹³.

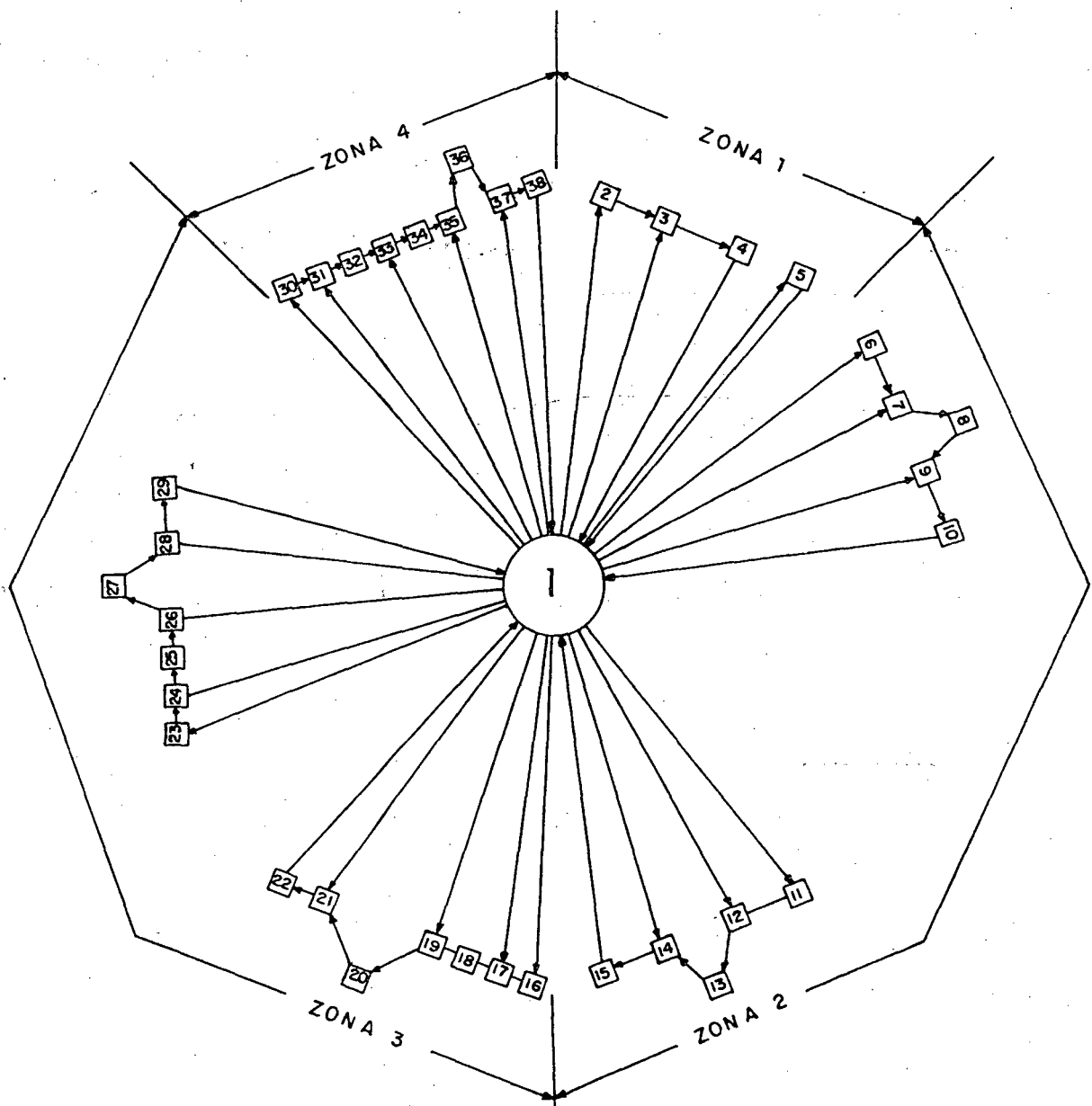


FIG.4.7- Diagrama de Transição de Estados para o Circuito da FIG.4.6.

No Quadro 4.2 estão definidas as taxas de transição do diagrama de transição de estados da Figura 4.6. A definição dos símbolos é feita no Quadro 4.3.

ESTADOS	TAXA DE TRANSIÇÃO	ESTADOS	TAXA DE TRANSIÇÃO
1 2	$q_{11}\lambda_{11}$	1 23	$q_{11}q_{21}q_{32}\lambda_{32}$
2 3	μ_{S110}	23 24	μ_{S110}
1 3	$p_{11}\lambda_{11}$	1 24	$p_{11}q_{21}q_{32}\lambda_{32}$
3 4	μ_{11}	24 25	μ_{S210}
4 1	μ_{S11C}	25 26	μ_{S11C}
1 5	λ_S	1 26	$p_{21}q_{32}\lambda_{32}$
5 1	μ_S	26 27	μ_{S320}
1 6	$q_{11}q_{21}\lambda_{21}$	27 28	μ_{S21C}
6 7	μ_{S110}	1 28	$p_{32}\lambda_{32}$
1 7	$p_{11}q_{21}\lambda_{21}$	28 29	μ_{32}
7 8	μ_{S210}	29 1	μ_{S32C}
8 9	μ_{S11C}	1 30	$q_{11}q_{21}q_{31}q_{41}\lambda_{41}$
1 9	$p_{21}\lambda_{21}$	30 31	μ_{S110}
9 10	μ_{21}	1 31	$p_{11}q_{21}q_{31}q_{41}\lambda_{41}$
10 1	μ_{S21C}	31 32	μ_{S210}
1 11	$q_{11}q_{22}\lambda_{22}$	32 33	μ_{S11C}
11 12	μ_{S110}	1 33	$p_{21}q_{31}q_{41}\lambda_{41}$
1 12	$p_{11}q_{22}\lambda_{22}$	33 34	μ_{S310}
12 13	μ_{S220}	34 35	μ_{S21C}
13 14	μ_{S11C}	1 35	$p_{31}q_{41}\lambda_{41}$
1 14	$p_{22}\lambda_{22}$	35 36	μ_{S410}
14 15	μ_{22}	36 37	μ_{S31C}
15 1	μ_{S22C}	1 37	$p_{41}\lambda_{41}$
1 16	$q_{11}q_{21}q_{31}\lambda_{31}$	37 38	μ_{41}
16 17	μ_{S110}	38 1	μ_{S41C}
1 17	$p_{11}q_{21}q_{31}\lambda_{31}$		
17 18	μ_{S210}		
18 19	μ_{S11C}		
1 19	$p_{21}q_{31}\lambda_{31}$		
19 20	μ_{S210}		
20 21	μ_{S21C}		
1 21	$p_{31}\lambda_{31}$		
21 22	μ_{31}		
22 1	μ_{S31C}		

QUADRO 4.2 - Definição das Taxas de Transição.

<u>SÍMBOLO</u>	<u>DEFINIÇÃO</u>
P_{ij}	- probabilidade de que um dispositivo de proteção reconheça e isole instantaneamente uma falta permanente num ramo j da zona de proteção i ou de ordem superior.
q_{ij}	- probabilidade de que um dispositivo de proteção não reconheça e não isole uma falta permanente num ramo j da zona de proteção i ou de ordem superior.
λ_{ij}	- taxa de falha do ramo j , zona i .
λ_s	- taxa de falha do suprimento.
μ_s	- taxa de reparo do suprimento.
μ_{ij}	- taxa de reparo do ramo j , zona i .
μ_{SijC}	- taxa de religamento do dispositivo de proteção localizado no ramo j , zona i .
μ_{SijO}	- taxa de isolamento do dispositivo de proteção localizado no ramo j , zona i .

QUADRO 4.3

4.3.4. Taxa de Falha de um Ramo

A técnica de análise usando um diagrama de transição de estados pode ser usada para fornecer uma solução completa para o sistema e possibilita meios de verificar várias suposições que podem ser feitas em um sistema. O diagrama de transição de estados também fornece um quadro prático de ocorrências que pode ser usado na visualização dos modos e efeitos das falhas, sem a necessidade de se recorrer à solução final das probabilidades e frequências de estado.

Um método mais direto de solução pode ser obtido através da observação dos eventos contidos no modelo de transição de estados.

Um caminho direto de um ramo consiste de todos os ramos, localizados em zonas inferiores, conectados em série, ligando a fonte ao ramo em questão, isto é: o caminho direto do ramo 1, pertencente a zona 4, da Figura 4.6 consiste dos ramos 11-21-31.

A taxa de falha total λ_{ijT} de um ramo j localizado na zona de proteção i é igual a soma das seguintes contribuições:

1. taxa de falha da fonte.
2. taxa de falha do ramo em questão.
3. soma das taxas de falha de todos os ramos localizados no caminho direto do ramo em questão.
4. soma dos termos $q_{ik} \lambda_{ik}$, referentes a ramos k localizados na mesma zona de proteção i , do ramo j em questão. q_{ik} é a probabilidade do dispositivo de proteção localizado no ramo k , zona i , não atuar, reconhecendo e isolando a falta.
5. soma dos $\prod_{km}^n q_{km}$ vezes a taxa de falha de ramos (m) localizados em zonas de proteção superiores (k) à zona i , que são conectadas ao ramo j , na zona i , onde $n = k-i$.

q_{km} é a probabilidade do dispositivo de proteção localizado no ramo m , zona k , não atuar, reconhecendo e isolando a falta

6. soma dos $\prod_{AB}^n q_{AB}$ vezes a taxa de falha λ_{AB} , de ramos de zonas que são conectadas a outros ramos D (em zonas C , inferiores), localizados no caminho direto do ramo j , da zona i , onde $n = A - C$.

q_{AB} é a probabilidade do dispositivo de proteção localizado no ramo B , zona A , não atuar.

Para uma melhor visualização dos passos descritos acima, considere-se o ramo 1, da zona 3, do circuito da Figura 4.6, e calcule-se a taxa de falha total:

$$\lambda_{3IT} = \lambda_s + \lambda_{31} + \lambda_{21} + \lambda_{11} + q_{32}\lambda_{32} + q_{41}\lambda_{41} + q_{22}\lambda_{22}$$

Contribuições

(1) (2) (3) (3) (4) (5) (6)

Pode-se então sintetizar esse algoritmo em uma formulação matemática dada pela Equação (4.25)

$$\lambda_{ijT} = \lambda_s + \sum RIA(ij,k) \times \lambda_l \quad (4.25)$$

onde $l = F Z B(k)$ - Failed Zone Branch Array

Os coeficientes RIA (ij, k) da Equação (4.25) são mostrados, para o circuito estudado, no Quadro 4.4 abaixo:

ARRANJO DE RAMOS DE ZONA FALHADOS - F Z B (K)						
II	21	22	31	32	41	
K						
11	1	q_{21}	q_{22}	$q_{31} \quad q_{21}$	$q_{32} \quad q_{21}$	$q_{41} \quad q_{21} \quad q_{31}$
21	1	1	q_{22}	q_{31}	q_{32}	$q_{41} \quad q_{31}$
22	1	q_{21}	1	q_{31}	$q_{32} \quad q_{21}$	$q_{41} \quad q_{31} \quad q_{21}$
31	1	1	q_{22}	1	q_{32}	q_{41}
32	1	1	q_{22}	q_{31}	1	$q_{41} \quad q_{32}$
41	1	1	q_{22}	1	q_{32}	1

QUADRO 4.4 - Arranjo dos Coeficientes da Equação 4.25 - RIA(i j, k)

Onde: RIA - Recognition and Isolation Array Coefficients

O diagrama unifilar de confiabilidade de zonas de proteção é chamado também pelos autores¹³ de "espinha de peixe" e para um dado ramo j , todos os outros ramos que estiverem localizados no seu caminho direto formam o "tronco principal" e todos os ramos imediatamente conectados ao tronco principal são denominados de laterais. Isso é equivalente a se supor que todos os produtos de um q de segunda ordem ou de ordem superior são desprezíveis. Essa suposição resulta num erro desprezível, dependendo do tipo de equipamento de proteção utilizado, pois como se verá mais adiante o q (probabilidade de um dispositivo de proteção não atuar, reconhecendo e isolando a falta permanente) pode variar de 0,005 (para chaves automáticas, disjuntores, religadores, etc.) a 1 (chaves manuais).

Supondo-se que, para o exemplo estudado, todos os equipamentos são automáticos, e tomando-se o valor de q como sendo 0,005, a taxa de falha aproximada para o ramo 1 da zona 3, λ_{31} , é:

$$\lambda_{31T} = \lambda_S + \lambda_{31} + \lambda_{21} + \lambda_{11} + q_{32}\lambda_{32} + q_{41}\lambda_{41} + q_{22}\lambda_{22}$$

4.3.5. Tempo Médio de Saída de um Ramo

A não consideração dos efeitos de fontes alternativas de suprimento e interconexões entre os ramos do circuito, com chaves normalmente abertas faz com que a falha de qualquer ramo resulte na saída de outro ramo não falhado, dependendo dos q 's dos dispositivos de proteção dos ramos localizados no caminho direto do ramo falhado.

Assim, o tempo médio de saída de um ramo se compõe de cinco períodos de tempo distintos, para o diagrama unifilar da Figura 4.6 (vide Quadro 4.5).

		CASO 5	CASO 2	CASO 3	CASO 4
ZONA	RAMO	Tempo para reparar e reenergizar um ramo falhado	Tempo para isolar ramo da 2ª Zona que está no caminho direto do ramo falhado. (2ª zona e superiores)	Tempo para isolar ramo da 3ª Zona que está no caminho direto do ramo falhado. (3ª zona e superiores)	Tempo para isolar ramo da 4ª Zona que está no caminho direto do ramo falhado. (4ª zona e superiores)
			1ª zona eficaz no isolamento	2ª zona eficaz no isolamento	3ª zona eficaz no isolamento
1	1	$r_{11} + r_{S11C}$	—	—	—
2	J	$r_{11} + r_{S2JC}$	$q_{2j} (r_A + r_{S2JC})$	—	—
3	J	$r_{3j} + r_{S3JC}$	$q_{3j} q_{2j} (r_A + r_{S3JO})$	$q_{3j} (r_{S3JO} + r_{S2JC})$	—
4	J	$r_{4j} + r_{S4JC}$	$q_{4j} q_{3k} q_{2j} (r_A + r_{S2JO})$	$q_{4j} q_{3k} (r_{S3KO} + r_{S2JC})$	$q_{4j} (r_{S4JO} + r_{S3KC})$

LEGENDA: J = Nº do ramo da 2ª Zona conectado ao ramo da 3ª Zona.
 K = Nº do ramo da 3ª Zona conectado ao ramo da 4ª Zona.
 $r_A = q_{11} r_{S11O} + r_{S11C}$

QUADRO 4.5 - Indisponibilidades devido a Falhas nos Ramos.

1. Período 1 - Falha da Zona 1, Ramo 1.

A falha da zona 1, ramo 1 causará a saída de todos os ramos do circuito. A duração desta saída deve portanto ser adicionada a todos os tempos de saída dos outros ramos do circuito.

Esta duração é dada pela fórmula: $r_{11} + r_A$, onde $r_A = q_{11} r_{S11O} + r_{S11C}$, ou seja: é o tempo de reparo do ramo 1, zona 1 mais o provável tempo de isolamento do ramo 1, zona 1, se o dispositivo de proteção da zona 1 falhar em reconhecer a falta, mais o tempo de religamento do ramo 1 da zona 1.

2. Período 2 - Atuação do Dispositivo de Proteção do Ramo 1, Zona 1

Dada a falha de qualquer ramo localizado na 2ª zona ou em zonas de ordem superior, e havendo falha no reconhecimento da

falta de todos os dispositivos de proteção da 2ª zona e superiores localizados no caminho direto do ramo falhado, ocorrerá a saída de todos os outros ramos do circuito.

Tal falha acarretará a atuação da proteção do ramo 1, zona 1. A desenergização do ramo 1, zona 1 resulta na saída de todos os ramos do circuito.

Esta duração é dada pela fórmula:

$$q_{2j} (r_A + r_{S2j0}) \quad \text{para a zona 2}$$

$$q_{3j} q_{2j} (r_A + r_{S2j0}) \quad \text{para a zona 3}$$

$$q_{4j} q_{3k} q_{2j} (r_A + r_{S2j0}) \quad \text{para a zona 4}$$

onde:

$$r_A = q_{11} r_{S110} + r_{11C}$$

j = número do ramo da 2ª zona que é conectado do ramo da 3ª zona

k = número do ramo da 3ª zona que é conectado ao ramo da 4ª zona

r_{S2j0} = tempo para isolar o ramo falhado da segunda zona

q_{ij} = probabilidade de falha dos dispositivos de proteção localizados no caminho direto do ramo falhado.

Os ramos que tiverem o ramo isolado da 2ª zona no seu caminho direto experimentarão uma duração de saída adicional para reparar e re-energizar a zona falhada se esta for de igual número ou inferior à zona em questão e/ou uma duração de saída para isolar o ramo falhado e para re-energizar o ramo da 2ª zona.

3. Período 3 - Atuação do Dispositivo de Proteção da Zona 2

Dada a falha de qualquer ramo localizado na 3ª zona ou em zonas de ordem superior, e havendo falha no reconhecimento da fal-

ta de todos os dispositivos de proteção da 3ª zona ou superiores, localizados no caminho direto do ramo falhado, ocorrerá a saída somente daqueles ramos conectados ao ramo da 2ª zona no caminho direto do ramo falhado.

A duração de saída experimentada por esses ramos é dada por:

$$q_{3j} (r_{S3j0} + r_{S2jC}) \quad \text{para a 3ª zona}$$

$$q_{4j} q_{3k} (r_{S3k0} + r_{S2jC}) \quad \text{para a 4ª zona}$$

onde:

j = número do ramo da 2ª zona que é conectado ao ramo da 3ª zona

k = número do ramo da 3ª zona que é conectado ao ramo da 4ª zona

q_{ij} = probabilidade de falha dos dispositivos de proteção localizados na 3ª zona ou zonas superiores

r_{S3j0} = tempo para isolar o ramo da 3ª zona na qual a falha ocorreu

r_{S2jC} = tempo para reenergizar o ramo da 2ª zona.

4. Período 4 - Atuação do Dispositivo de Proteção da Zona 3 (n^{ésima} zona)

Dada a falha de qualquer ramo localizado na 4ª zona ou (n + 1)^{ésima} zona ou em zonas de ordem superior, e havendo falha no reconhecimento da falta de todos os dispositivos de proteção da 4ª (n + 1)^{ésima} zona ou superiores, ocorrerá uma saída somente naqueles ramos conectados à 3ª (n^{ésima}) zona que estiverem no caminho direto do ramo falhado.

A duração de saída experimentada por esses ramos é dada pela fórmula:

$$q_{4j} (r_{S4j0} + r_{S3kC})$$

onde:

q_{4j} = probabilidade de falha do dispositivo de proteção da 4ª zona ou zonas superiores

r_{S4j0} = tempo para isolar o ramo falhado da 4ª zona

r_{S3kC} = tempo para reenergizar o ramo da 3ª zona, imediatamente conectado ao ramo falhado da 4ª zona.

5. Período 5 - Tempo para Reparar e Re-energizar um Ramo Falhado

Este tempo é dado pelas duas parcelas: r_{ij} (tempo de reparo do ramo j , zona i) e r_{SijC} (tempo de religamento do ramo j , zona i) que deverão ser adicionadas ao tempo de saída dos ramos para os quais o ramo falhado está numa zona de número inferior a do ramo em questão e faz parte do caminho direto fonte - ramo considerado.

Pode-se então, a partir da definição dos cinco períodos acima, montar um quadro com os diversos coeficientes para o cálculo da indisponibilidade de cada ramo do circuito da Figura 4.6.

(QUADRO 4.6)

	11	21	22	31	32	41
11	$r_{11} + r_A$	$q_{21}[r_A + r_{S210}]$	$q_{22}[r_A + r_{S220}]$	$q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$	$q_{32} q_{21}[r_A + r_{S220}]$	$q_{41} q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$
21	$r_{11} + r_A$	$q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ r_{21} + r_{S21C}$	$q_{22}[r_A + r_{S220}]$	$q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$	$q_{32} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{32}[r_{S320} + r_{S21C}]$	$q_{41} q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{41} q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$
22	$r_{11} + r_A$	$q_{21}[r_A + r_{S210}]$	$q_{22}[r_A + r_{S220}]$ $+ r_{22} + r_{S22C}$	$q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$	$q_{32} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{32}[r_{S320} + r_{S21C}]$	$q_{41} q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{41} q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$
31	$r_{11} + r_A$	$q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ r_{21} + r_{S21C}$	$q_{22}[r_A + r_{S220}]$	$q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$ $+ r_{31} + r_{S31C}$	$q_{32} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{32}[r_{S320} + r_{S21C}]$	$q_{41} q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{41} q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$ $+ q_{41}[r_{S410} + r_{S31C}]$
32	$r_{11} + r_A$	$q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ r_{21} + r_{S21C}$	$q_{22}[r_A + r_{S220}]$	$q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$	$q_{32} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{32}[r_{S320} + r_{S21C}]$ $+ r_{32} + r_{S32C}$	$q_{41} q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{41} q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$
41	$r_{11} + r_A$	$q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ r_{21} + r_{S21C}$	$q_{22}[r_A + r_{S220}]$	$q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$ $+ r_{31} + r_{S31C}$	$q_{32} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{32}[r_{S320} + r_{S21C}]$	$q_{41} q_{31} q_{21}[r_A + r_{S210}]$ $+ q_{41} q_{31}[r_{S310} + r_{S21C}]$ $+ q_{41}[r_{S410} + r_{S31C}] + r_{41} + r_{41C}$

Nota: $r_A = q_{11} r_{S110} + r_{S11C}$ DTA [i, k]

QUADRO 4.6 - Arranjo dos Coeficientes para o Cálculo da Indisponibilidade.

A indisponibilidade é definida então pela expressão: $\Sigma DTA(ij, k) \times \lambda_1$ e o tempo médio de reparo para cada ramo i, pertencente a uma dada zona de proteção j é dado pela Equação:

$$r_{ij} = \frac{\Sigma DTA(ij, k) \times \lambda_1}{\lambda_{ijT}} \tag{4.26}$$

onde:

l = F Z B (k), definido no Quadro 4.4.

DTA - Down Time Array Coefficients

4.3.6. Exemplo de Aplicação

O circuito estudado é mostrado na Figura 4.4. O primeiro passo na análise é desenhar o diagrama unifilar de confiabilidade de zonas de proteção, mostrado na Figura 4.6.

Cada transformador neste circuito é protegido por um fusível, ou seja, cada transformador representa um ramo. Para efeito de simplificação¹³ do diagrama, todos os transformadores na mesma zona são representados por um único ramo equivalente (mostrado em linha pontilhada na Figura 4.6).

Para fins desta aplicação são assumidas as hipóteses simplificadoras a seguir:

1. os tempos para isolar um ramo falhado são iguais a um valor médio r_{ISO} .
2. os tempos para re-energizar um ramo isolado para reparo são iguais a um valor médio r_{ISC} .
3. os dispositivos de proteção na linha tem a mesma probabilidade q de não reconhecer e não isolar um ramo falhado.
4. taxa de falha do ramo equivalente = λ_t .
5. tempo de reparo e re-energização do ramo equivalente = r_t .
6. probabilidade dos fusíveis dos transformadores não reconhecerem e não isolarem a falta = Q .

Na Tabela 4.1, apresentam-se os ramos equivalentes:

ZONA	RAMO	Nº TOTAL DE TRANSFORMADORES
2	2	2
3	2	2
4	1	2

TABELA 4.1 - Ramos Equivalentes.

A tabela 4.2 apresenta os equipamentos do circuito, suas taxas de falha e tempos de reparo conforme usados no cálculo dos parâmetros dos ramos.

EQUIPAMENTO	TAXA DE FALHA	TEMPO DE REPARO MIN/FALHA
Cabo trifásico	0,12825 f/ano/km	105
Fusível	0,00232 f/ano/fusível	66
Chave	0,0001 f/ano/chave	120
Suprimento	0,005 f/ano	720
Transform. Distrib.	0,0004 f/tr/ano	111
Secundário	0,00001 f/tr/ano	120
Disjuntor	0,074 f/ano/disj	4320

TABELA 4.2 - Taxas de Falha e Tempos de Reparo dos Equipamentos

O segundo passo da análise é montar os quadros dos coeficientes para o cálculo da taxa de falha total e da indisponibilidade total anual dos ramos de zona.

O Quadro 4.4 traz o arranjo dos coeficientes para o cálculo da taxa de falha total para cada ramo de zona.

O Quadro 4.6 mostra o arranjo dos coeficientes para o cálculo da indisponibilidade de cada ramo de zona do circuito da Figura 4.6.

Com base nos Quadros 4.4 e 4.6 pode-se calcular a taxa de falha e o tempo médio de reparo para cada ramo. A taxa de falha é a soma das taxas de falha dos equipamentos associados a cada ramo. O tempo médio de reparo é igual à média ponderada dos tempos de reparo dos componentes individuais do ramo.

A taxa de falha de um ramo equivalente é a soma da taxa de falha do transformador e da taxa de falha do secundário. O tempo médio de reparo é a média ponderada dos tempos de reparo do transformador e do secundário.

Com base nessas definições apresentam-se na Tabela 4.3 as taxas de falha e tempos médios de reparo para os ramos do circuito sob estudo.

ZONA	RAMO	TAXA DE FALHA (FALHA/ANO)	TEMPO MÉDIO DEPARADO (MIN/FALHA)
1	1	0,20467	1628,53
2	1	0,13067	104,32
2	2	0,00082	111,22
3	1	0,13057	104,31
3	2	0,00082	111,22
4	1	0,00082	111,22

TABELA 4.3 - Taxa de Falha e Tempo de Reparo para cada Ramo do Circuito.

Para o cálculo da taxa de falha e do tempo médio de reparo do ramo equivalente procede-se da seguinte maneira:

Supõe-se que um ramo equivalente contém n conjuntos idênticos, transformador-secundário, como mostrado na Figura 4.8.

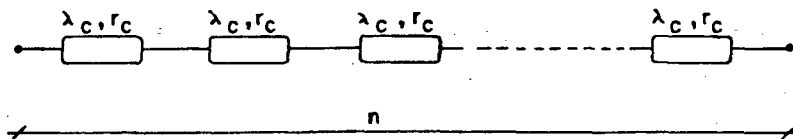
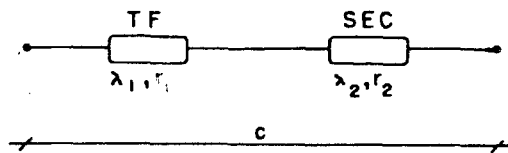


FIG. 4.8 - n Conjuntos idênticos, Transformador-Secundário.

onde:

C - representa o conjunto transformador secundário.

Para cada conjunto C , tem-se:



Como os dois elementos estão em série, tem-se:

$$\lambda_c = \lambda_1 + \lambda_2$$

$$r_c = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2}$$

Para os n conjuntos "c" em série, tem-se:

$$\lambda_T = n\lambda_c$$

$$r_T = \frac{r_c \lambda_c + r_c \lambda_c + \dots + r_c \lambda_c}{\lambda_T} = \frac{\lambda_c (n \cdot r_c)}{n \cdot \lambda_c} = r_c$$

Então, para o ramo 22, que possui dois transformadores, tem-se:

$$\lambda_c = 0,0004 + 0,00001 = 0,00041$$

$$\lambda_{22} = 2 \cdot 0,00041 = 0,00082$$

$$r_c = \frac{0,0004 \cdot 111 + 0,00001 \cdot 120}{0,0004 + 0,00001} = 111,22 \text{ min.}$$

Os valores de λ_{32} e r_{32} , λ_{41} e r_{41} são idênticos aos do ramo 22, visto que cada ramo possui dois transformadores.

Pode-se agora calcular a taxa de falha total, a indisponibilidade total anual e o tempo médio de reparo total para cada ramo de zona, utilizando-se as Equações (4.25) e (4.26) e os Quadros 4.4 e 4.6.

A título de ilustração, calculam-se os índices totais de confiabilidade para o ramo 22, que alimenta o ponto de carga c_1 :

$$\lambda_{22T} = \lambda_s + \lambda_{11} + q_{21}\lambda_{21} + \lambda_{22} + q_{31}\lambda_{31} + q_{32}q_{21}\lambda_{32} + q_{41}q_{31}q_{21}\lambda_{41} \quad (4.27)$$

$$\begin{aligned} (\lambda r)_{22T} = & \lambda_s r_s + \lambda_{11}(r_{11} + r_A) + \lambda_{21}q_{21}(r_A + r_{S210}) + [\lambda_{22}q_{22}(r_A + r_{S220}) + \\ & + \lambda_{22}(r_{22} + r_{S22C})] + [\lambda_{31}q_{31}q_{21}(r_A + r_{S210}) + \lambda_{31}q_{31}(r_{S310} + r_{S21C})] + \\ & + [\lambda_{32}q_{32}q_{21}(r_A + r_{S210}) + \lambda_{32}q_{32}(r_{S210} + r_{S21C})] + [\lambda_{41}q_{41}q_{31}q_{21}(r_A + r_{S210}) + \\ & + \lambda_{41}q_{41}q_{31}(r_{S310} + r_{S21C})] \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$r_{22T} = \frac{(\lambda r)_{22T}}{\lambda_{22T}} \quad (4.29)$$

Para se calcular os índices de confiabilidade de um consumidor conectado a um transformador é necessário apenas calcular os índices de confiabilidade do ramo correspondente no qual o transformador está locado.

O valor de "q", em geral, é muito baixo, o que representa uma coordenação de proteção quase perfeita. Na prática esses valores variam na faixa de 0,005 a 0,08¹³. Quando todos os dispositivos de isolamento no circuito são chaves manuais, tem-se $q = 1$.

Adotando as hipóteses simplificadoras pode-se escrever as Equações (4.27) e (4.28) da seguinte forma:

$$\lambda_{22T} = \lambda_s + \lambda_{11} + q\lambda_{21} + (\lambda_t + 10\lambda_t) + q\lambda_{31} + q^2\lambda_{32} + q^3\lambda_{41}$$

$$\text{onde } \lambda_{22} = \lambda_t + 10\lambda_t$$

$$\begin{aligned}
 (\lambda r)_{22T} = & \lambda_s r_s + \lambda_{11}(r_{11} + r_A) + \lambda_{21}q(r_A + r_{ISO}) + [\lambda_t^{2Q}(r_A + r_{ISO}) + \lambda_t \cdot r_t] + \\
 & + [\lambda_{31}q(r_{ISO} + r_{ISC})] + [\lambda_{31}q^2(r_A + r_{ISO})] + [\lambda_{32}q^2(r_A + r_{ISO}) + \\
 & + \lambda_{32}q(r_{ISO} + r_{ISC})] + [\lambda_{41}q^3(r_A + r_{ISO}) + \lambda_{41}q^2(r_{ISO} + r_{ISC})]
 \end{aligned}$$

onde:

$$r_A = q_{11}r_{S110} + r_{S11C} = q \cdot r_{ISO} + r_{ISC}$$

$$r_{ISO} = 31 \text{ min e } r_{ISC} = 21 \text{ min}$$

Considerando-se inicialmente $q = 1$, o que significa que as chaves existentes são manuais, tem-se os seguintes resultados:

$$\lambda_{22T} = 0,4734 \text{ falhas/ano}$$

$$(\lambda r)_{22T} = 6,27 \text{ hrs/ano}$$

$$r_{22T} = 13,245 \text{ hrs}$$

Supondo-se agora o valor de $q = 0,005$, o que significa fisicamente a substituição das chaves manuais por chaves automáticas, sujeitas a falhas, resulta:

$$\lambda_{22T} = 0,2118 \text{ falhas/ano}$$

$$(\lambda r)_{22T} = 341,4 \text{ min./ano} = 5,69 \text{ hrs/ano}$$

$$r_{22T} = 1611,898 \text{ min.} = 26,86 \text{ hrs}$$

4.3.7. Origem dos Dados

Os tempos r_{ISO} e r_{ISC} foram obtidos através de pesquisa em bo-

letins da CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina, contendo notas de reclamação dos consumidores em relação a defeitos ocorridos nas linhas de distribuição da concessionária para a área do Balneário Camboriú/Itajaí, nos anos de 1984 e 1985.

Foram colhidas cerca de 7200 informações para o tempo de isolamento e outras 7200 para o tempo de religamento, após o que tirou-se a média aritmética obtendo-se os valores usados no cálculo.

Para o exemplo em estudo, foi considerada a hipótese de serem manuais os equipamentos de proteção da rede, resultando nos valores de taxa de falha total, tempo de reparo médio total e duração de saída total obtidos.

Vale ressaltar que se estes equipamentos de proteção forem automáticos, os valores finais obtidos para os parâmetros de confiabilidade serão menores, uma vez que a probabilidade "q" de que a falta não seja isolada não será a unidade. Isto permite concluir que a consideração da existência de coordenação de proteção analisada pelos autores Koval e Billinton¹³ é um fator relevante para a melhoria da confiabilidade do sistema.

4.4. Resultados Obtidos

Os resultados dos índices de confiabilidade obtidos para os pontos de carga localizados nos 1º, 2º e 3º trechos do alimentador da Figura 4.4 e para os ramais 22-32-41 na Figura 4.6, são mostrados na Tabela 4.4, a seguir.

Índices de Confiabilidade	M E T O D O L O G I A S					
	C O D I			K O V A L / B I L L I N T O N		
	1º	2º	3º	22	32	41
λ (f/ano)	0,459	0,459	0,459	0,4734	0,4734	0,4734
r (hrs)	12,81	13,31	13,79	13,245	13,462	14,277
U (hrs/ano)	5,88	6,11	6,33	6,27	6,373	6,759

TABELA 4.4

Os valores das taxas de falha (λ) e dos tempos de reparo (r) são tirados da Tabela 4.2, e o tempo de localização da falha e execução de manobras t (na metodologia do CODI), é tomado como sendo 0,86 horas (adotado o mesmo valor $t = r_{ISO} + r_{ISC} = 0,86$ da metodologia de Koval & Billinton).

Para os índices globais do sistema, têm-se os resultados apresentados na Tabela 4.5.

Índices de Confiabilidade	M E T O D O L O G I A S	
	C O D I	K O V A L / B I L L I N T O N
λ_T (f/ano)	0,459	0,4734
r_T (hrs)	12,81	14,047
U_T (hrs/ano)	5,88	6,65

TABELA 4.5

CAPÍTULO V

METODOLOGIA DO CST - CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

5.1. Introdução

Neste capítulo apresentam-se os conceitos, a metodologia e os dados utilizados no programa CST - Confiabilidade do Sistema de Transmissão^{22,28} desenvolvido pela Eletrosul para o cálculo dos índices de confiabilidade de sistemas de transmissão.

O objetivo deste capítulo é averiguar a viabilidade de aplicação dessa metodologia ao cálculo da confiabilidade de sistemas de distribuição.

Os índices calculados são a frequência e a duração das interrupções de consumidores, representados por pontos de carga.

5.2. Definições

A seguir são apresentadas as principais definições referenciadas no decorrer deste capítulo:

1) Componentes

São os elementos constituintes do sistema de transmissão

(autotransformadores, linhas de transmissão, disjuntores, seccionadora, barramento, etc.). Dependendo da função que realizam, os componentes podem ser divididos em duas categorias:

- Componentes Estáticos

Nesta categoria incluem-se os barramentos, transformadores, reatores, capacitores, linhas de transmissão, etc.

- Componentes Dinâmicos

São aqueles cuja função é efetuar manobras de chaveamento, tais como disjuntores, seccionadoras, religadores, etc.

2) Caminho

É o elemento composto representativo de um dado sistema, onde cada componente é associado a um ramo, sendo os nós os pontos de interligação entre os diversos componentes; o caminho forma uma ligação entre a fonte e um ponto de carga.

3) Falhas Ativas

São consideradas como falhas ativas de um componente todas aquelas que resultam na saída de serviço de outros elementos não falhados do sistema. São falhas que causam a atuação do sistema de proteção e, por consequência, a atuação de disjuntores.

4) Falhas Passivas

São aquelas que não tiram do serviço componentes sãos. Incluem-se nesta categoria os componentes isolados para reparo.

Observa-se 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 falha passiva, não é necessário ter tido antes uma falha ativa.

5.3. Metodologia

5.3.1. Descrição Geral

A metodologia utilizada para avaliar, numericamente, a confiabilidade dos esquemas estudados consiste na utilização de um modelo que representa as saídas de serviço dos componentes considerados, baseando-se na teoria dos processos de renovação independentes, apresentado por Ringlee e Goode²⁹ 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 empregada para determinação da frequência e duração das falhas, é o método de análise dos modos e efeitos de falha, cujas equações foram estabelecidas por Billinton e Grover¹⁰.

Para representação real das falhas de componentes, adota o modelo de Endrenyi³⁰, com um ciclo a três estados. Isto é, ante a falha de um componente qualquer, um número determinado de componentes não falhados serão isolados do serviço, conjuntamente com o elemento falhado. Posteriormente são religados aqueles componentes que são estritamente necessários para manter isolado o equipamento falhado. Portanto, cada componente da rede de transmissão 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 se encontrar em cada um dos seguintes estados:

- operando, ou
- fora de serviço para manutenção.

A aplicação da análise dos modos e efeitos de falhas é feita através do conceito de corte topológico, ou seja, são determinados todos os conjuntos de um ou mais elementos da rede, que, se falhados, interrompem todos os caminhos possíveis entre o ponto de carga considerado e os diversos nós fonte.

Os estados de falha associados aos componentes da rede de transmissão 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 levam a interrupções temporárias, sendo restabelecido o serviço por meio de manobras de chaveamento; e outros ainda que produzem sobrecargas em componentes são do sistema de transmissão. Neste estudo serão considerados todos os modos de falha que conduzem a interrupções permanentes ou temporárias.

5.3.2. Modelo de Confiabilidade dos Componentes

Analisando a seqüência de eventos que se seguem à falha de um componente, verifica-se que quando um determinado equipamento falha, pode ocorrer que ele seja 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 sistema considerado, a falha de um componente qual-

quer pode ser seguida de um estado no qual uma série de elementos está fora de operação, e posteriormente de um outro estado em que somente o componente falhado se encontra isolado do sistema. Isso determina, então, a necessidade de se trabalhar com um modelo a três estados, ao invés do modelo tradicional a dois estados (operando-falhado), para simular corretamente a seqüência de eventos. Na figura a seguir é mostrado o modelo de operação de um componente, considerando três estados para representar as falhas e dois estados para manutenção.

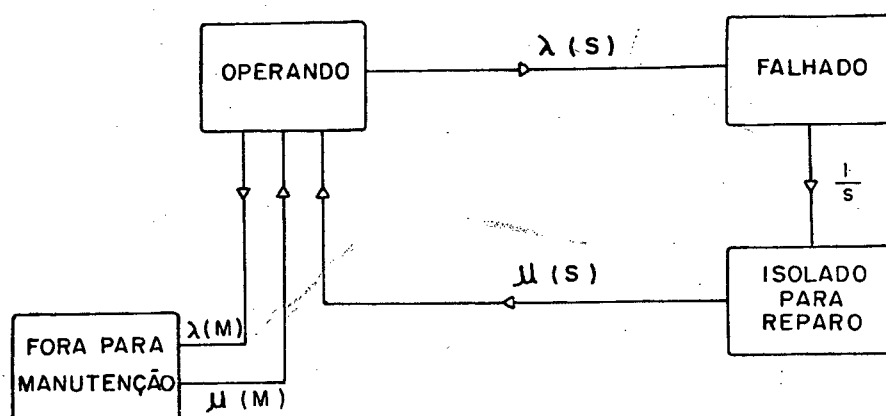


FIG. 5.1 - Modelo de Operação de um Componente considerando três Estados para representar as Falhas e dois Estados para Manutenção.

onde:

- S - representa o estado de falha
- M - representa o estado da manutenção
- λ - taxa de falha
- μ - taxa de reparo
- s - tempo de chaveamento

Para melhor representar a seqüência de eventos que ocorrem após a falha de um componente, adotam-se os conceitos de falhas ativas e passivas, introduzidos por Grover e Billinton⁵, em 1974.

Na Figura 5.2 é mostrado o modelo de operação de um componente, sob o ponto de vista do sistema, mostrando a seqüência de eventos, com os tipos de falha assinalados.

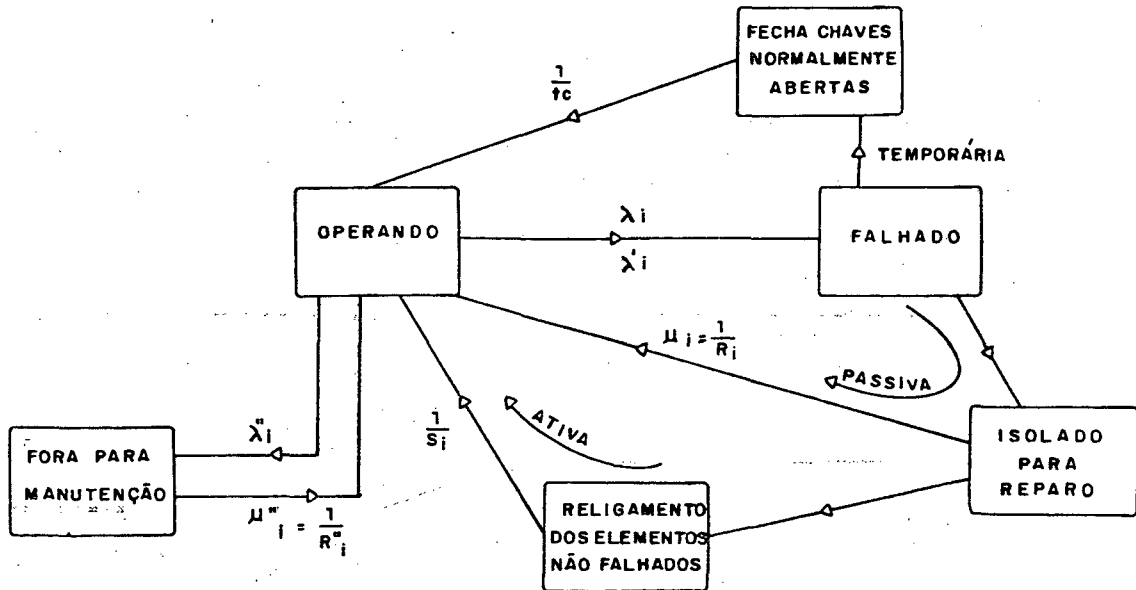


FIG. 5.2 - Modelo de Operação de um Componente, sob o ponto de vista do Sistema, mostrando a Sequência de Eventos, com todos os tipos de Falha assinalados.

onde:

λ_i = taxa de falhas passivas (inclui falhas ativas para os componentes estáticos)

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

λ_i' = taxa de falhas ativas (diferentes de λ_i , só para componentes dinâmicos).

S_i = tempo necessário para isolamento do componente e religamento dos elementos não falhados.

λ_i'' = taxa de manutenção

r_i'' = tempo médio de manutenção do componente

t_c = tempo de chaveamento.

Pode-se então, definir os estados possíveis das duas cate-

gorias de componentes. Os elementos estáticos podem estar em um dos estados seguintes:

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

Os elementos dinâmicos por sua vez, podem se encontrar nos seguintes estados:

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

5.3.3. Hipóteses Simplificadoras

Devido ao grande número de modos de falha de um sistema real, foi necessário assumir algumas hipóteses simplificadoras, apresentadas a seguir:

- desprezam-se as contingências de terceira ordem, ou seja, não são admitidas falhas passivas em mais de dois componentes do sistema ao mesmo tempo. Esta premissa é válida, uma vez que as taxas de falha dos equipamentos de transmissão são pequenas, reforçado pelo fato de se estar considerando um modelo para manutenção preventiva dos mesmos equipamentos;
- foram desprezadas as ocorrências simultâneas de duas falhas ativas de componentes. Isto se justifica pelo fato dos tempos de chaveamento dos componentes serem relativamente pequenos

- e, por consequência, o tempo de exposição do sistema de transmissão a uma segunda falha ativa é pequeno;
- a probabilidade de ocorrência de dois elementos dinâmicos (disjuntores) estarem presos simultaneamente é desprezível. Esta consideração é aceitável tendo em vista que a probabilidade de se ter um disjuntor preso é da ordem de 10^{-3} ;
 - admite-se que nenhum elemento da rede será retirado de serviço para manutenção se houver um ou mais componentes falhados. Além disso, considera-se que 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.

Uma outra simplificação levada em conta no programa é a não consideração de falhas relacionadas, ou seja, as falhas que possam ocorrer, como consequência de outros elementos falhados. Esta simplificação conduz a índices mais otimistas que os reais, não prejudicando entretanto a validade do estudo, uma vez que os índices calculados deverão ser utilizados para comparar diversas alternativas, sendo tratados por conseguinte como índices relativos.

Levando em conta essas hipóteses, pode-se estabelecer, então, as equações para a frequência e duração dos estados de falha no sistema de transmissão.

5.3.4. Determinação dos Modos de Falha

De uma forma geral e resumida, um sistema de fonte e carga pode ser representado em forma de grafo diretamente a partir do seu arranjo físico, associando-se cada componente a um ramo e

criando-se, convenientemente, os nós entre os pontos de interligação dos diversos elementos.

A partir do grafo é montada, então, a matriz de caminhos analisando-se todos os conjuntos de componentes que estabelecem uma ligação direta entre a fonte e a carga.

A partir daí, são estabelecidos os cortes que interrompem os caminhos configurados, que podem se classificar em:

- cortes mínimos de até dois elementos, onde o serviço só pode ser restabelecido reparando pelo menos um componente falhado (corte permanente);
- cortes mínimos em que o serviço é restabelecido isolando o elemento falhado e religando os componentes não falhados.

Entende-se por Corte um conjunto de ramos que, quando removidos do grafo, interrompem todos os caminhos existentes e por Corte Mínimo um corte que não tem nenhum subconjunto de ramos que, por sua vez, formem corte.

Combinando os modos de falhas citados com o isolamento de componentes para manutenção e a possibilidade do disjuntor preso, pode-se determinar os índices de frequência (λ) e duração média (R) e, conseqüentemente, a indisponibilidade (U) do ponto de carga em análise. Deve-se ressaltar que o tempo indisponível do sistema será a soma de todas as contribuições calculadas.

Observa-se ainda, que normalmente há vários pontos de carga que apresentam diferentes valores de indisponibilidade, face à diversidade de caminhos alternativos entre a fonte e a carga.

Um outro modo de falha considerado neste estudo são as denominadas falhas temporárias, ou seja, aquelas em que o serviço é restabelecido somente fechando um ou mais elementos dinâmicos normalmente abertos.

Nesse caso, a frequência de interrupção é a mesma que para falhas passivas, e a duração média é dada pelo tempo necessário para fechar o caminho através dos componentes normalmente abertos.

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 manutenção, são então calculadas multiplicando-se as frequências e durações respectivas.

O tempo indisponível do sistema de transmissão, em um período determinado será então a soma de todas as contribuições calculadas.

Verifica-se que para estabelecer os modos de falha do sistema, basta determinar todos os cortes mínimos do grafo representativo do mesmo, pois a probabilidade de falha do sistema, é dada pela falha de todos os elementos de pelo menos um corte mínimo.

Cada corte mínimo assim 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.

Considerando as hipóteses e equações estabelecidas para o modelo de confiabilidade, podem ser determinados, agora, os modos de falha dos componentes do sistema de transmissão e as respectivas contribuições à frequência e duração de interrupções, bem co-

mo as horas anuais de indisponibilidade do ponto de carga.

Os modos de falha possíveis, de acordo com as hipóteses admitidas, são os 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 está 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 (isolado para reparo)
 - Falha ativa de um componente quando um outro está fora de serviço para manutenção.
 - Falha ativa de um componente junto com a condição de disjuntor preso.
 - Falha temporária de um componente.
 - Falha temporária de um componente quando um outro está isolado para reparo.
 - Falha temporária de um componente quando um outro está fora de serviço para manutenção.

Para se 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, tempos de chaveamento, tempo de reparo, taxa de manutenção e tempo de manutenção de cada componente do sistema de transmissão.

Com base nas equações dos modelos de confiabilidade adotados para falhas e manutenção, são determinadas a seguir as con-

tribuições devidas aos diferentes modos de falha. A nomenclatura utilizada para os índices do i -ésimo componente é a mesma apresentada anteriormente. Para os elementos dinâmicos, disjuntores, é necessário conhecer também, a probabilidade P_i de não operar quando chamado a fazê-lo. (Vide Apêndice A)

1) Contribuições devidas a Falhas Passivas

a) Falha de um componente i .

Das equações (A-6) e (A-7), do Apêndice A, tem-se:

$$\lambda_k = \lambda_i \quad (5.1)$$

$$R_k = R_i \quad (5.2)$$

$$U_k = \lambda_i \cdot R_i \quad (5.3)$$

onde:

λ_k = contribuição à taxa de interrupção do ponto de carga

R_k = tempo de interrupção anual no ponto de carga

b) Falha de dois componentes (i, j) .

Das equações (A-8) e (A-9), do Apêndice A, resulta:

$$\lambda_k = \lambda_i \cdot \lambda_j (R_i + R_j) \quad (5.4)$$

$$R_k = \frac{R_i \cdot R_j}{R_i + R_j} \quad (5.5)$$

$$U_k = \lambda_k \cdot R_k \quad (5.6)$$

c) Falha de um componente quando há um outro em manutenção (i, j) .

Aplicando a equação (A-10), obtêm-se a relação para determinação da taxa λ_k'' , considerando a possibilidade de ocorrência do evento (i, j) ou (j, i) :

$$\lambda_k'' = \lambda_i \lambda_j'' (R_i + R_j'') + \lambda_j \lambda_i'' (R_j + R_i'') \quad (5.7)$$

Face à hipótese de não se iniciar manutenção quando houver um componente falhado no sistema de transmissão, a equação acima

se reduz a:

$$\lambda_k'' = \cancel{\lambda_i \lambda_j'' R_i} + \lambda_i \lambda_j'' R_j'' + \cancel{\lambda_j \lambda_i'' R_j} + \lambda_j \lambda_i'' R_i''$$

$$\lambda_k'' = \lambda_i \lambda_j'' R_j'' + \lambda_j \lambda_i'' R_i'' \quad (5.8)$$

A duração média da interrupção será então deduzida a partir da equação (A-11), (Apêndice A):

$$R_k'' = \frac{\lambda_i \lambda_j'' R_j''}{\lambda_k''} \cdot \frac{R_i \cdot R_j''}{R_i + R_j''} + \frac{\lambda_j \lambda_i'' R_i''}{\lambda_k''} \cdot \frac{R_j \cdot R_i''}{R_j + R_i''} \quad (5.9)$$

As horas anuais de interrupção serão dadas por:

$$U_k'' = \lambda_k'' \cdot R_k'' \quad (5.10)$$

2) Contribuições devidas a Falhas Ativas

a) Falha ativa de um componente

$$\lambda_k' = \lambda_i' \quad (5.11)$$

$$R_k' = S_i \quad (5.12)$$

$$U_k' = \lambda_i' S_i \quad (5.13)$$

b) Falha de um componente i quando um outro j está isolado para reparo:

$$\lambda_k' = \lambda_i' \lambda_j (S_i + R_j) \quad e \quad (5.14)$$

$$R_k' = \frac{S_i \cdot R_j}{S_i + R_j} \quad (5.15)$$

Como em geral $S_i \ll R_j$, a equação acima pode ser simplificada para:

$$R_k' = S_i \quad (5.16)$$

E a contribuição às horas anuais de interrupção é:

$$U_k' = \lambda_k' \cdot R_k' \quad (5.17)$$

- c) Falha ativa de um componente i , quando um outro j está fora de serviço para manutenção.

$$\lambda_k'' = \lambda_i' \lambda_j'' (S_i + R_j'') \quad (5.18)$$

$$\lambda_k'' = \lambda_i' \lambda_j'' R_j'' + \lambda_i' \lambda_j'' S_i$$

e

$$R_k'' = \frac{S_i \cdot R_j''}{S_i + R_j''}, \text{ como } S_i \ll R_j'', \text{ tem-se:} \quad (5.19)$$

$$\lambda_k'' = \lambda_i' \lambda_j'' R_j'' \quad (5.20)$$

$$R_k'' = S_i \quad e \quad (5.21)$$

$$U_k'' = \lambda_k'' \cdot R_k'' \quad (5.22)$$

- d) Falha ativa de um componente i , com um disjuntor j preso.

$$\lambda_k' = \lambda_i' \cdot P_j \quad (5.23)$$

$$R_k' = \frac{R_j \cdot S_i}{R_j + S_i} \quad (5.24)$$

$$U_k' = \lambda_k' \cdot R_k' \quad (5.25)$$

3) Contribuições devidas a Falhas Temporárias.

- a) Falha temporária de um componente i :

$$\lambda_k = \lambda_i \quad (5.26)$$

$$R_k = t_c \quad (5.27)$$

$$U_k = \lambda_k \cdot R_k \quad (5.28)$$

- b) Falha temporária de um componente i quando um outro j está isolado para reparo:

$$\lambda_k = \lambda_i \lambda_j (R_i + R_j) \quad (5.29)$$

$$R_k = t_c \quad (5.30)$$

$$U_k = \lambda_k \cdot R_k \quad (5.31)$$

c) Falha temporária de um componente i quando um outro j está fora de serviço para manutenção:

$$\lambda_k = \lambda_i \lambda_j'' R_j'' \quad (5.32)$$

$$R_k = t_c \quad (5.33)$$

$$U_k = \lambda_k \cdot R_k \quad (5.34)$$

4) Índices de Confiabilidade do Sistema

Seja um sistema de transmissão em cujo grafo, representativo do arranjo físico, foram encontrados todos os cortes mínimos, como descrito anteriormente. Então, a taxa total de interrupção do ponto de carga considerado λ_T , é obtida pela soma de todas as contribuições devidas aos modos de falha estabelecidos:

$$\lambda_T = \sum_{k=1}^{N1} \lambda_k + \sum_{k=1}^{N2} \lambda_k' + \sum_{k=1}^{N3} \lambda_k'' \quad (5.35)$$

Analogamente, as horas totais de interrupção anual são dadas por:

$$U_T = \sum_{k=1}^{N1} U_k + \sum_{k=1}^{N2} U_k' + \sum_{k=1}^{N3} U_k'' \quad (5.36)$$

Finalmente, a duração média de uma interrupção é obtida pela divisão da indisponibilidade pela taxa de falha:

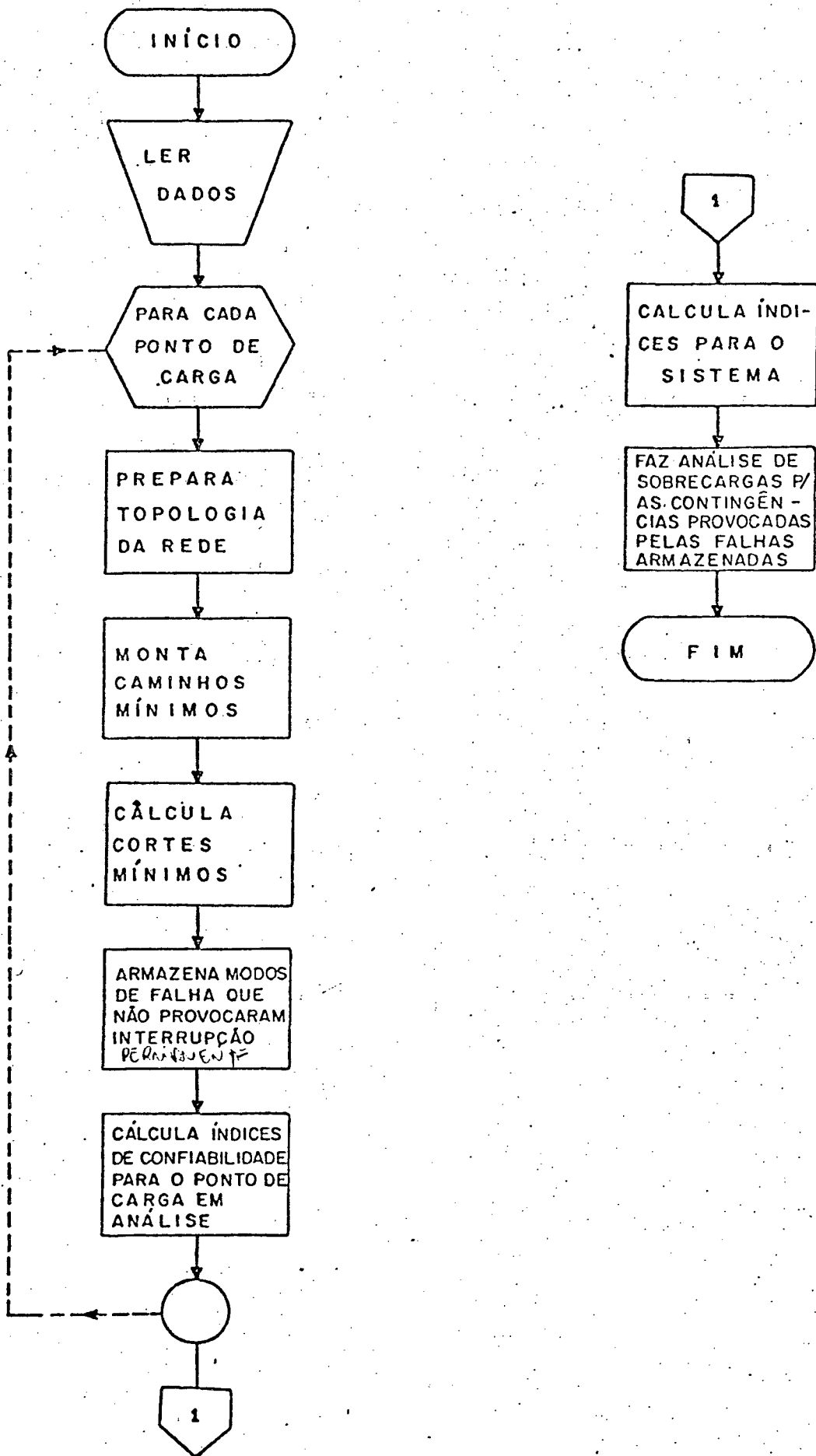
$$R_T = \frac{U_T}{\lambda_T} \quad (5.37)$$

Após o cálculo dos índices totais para cada ponto de carga especificado, poderão ser calculados índices de confiabilidade para o sistema de transmissão como um todo.

Admitindo que a perda de qualquer um dos pontos de carga ocasionará uma falha no sistema, os índices para o sistema como

um todo, podem ser obtidos pela união dos conjuntos já determinados, eliminando-se as intersecções. Ou seja, considerados os cortes mínimos para cada nó de carga como sendo não mínimos para o sistema, e usando teoria de conjuntos para determinar se um corte está contido em qualquer um dos outros, os cortes mínimos para o sistema são estabelecidos, e a partir deles, usando a metodologia explicada anteriormente, os índices para o sistema podem ser calculados.

A seguir é mostrado um fluxograma geral simplificado do sistema computacional.



5.4. Exemplo de Aplicação da Metodologia

Com base na metodologia apresentada será analisado um sistema de distribuição simples, com apenas um alimentador radial, tendo três pontos de carga C_1 , C_2 e C_3 , sendo que para cada um destes pontos existe apenas um único caminho, consequência da radialização do sistema e da inexistência de suprimento alternativo, através de chaves normalmente abertas.

Visando permitir a posterior comparação dos resultados com aqueles obtidos através da metodologia Koval-Billinton, onde se calculam os índices de confiabilidade para o ponto específico C_1 , adota-se aqui o circuito representativo das zonas de proteção, e a partir daí traça-se o grafo associado.

Assim, pode-se continuar a ter o ponto de carga C_1 , explicitado e nas mesmas condições de localização adotadas na aplicação da metodologia Koval-Billinton.

O circuito estudado é mostrado na Figura 4.4.

O grafo representativo do sistema da Figura 4.4 é apresentado na Figura 5.3.

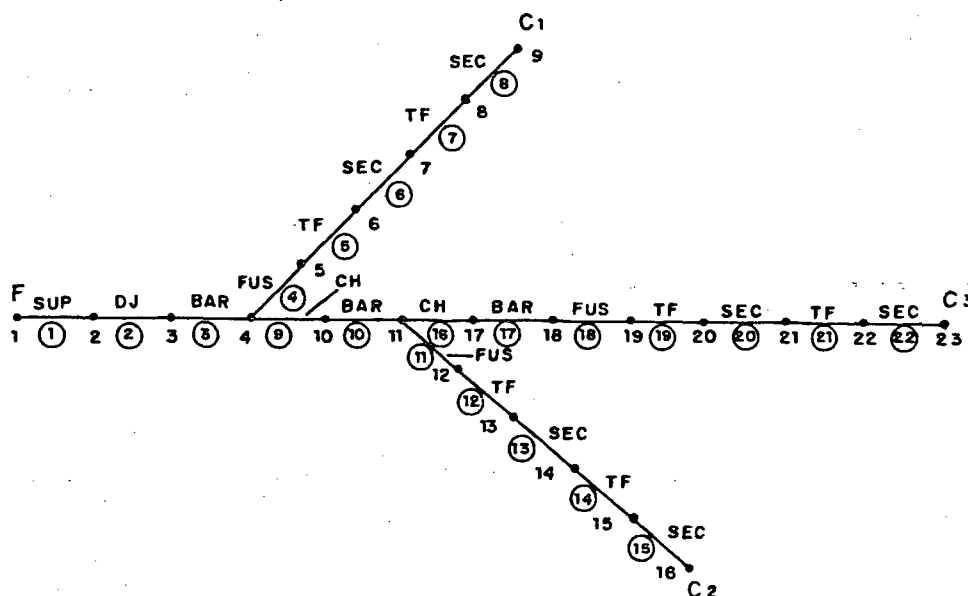


FIG.5.3 - Grafo representativo do Alimentador.

Desejam-se calcular os índices de confiabilidade para o ponto de carga C_1 , ou seja: a taxa de falha (λ) a duração esperada de falha (r) e o tempo total anual de interrupção (indisponibilidade) U .

O Quadro 5.1 fornece as taxas de falha e tempos de reparo para cada componente da rede.

Equipamento	Taxa de Falha	Tempo de Reparo (min)
Barramento	0,12825 f/ano/km	105
Fusível	0,00232 f/ano/fusível	66
Chave Faca	0,0001 f/ano/chave	120
Suprimento	0,005 f/ano	720
Transformador	0,0004 f/tr/ano	111
Secundário	0,00001 f/tr/ano	120
Disjuntor	0,074 f/ano/disj.	4320

QUADRO 5.1 - Taxas de Falha e Tempos de Reparo dos Equipamentos.

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

Os modos de falha possíveis para o caso exemplo, já que se trata de um sistema de distribuição radial, são:

- Corte de 1 elemento
 - Falha passiva de um componente i
 - Falha ativa de um componente i
 - Falha ativa de um componente i com disjuntor preso

Para o ponto de carga C_1 , da Figura 5.3, tem-se um único caminho representado pela matriz binária, entre a fonte e a carga,

construída a partir do grafo.

CAMINHO	ELEMENTOS												
1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	...
	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	...

As contribuições de cada corte, bem como as contribuições devidas aos diferentes modos de falha, são mostradas nos Quadros 5.2, 5.3 e 5.4.

ELEMENTOS FALHADOS	FALHA PASSIVA		
	λ (f/ano)	r (h/falha)	U (horas/ano)
1	0,005	12	0,06
2	0,074	72	5,328
3	0,12825	1,75	0,224
4	0,00232	1,1	0,00255
5	0,0004	1,85	0,00074
6	0,00001	2	0,00002
7	0,0004	1,85	0,00074
8	0,00001	2	0,00002
CONTRIBUIÇÃO TOTAL	0,21039	26,694	5,6161

QUADRO 5.2

Para o cálculo dos valores do Quadro 5.2, foram usadas as seguintes fórmulas:

- Falha passiva de um componente i:

$$\lambda_k = \lambda_i$$

$$R_k = R_i$$

$$U_k = \lambda_i R_i$$

ELEMENTOS FALHADOS	FALHA ATIVA		
	λ' (falha/ano)	r' (hrs)	U (hrs/ano)
9	0,0001	2,00	0,0002
10	0,12825	1,80	0,23085
11	0,00232	1,10	0,00255
16	0,0001	2,00	0,0002
17	0,12825	1,80	0,23085
18	0,00232	1,10	0,00255
CONTRIBUIÇÃO TOTAL	0,26134	1,7877	0,4672

QUADRO 5.3

Para o cálculo dos valores do Quadro 5.3, foram usadas as seguintes fórmulas:

- Falha ativa de um componente i

$$\lambda_k' = \lambda_i'$$

$$R_k' = S_i$$

$$U_k' = \lambda_i' S_i$$

ELEMENTOS FALHADOS	DISJUNTOR PRESO	CONTRIBUIÇÕES		
		λ' (falha/ano)	r (hrs)	U(hrs/ano)
12	11	$0,2 \times 10^{-5}$	0,70	$0,14 \times 10^{-5}$
13	11	$0,5 \times 10^{-5}$	0,71	$0,355 \times 10^{-5}$
14	11	$0,2 \times 10^{-5}$	0,70	$0,14 \times 10^{-5}$
15	11	$0,5 \times 10^{-5}$	0,71	$0,355 \times 10^{-5}$
19	18	$0,2 \times 10^{-5}$	0,70	$0,14 \times 10^{-5}$
20	18	$0,5 \times 10^{-5}$	0,71	$0,355 \times 10^{-5}$
21	18	$0,2 \times 10^{-5}$	0,70	$0,14 \times 10^{-5}$
22	18	$0,5 \times 10^{-5}$	0,71	$0,355 \times 10^{-5}$
CONTRIBUIÇÃO TOTAL		$0,28 \times 10^{-4}$	0,707	$0,198 \times 10^{-4}$

QUADRO 5.4

Para o cálculo dos valores do Quadro 5.4, foram usadas as seguintes fórmulas:

- Falha ativa de um componente i, com disjuntor preso

$$\lambda_k' = \lambda_i' P_j$$

$$R_k' = \frac{R_i \cdot S_i}{R_i + S_i}$$

$$U_k' = \lambda_k' R_k'$$

onde:

P_j é a probabilidade de disjuntor preso

$$P_j = 0,005$$

Os índices totais de confiabilidade do arranjo para o ponto de carga considerado são:

$$\lambda_T = \sum_{k=1}^{N1} \lambda_k + \sum_{k=1}^{N2} \lambda_k' + \sum_{k=1}^{N3} \lambda_k' = 0,4717 \text{ f/ano}$$

$$U_T = \sum_{k=1}^{N1} U_k + \sum_{k=1}^{N2} \lambda_k' + \sum_{k=1}^{N3} \lambda_k' = 6,083 \text{ hrs/ano}$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = 12,895 \text{ hrs.}$$

5.5. Resultados Obtidos

Os resultados dos índices de confiabilidade obtidos para os pontos de carga C_1 , C_2 e C_3 da Figura 5.3 são mostrados na Tabela 5.1, a seguir:

Índices de confiabilidade	M E T O D O L O G I A		
	CST		
	C_1	C_2	C_3
λ (f/ano)	0,4717	0,474	0,474
r (hrs)	12,895	12,84	12,83
U (hrs/ano)	6,083	6,08	6,07

TABELA 5.1

Para os índices globais do sistema, tem-se os resultados apresentados na Tabela 5.2.

Índices de confiabilidade	M E T O D O L O G I A
	CST
λ_T (f/ano)	0,479
r_T (hrs)	12,71
U_T (hrs/ano)	6,08

TABELA 5.2

A mesma rede foi simulada no computador utilizando-se o programa CST e os resultados da simulação são apresentados no Apêndice B.

CAPÍTULO VI

APLICAÇÃO DA ANÁLISE DE CONFIABILIDADE NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO.

6.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é ilustrar de que modo a análise da confiabilidade pode subsidiar o processo de planejamento.

A escolha da metodologia que melhor se presta ao estudo da confiabilidade dos sistemas de distribuição existentes se baseia na análise das informações disponíveis sobre:

- . taxas de falhas dos componentes
- . tempos de reparo, de chaveamento, de manutenção e de religamento dos componentes
- . configuração e porte do sistema
- . características de atuação dos equipamentos de proteção
- . existência ou não de alimentação alternativa em situações de contingência
- . manobras de religamento e restauração dos equipamentos isolados para reparo ou manutenção preventiva.

Além da avaliação dos dados disponíveis, faz-se necessária uma verificação dos recursos existentes (sistema computacional,

peçoal técnico, etc.) para viabilizar a implantação da metodologia mais adequada a cada caso.

Com vistas a subsidiar a escolha da metodologia realiza-se a seguir uma análise comparativa dos três casos apresentados.

6.2. Análise Comparativa das Metodologias

No capítulo IV apresenta-se a metodologia desenvolvida pelo CODI - Comitê de Distribuição, que vem sendo aplicada pelas empresas concessionárias para quantificar os índices de continuidade que permitem avaliar a qualidade do fornecimento.

A metodologia CODI requer apenas taxas de falhas e tempos médio de reparo de componentes e de restabelecimento da rede.

O método não leva em conta as características de mudanças das condições ambientais.

Basicamente, o único fator que vai influenciar no cálculo dos índices de confiabilidade é a configuração do sistema de distribuição, além, naturalmente dos modos de falha e processos de restauração do serviço, conforme evidenciam os exemplos apresentados no capítulo IV.

A metodologia de Koval & Billinton, apresentada no capítulo IV, permite levar em conta não só a configuração do sistema como elemento básico, mas também aspectos de coordenação da proteção.

Embora de simples compreensão e de relativa facilidade de aplicação, esta metodologia se presta preferencialmente para sistemas radiais simples ou com recurso.

A idéia básica do método, mostrada através de uma aplicação específica, é demonstrar que o desempenho de cada ramal pode afetar os índices de confiabilidade de consumidores em outros ramos. Sua aplicação manual a sistemas malhados ou reticulados torna-se trabalhosa. O aparecimento de grande número de ramos laterais e zonas de proteção aumenta substancialmente a complexidade de cálculo da indisponibilidade e taxa de falha dos ramos.

Mostra-se ainda que o tipo de equipamento de proteção usado influi diretamente na duração e frequência de saídas forçadas. No exemplo apresentado, o circuito é dotado de equipamentos de proteção automáticos, e o cálculo fornece resultados diferentes (maiores índices de indisponibilidade) quando estes equipamentos são considerados de operação manual.

Esta metodologia, por permitir a avaliação quantitativa do efeito dos esquemas de coordenação da proteção sobre os índices de confiabilidade dos consumidores, fornece subsídios relevantes para a escolha da configuração mais adequada do sistema de proteção e controle.

No capítulo V, apresenta-se a metodologia CST - Confiabilidade de sistemas de transmissão, e se investiga sua aplicabilidade para avaliação da confiabilidade de um sistema de distribuição. Essa metodologia permite o estudo de sistemas malhados, além dos radiais, e considera ainda os efeitos de chaveamentos e falhas de proteção.

Para o sistema a ser analisado, deverão ser fornecidos dados sobre:

- . topologia
- . tipos de componentes

- . estatísticas de falhas, tempos de reparo e de chaveamento de componentes falhados
- . probabilidade de disjuntor preso.

Para efeito do cálculo dos índices, o sistema é representado em forma de grafo diretamente a partir do seu arranjo físico, associando-se, adequadamente, um ramo a cada componente, sendo os nós os pontos de interligação entre os diferentes equipamentos.

Na sua formulação atual, esta metodologia não leva em consideração ocorrências de adversidades climáticas, mas permite considerar as contribuições de falhas ativas com a condição de disjuntor preso e as contribuições de falhas temporárias, onde o serviço é restabelecido chaveando-se componentes normalmente abertos.

Observa-se que todas as abordagens apresentam resultados semelhantes para o sistema testado. Em redes mais complexas a dificuldade de cálculo manual para as metodologias do CODI e de Koval e Billinton apresentam limitações quanto ao tipo de configuração e tipos de contingências, o que vem se agravar bastante do aumento do porte do sistema, bem como devido ao aparecimento de interligações de emergência através de chaves normalmente abertas. Nessa situação é preferível aplicar a metodologia do CST - que permite elevar em consideração de forma automática, além das falhas permanentes e temporárias, a saída de componentes para manutenção, probabilidade de disjuntor preso e ações de chaveamento.

Esta metodologia por já ter sido implementada em computador, agiliza o processo de simulação do desempenho das futuras configurações para estudos de planejamento da expansão dos sistemas de distribuição de energia.

Os resultados da simulação do Caso Teste, através do programa CST se encontram no Apêndice B.

No Quadro 6.1 apresentam-se, resumidamente, as características, considerações básicas e dados necessários para a aplicação das metodologias estudadas.

QUADRO 6.1

		CODI	KOVAL/BILLINTON	CST
Tipo de Configuração		Aplicável preferencialmente a sistemas radiais.	Idem	Aplicável a todo tipo de configuração
Modos de Falhas	Analisa contribuições devidas a falhas permanentes e temporárias.	Sim	Sim	Sim
	Falhas de proteção.	Não	Sim	Sim
	Ações de chaveamento.	Não	Não	Sim
	Saídas para manutenção.	Não	Não	Sim
Tipo de Contingência		Simples	Idem	Simples e Duplas

6.3. Caso Teste para um Alimentador da CELESC - Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.

A Figura 6.1 apresenta a localização do alimentador 5 da subestação de Salseiros, localizada no Município de Itajaí, e a Figura 6.2 mostra o seu respectivo grafo.

A área sob estudo é composta predominantemente por cargas industriais e, em menor escala, comerciais e residenciais. A agência CELESC de Itajaí possui toda a infra-estrutura do sistema-suporte (veículos, comunicações, pessoal, edificações, etc.) e turmas para efetuar manutenção preventiva ou corretiva, além dos reparos devidos a falhas ocorridas no sistema. Em geral a recuperação dos trechos ou elementos falhados é feita manualmente.

Atualmente a identificação do ponto de falha é feita pelas turmas de reparo, através de tentativas.

O sistema apresenta configuração radial com recursos, e interligações entre os alimentadores podem ser utilizadas em situações de contingência, através do fechamento de chaves normalmente abertas.

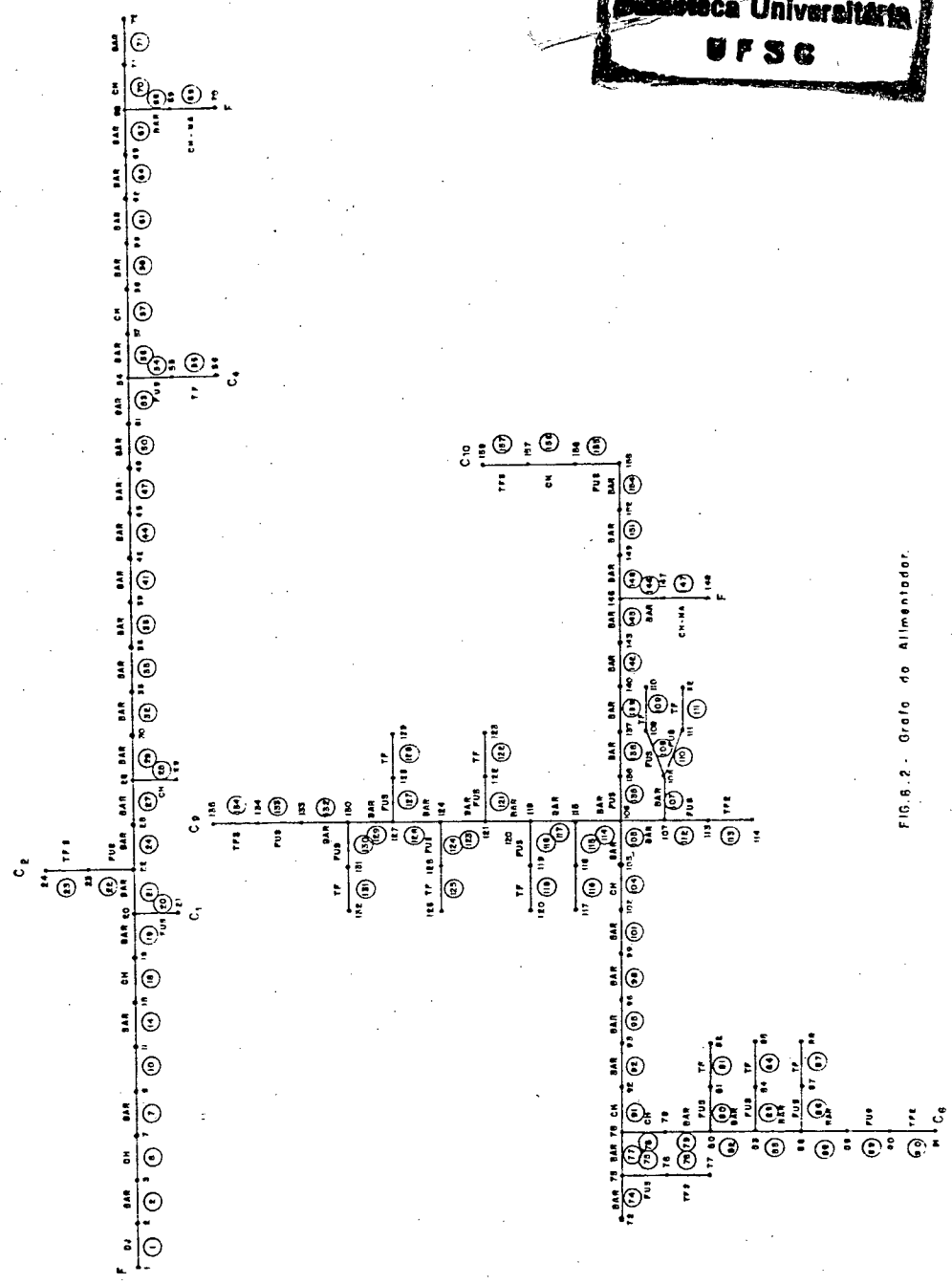


FIG. 2. - Grafo do Alimentador.

6.4. Estudo Comparativo de Alternativas de Reforços do Sistema

6.4.1. Introdução

No Caso Teste apresentado no item 6.3, chamado aqui de Caso Base, e a partir do grafo mostrado na Figura 6.2, foram estudadas seis alternativas de reforço de sistema, e verificados os valores dos índices de confiabilidade globais para o sistema e para os dez pontos de carga.

A partir dos resultados obtidos foi montada a Tabela 6.1 a seguir:

6.4.2. Descrição das Alternativas

Partindo-se do Caso Base, a primeira alternativa consiste em inserir chaves-facas nos ramos onde eram antes representados os barramentos 029 e 067. Esta alternativa faz parte da 1ª Etapa do Plano Geral de Obras para subestação de Salseiros, em Itajaí, realizado pela CELESC, no estudo de planejamento de distribuição desta área³¹.

Note-se que não houve mudança nos índices de confiabilidade dos pontos de carga, no entanto estes índices a nível de sistema indicam diminuição da confiabilidade.

Na segunda alternativa foram conservadas as chaves nos ramos 029 e 067, instalando-se, porém, chaves fusíveis nos ramos 028, 078, 106 e 114, que propiciarão proteção local para falhas nos respectivos ramais laterais, evitando assim a atuação do disjuntor da subestação.

Ainda uma modificação é feita, retirando-se a chave fusível do ramo 135 e substituindo-a por uma chave faca. Esta substituição pode trazer melhoria nos índices de confiabilidade dos pontos de carga, desde que uma chave fusível colocada no tronco do alimentador não é aconselhável por tornar defeitos transitórios em defeitos permanentes, se a falha ocorre a jusante.

O resultado demonstra uma sensível melhoria nos índices de confiabilidade globais, bem como para os dez pontos de carga, em relação tanto ao Caso Base quanto à primeira alternativa de reforço.

Uma terceira alternativa compreende a retirada das chaves facas 029 e 067, além das modificações consideradas na segunda alternativa.

Comparando-se ao Caso Base, houve uma melhoria nos índices globais e nos índices dos pontos de carga, porém não o bastante para que os resultados sejam superiores aos obtidos com a segunda alternativa.

Na quarta alternativa, um religador é instalado no ramo 067, adotando-se para este os mesmos dados de desempenho da chave fusível. Conservam-se as alterações feitas na segunda alternativa, ou seja:

Ramo 028 - chave fusível

Ramo 078 - chave fusível

Ramo 106 - chave fusível

Ramo 114 - chave fusível

Ramo 135 - chave faca

Conserva-se retirada do ramo 029 a chave faca. Nesta alternativa há uma sensível melhoria dos índices de confiabilidade dos pontos de carga, tanto em relação ao Caso Base, como em relação a todas as outras alternativas anteriores.

Remanejando-se o religador para o ramo 029, ainda com dados de desempenho de chave fusível, supondo-se o ramo 067 representado por um barramento e conservando-se as alterações feitas na terceira alternativa, surge uma quinta alternativa, que proporciona melhores índices de confiabilidade, em relação ao Caso Base, apenas para os pontos a montante do religador instalado e para alguns outros pontos que se encontram a jusante, oferecendo assim uma melhoria parcial no sistema, apesar de não piorar os índices globais, conservando-lhes o mesmo valor.

Nesta alternativa realiza-se ainda uma análise de sensibilidade adotando-se inicialmente o valor da taxa de falha do religador 029 reduzido da metade e depois considerando-se este valor

tomado como o dobro. Os resultados mostram-se idênticos aos da quinta alternativa, sem qualquer alteração.

Na última alternativa, na tentativa de melhorar os índices de confiabilidade do sistema e dos pontos de carga, adotam-se ainda as mesmas características da quinta alternativa, com o religador no ramo 029, porém com os dados de desempenho tomados idênticos aos do disjuntor.

Observa-se com relação ao Caso Base uma grande melhoria nos índices de confiabilidade.

Constata-se que as alternativas de número quatro e cinco proporcionam melhores índices para a maioria dos pontos de carga do sistema, em relação ao caso base.

Uma decisão final deve levar em conta o porte e o tipo de carga em cada ponto de suprimento.

Este fato tem grande implicação para os pontos de carga em geral e para os pontos de carga industriais, em particular, que podem ser beneficiados mediante a escolha correta da mais conveniente alternativa de reforço. Este benefício se traduz em termos de redução de custo, quando a duração de saída anual se reduz sensivelmente, ocasionando assim uma redução do montante de energia não suprida, aumento da produção, menores problemas com parada de equipamentos e sua conseqüente danificação, menos tempo ocioso do pessoal de serviço e, conseqüentemente, maior economia.

De posse de todos estes dados, conclui-se que a quarta alternativa oferece, em termos de confiabilidade, melhores resultados e sugere-se, então, adotá-la como configuração final da rede.

Como se pode constatar, através deste Caso Teste, um estudo detalhado das opções de reforços e melhorias na qualidade e continuidade de serviço, é um fator indispensável a área de plane-

jamento.

Os resultados da simulação da quarta alternativa, através do programa CST, se encontram no Apêndice B.

CAPÍTULO VII

CONCLUSÕES E SUGESTÕES

7.1. Síntese do Trabalho

Inicialmente foi realizado um levantamento dos métodos específicos para cálculo de índices de confiabilidade em sistemas de distribuição, selecionadas duas metodologias específicas (CODI e Koval & Billinton) e feitas as aplicações para um sistema com um único alimentador.

Face as limitações de aplicabilidade destas metodologias, resolveu-se, então, estudar a metodologia do CST - Confiabilidade de Sistemas de Transmissão e averiguar-se a viabilidade de sua aplicação a sistemas de distribuição.

Para o mesmo sistema anterior, testou-se a metodologia e verificou-se que, embora o algoritmo tenha sido implementado para a determinação dos índices de confiabilidade de subestações e sistemas de transmissão, este pode ser aplicado sem maiores dificuldades a sistemas de distribuição, como demonstrado no capítulo V e no Caso Teste apresentado no capítulo VI.

Ainda no capítulo VI realizou-se um estudo de alternativas

de reforço do sistema, analisando-se os resultados que cada modificação na rede acarretou aos índices de confiabilidade globais e para os pontos de carga.

7.2. Principais Conclusões

As metodologias abordadas no Capítulo IV possuem algumas limitações, que restringem sua aplicação, sendo que uma delas é a não consideração da saída de dois componentes simultaneamente.

Além disso, sua principal aplicação é para redes radiais, o que restringe o uso destes métodos em estudo de planejamento de sistemas de distribuição quando se consideram, como alternativas de expansão da rede, mudanças para configurações do tipo malhado, ou reticulado.

Na metodologia de Koval & Billinton, é importante se observar que o porte dos sistemas radiais deixa de ser um fator crítico, quando se considera a não existência de falhas da proteção, o que significa, fisicamente, equipamentos de abertura automática, sob o ponto de vista de aplicação manual da metodologia.

Isto se deve ao fato de serem desprezados todos os termos que possuem potências de q ao quadrado ou superiores, nas equações da taxa de falha e da duração de saída anual, simplificando-as consideravelmente.

Quando se consideram falhas da proteção, tal simplificação já não acontece, inviabilizando o cálculo manual.

Ainda quanto aos métodos manuais, se pode afirmar que são adequados na análise da confiabilidade de sistemas existentes, mas para emprego no planejamento, onde se requer a análise de muitas configurações alternativas, se tornam inadequados, devido ao grande esforço requerido e maior possibilidade de erros, evidenciando assim a necessidade de uma metodologia que supere tais limitações.

Em vista destes aspectos, resolveu-se estudar uma abordagem alternativa de cálculo da confiabilidade, a metodologia do CST - Confiabilidade de Sistemas de Transmissão, no sentido de averiguar sua adequação ao estudo da confiabilidade dos sistemas de distribuição de energia, sob o enfoque do planejamento dos mesmos, apresentada no Capítulo V.

Observou-se, assim, que a aplicação da metodologia do CST, acarretou resultados satisfatórios no estudo da confiabilidade de sistemas de distribuição, principalmente, no que tange a análise de alternativas de reforços para melhoria da confiabilidade do sistema, apresentando a grande vantagem de já ter sido implementada em computador digital.

7.3. Sugestões

Apresentam-se a seguir, sugestões para a continuidade deste trabalho, ou desenvolvimento de outras linhas de pesquisa dentro do mesmo assunto:

- 1) Inclusão no modelo de confiabilidade de aspectos ambientais.

2) Consideração da influência nos índices de continuidade de aspectos de qualidade de suprimento (tensão e sobrecarga de componentes).

3) Coleta, classificação e tratamento de dados de desempenho do sistema e dos componentes, para alimentar os modelos de confiabilidade.

4) Inclusão dos aspectos de energia não suprida na avaliação das alternativas de reforço do sistema, viabilizando análises to tipo benefício/custo.

5) Metodologia para automatizar a escolha dos pontos de seccionamento da rede, com vistas a melhoria da confiabilidade de sistemas de distribuição de energia.

BIBLIOGRAFIA

1. TODD, Z.G. A probability method for transmission and distribution calculation. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 83:695-701, July 1964.
2. GAVER, D.P.; MONTMEAT, F.E.; PATTON, A.D. Power systems reliability. I - measures of reliability and methods of calculation. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 83:727-37, July 1964.
3. MONTMEAT, F.E.; PATTON, A.D.; ZEMKOSKI, J.; CUMMING, D.J. Power systems reliability. II - applications and a computer program. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 84:636-43, July 1965.
4. BILLINTON, R. & BOLLINGER, K.E. Transmission systems reliability evaluation using Markov processes. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 87:538-47, Feb 1968.
5. GROVER, M.S. & BILLINTON, R. A computerized approach to substation and switching station reliability evaluation. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 93(5):1488-97, Jan./Feb. 1974.
6. ALLAN, R.N.; BILLINTON, R.; OLIVEIRA, M.F. de. Reliability evaluation of electrical systems with switching actions. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 123(4):325-30,

Apr. 1976.

7. BILLINTON, R. & GROVER, M.S. Reliability assessment of transmission and distribution schemes. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 94(3):724-32, May/June 1975.
8. BILLINTON, R. & GROVER, M.S. Quantitative evaluation of permanent outages in distribution systems. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 94(3):733-41, May/June 1975.
9. RAMAMOORTY, M. & GOPAL, B. Block diagram approach to power system reliability. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 89 (5/6):802-11, May/June 1970.
10. BILLINTON, R. & GROVER, M.S. Reliability evaluation in distribution and transmission systems. Proc. IEE, 122(5): 517-23, May 1975.
11. ALLAN, R.N. & OLIVEIRA, M.F. de. Reliability modelling and evaluation of transmission and distribution systems. Proc. IEE, 124(6):535-41, June 1977.
12. ALLAN, R.N.; DIALYNAS, E.N.; HOMER, I.R. Modelling and evaluating the reliability of distribution systems. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 98(6):2181-9, Nov./Dec. 1979.
13. KOVAL, D.O. & BILLINTON, R. Evaluation of distribution circuit reliability. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 98 (2):509-18, Mar./Apr. 1979.
14. GALVÃO, L.C.R. Confiabilidade em redes de distribuição primária. São Paulo, USP, 1981. 188p. Tese de Doutorado.
15. PARSONS, J.S. & BARNETT, M.G. Distribution systems. In: WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION. Electrical transmission and distribution reference book. 4.ed. East Pittsburgh, USA, 1950. cap.20, p.666-88.
16. ZABORSZKI, J. & RITTENHOUSE, J.W. Electric power transmission. Troy, NY, USA, The Rensselaer Bookstore, 1970. 360p. vol.1.
17. ELETROBRÁS. Comitê de Distribuição. Planejamento de sistemas

- de distribuição. Rio de Janeiro, Campus, Eletrobrás, 1982. 241p. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, 1).
18. COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL. Operação de sistemas de subtransmissão. São Paulo, s.d., datilogr.
 19. ELETROBRÁS. Comitê de Distribuição. Desempenho de sistemas de distribuição. Rio de Janeiro, Campus, Eletrobrás, 1982. 174p. (Coleção Distribuição de Energia Elétrica, 3).
 20. CAMARGO, C.C.B. Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica. Florianópolis, SC, LTC/ELETROBRÁS/FEESC, 1979. 206p.
 21. NUNES, R.A.F. Confiabilidade de sistemas de potência. Itajubá, MG, EFEI, 1981. Apostila datilogr.
 22. CORSSEN, C.L. Avaliação de índices de confiabilidade em subestações. Florianópolis, SC, 1979. 143p. Tese de Mestrado.
 23. ENDRENYI, J. Reliability modelling in electric power systems. Toronto, Ontário, Canadá, Wiley and Sons, 1978. 338p.
 24. BARROS, J.R.P. de & FELDMAN NETO, B. Considerações sobre as portarias do DNAEE referentes a índices de confiabilidade. Recife, PE, CHESF, 1983. 11p. Nota técnica SGC/GTCP 03/85.
 25. BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. ELETROBRÁS. Portaria nº 046 de 17 de abr. 1978. Estabelece disposições relativas a continuidade e qualidade dos serviços de energia elétrica.
 26. CARRARO, B. et al. Continuidade e qualidade dos serviços de energia elétrica no Brasil. Rio de Janeiro, 1984. II Seminário de Confiabilidade.
 27. BILLINTON, R. & KOVAL, D.O. Evaluation of reliability worth in distribution systems. In: Proc. POWER SYSTEMS COMPUTATION CONFERENCE, 6, Darmstadt, W. Germany, 1978. p.218-25.
 28. ELETROSUL. Departamento de Informática. Manual de programa de confiabilidade do sistema de transmissão (CST). Florianópolis, SC, 1980. 100p.

29. RINGLEE, R.J. & GOODE, S.D. On procedures for reliability evaluation of transmission systems. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 89(4):527-36, Apr. 1970.
30. ENDRENYI, J. Three-state models in power systems reliability evaluations. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, 90(4):1909-16, July/Aug. 1971.
31. CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA S/A - CELESC. Estudo de planejamento de distribuição das zonas elétricas de Itajaí e Balneário Camboriú. Florianópolis, SC, Departamento de Engenharia e Instalações da Distribuição - Coordenadoria de Planejamento da Distribuição, 1984.

A P Ê N D I C E S

APÊNDICE A

METODOLOGIA DO CST

A.1. Formulação Matemática

Seja $P(s)$ a probabilidade de um sistema qualquer encontrar-se num estado de falha S , que tem uma duração média $R(s)$ e um tempo médio entre falhas $m(s)$. Pode-se escrever:

$$P(s) = \frac{R(s)}{m(s)}$$

e como $\lambda(s) = \frac{1}{m(s)}$ é a taxa de falha, desde que $R(s) \ll m(s)$.

$$P(s) = \lambda(s) \cdot R(s) \quad (A-1)$$

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

$$P(s) = P_i(s) \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N (1 - P_k(s)) \cdot (1 - P_k(M)) \quad (A-2)$$

onde:

N - número de componentes do sistema de transmissão.

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

$P(s)$ - probabilidade que o sistema de transmissão 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 ($k \neq i$) esteja no estado de falha S.

$1 - P_k(M)$ - probabilidade que nenhum componente k ($k \neq i$) esteja no estado de manutenção M.

Se $P_k(s) \ll 1$ e $P_k(M) \ll 1$, pode-se fazer a seguinte aproximação:

$$\prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N (1 - P_k(s) \cdot (1 - P_k(M))) = 1$$

$$P(s) \cong P_i(s) \quad \text{ou seja}$$

$$P(s) = \lambda_i(s) R_i(s) \quad (\text{A-3})$$

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 $\mu(s)$ do sistema de transmissão do estado S (contingência simples, falha do componente i) pode ser determinada pela equação:

$$\mu(s) = \mu_i(s) + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N \lambda_k(s) \quad (\text{A-4})$$

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 ($k \neq i$).

Novamente, pode-se fazer a seguinte aproximação:

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

$$\mu(s) = \mu_i(s) \quad (\text{A-5})$$

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

$$R(s) = \frac{1}{\mu(s)} = \frac{1}{\mu_i(s)}$$

$$R(s) = R_i(s) \quad (\text{A-6}) \quad (\text{duração})$$

E a taxa de ocorrência de interrupção será:

$$\lambda(s) = \frac{P(s)}{R(s)} = \frac{\lambda_i(s) \cdot R_i(s)}{R_i(s)}$$

$$\lambda(s) = \lambda_i(s) \quad (\text{A-7}) \quad (\text{frequência})$$

Da mesma forma, pode-se estabelecer as equações de frequência e duração para contingência dupla. De acordo com a segunda hipótese simplificadora, não é aceita ocorrência de duas falhas ativas simultâneas. Define-se portanto um estado de falha T no qual existe um elemento do sistema de transmissão isolado para reparo (falha passiva).

A probabilidade do sistema de transmissão 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:

$$P(s, t) = P_i(s) \cdot P_j(t) \prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i, j}}^N (1 - P_k(s) - P_k(t)) \cdot (1 - P_k(M))$$

onde:

N - número de componentes do sistema de transmissão.

i - i -ésimo componente.

j - j -ésimo componente.

$P(s, t)$ - probabilidade que o sistema de transmissão tenha o i -ésimo componente no estado de falha S , o j -ésimo componente no estado de falha T e os demais operando.

$P_i(s)$ - probabilidade que o componente i esteja no estado de falha S .

$P_j(t)$ - probabilidade que o componente j esteja no estado de falha T .

$(1 - P_k(s) - P_k(t))$ - probabilidade que nenhum componente k ($k \neq i, j$) esteja no estado de falha S ou T .

$(1 - P_k(M))$ - probabilidade que nenhum componente k ($k \neq i, j$) esteja no estado de manutenção M .

e a taxa de saída por:

$$\mu(s, t) = \mu_i(s) + \mu_j(t) + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N \lambda_k(t)$$

onde:

$\mu_i(s)$ - taxa de saída do componente i do estado de falha S . isto é, a taxa de reparo do componente i .

$\mu_j(t)$ - taxa de saída do componente j do estado de falha T , isto é, a taxa de reparo do componente j .

$\lambda_k(t)$ - taxa de falha do componente k ($k \neq i, j$).

Considerando-se a hipótese de não se admitir contingência tripla no sistema de transmissão, resulta:

$$\prod_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N (1 - P_k(s) - P_k(t)) \cdot (1 - P_k(M)) = 1.$$

$$\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^N \lambda_k(t) = 0$$

Logo, teremos que:

$$P(s,t) = P_i(s) \cdot P_j(t) \text{ e}$$

$$\mu(s,t) = \mu_i(s) + \mu_j(t), \text{ o que é o mesmo que:}$$

$$P(s,t) = \lambda_i(s) \cdot R_i(s) \cdot \lambda_j(t) \cdot R_j(t) \text{ e}$$

$$\frac{1}{R(s,t)} = \frac{1}{R_i(s)} + \frac{1}{R_j(t)}$$

Logo, a duração da ocorrência será dada por:

$$R(s,t) = \frac{R_i(s) \cdot R_j(t)}{R_i(s) + R_j(t)} \quad (\text{A-8})$$

$$\text{E a frequência é obtida pela equação } \lambda(s,t) = \frac{P(s,t)}{R(s,t)}$$

$$\lambda(s,t) = \frac{\lambda_i(s) \cdot R_i(s) \cdot \lambda_j(t) \cdot R_j(t)}{\frac{R_i(s) \cdot R_j(t)}{R_i(s) + R_j(t)}}$$

$$\lambda(s,t) = \lambda_i(s) \cdot \lambda_j(t) \cdot (R_i(s) + R_j(t)) \quad (\text{A-9})$$

Da maneira análoga, são obtidas as equações de frequência e duração para o caso de se ter o componente j em manutenção (estado M), e o componente i no estado S (de falha).

$$\lambda(s,M) = \lambda_i(s) \cdot \lambda_j(M) \cdot (R_i(s) + R_j(M)) \quad (\text{A-10})$$

$$R(s,M) = \frac{R_i(s) \cdot R_j(M)}{R_i(s) + R_j(M)} \quad (\text{A-11})$$

APÊNDICE B

SIMULAÇÕES ATRAVÉS DO PROGRAMA CST PARA O EXEMPLO
DE APLICAÇÃO E O CASO TESTE PARA UM ALIMENTADOR DA
CELESC

**** LISTAJEN DE DATOS DE ENTRADA ****
.....1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

F 5FF 022 022 023 D
\$
CALCUL F-INDICES 1000 0 0
FIN

CASO TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO

SIGLA	IDENTIFICAÇÃO DESCRIÇÃO	TIPO	FALHAS PERMANENTES		FALTAS		FALHAS TEMPOR.		FALHAS TEMPOR. TEMP. CHAV. (H)	PRB. DISJ. PRESSO
			FREQ. (F/ANO)	DUR. (H)	FREQ. (F/ANO)	DUR. (H)	FREQ. (F/ANO)	DUR. (H)		
BAR	BARRAMENTO	0	0.123	1.2	0.0	0.	0.123	1.2	0.0	0.0
TR	TRANSFORMADOR	0	0.000	1.2	0.0	0.	0.000	1.2	0.0	0.0
DIS	DISJUNTOR	1	0.074	72.0	0.0	0.	0.050	0.5	0.0	0.0050
FUS	FUSÍVEL	1	0.002	1.1	0.0	0.	0.002	1.1	0.0	0.0050
SFC	SECUNDÁRIO	0	0.001	2.0	0.0	0.	0.001	2.0	0.0	0.0
CH	CHAVE FACA	2	0.000	2.0	0.0	0.	0.000	2.0	0.0	0.0
SUP	SUPRIMENTO	0	0.005	12.0	0.0	0.	0.005	12.0	0.0	0.0

TIPOS DE COMPONENTES:
 0 - ESTACION
 1 - DISJUNTOR
 2 - CHAVE

CASO TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO

PERÍODO DE CARGA CONSIDERADO: NÚMERO NOME

TAXA DE FALHA	0,4748%	FALHAS/ANO
DURACÃO MÉDIA	12,85	HORAS
TEMPO TOTAL	0,6038%	HORAS/ANO

CASO TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUICAO

TAXA DE FALHA	0.479E+00	FALHAS/ANO
DURACAO MEDIA	12.71	HORAS
TEMPO TOTAL	0.503E+01	HORAS/ANO

.....1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9
 1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

TITULO
 CASO TESTE - ALIMENTAÇÃO DE DISJUNTIÃO - 10 PONTOS DE CARGA - CBOO B000

COMPONENTES

A RAC ARAÇAMENTO	0	0.128	1.75	0.0	0.0	0.128	1.9	
A TF1 TRAF0 EA	1	0.001	1.95	0.0	0.0	0.001	1.9	
A DJ DISJUNTOR	1	0.074	72.00	0.0	0.0	0.050	0.5	0.005
A F15 FUSIVEL	1	0.002	1.10	0.0	0.0	0.002	1.1	0.005
A TF5 TRAF0 CINCO	0	0.007	1.35	0.0	0.0	0.007	1.9	
A CF TRAVE FACO	2	0.001	2.00	0.0	0.0	0.001	2.0	.1
A TF2 TRAF0 DOIS	0	0.002	1.15	0.0	0.0	0.002	1.9	
A TF3 TRAF0 TRES	0	0.007	1.95	0.0	0.0	0.003	1.9	
A TF4 TRAF0 QUATRO	0	0.000	1.35	0.0	0.0	0.004	1.9	

DADES-NOS

- C 0010
- C 002 0
- C 003 0
- C 004 0
- C 005 0
- C 006 0
- C 007 0
- C 008 0
- C 009 0
- C 010 0
- C 011 0
- C 012 0
- C 013 0
- C 014 0
- C 015 0
- C 016 0
- C 017 0
- C 018 0
- C 019 0
- C 020 0
- C 0210
- C 022 0
- C 023 0
- C 02400
- C 025 0
- C 026 0
- C 027 0
- C 028 0
- C 02900
- C 030 0
- C 031 0
- C 032 0
- C 033 0
- C 034 0
- C 035 0
- C 036 0
- C 037 0
- C 038 0
- C 039 0
- C 040 0
- C 041 0
- C 042 0
- C 043 0
- C 044 0

LISTAGEM DOS CADASTROS DE EMPRESAS
1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8
123456789 123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

- C 045 C
- C 046 0
- C 047 C
- C 048 0
- C 049 0
- C 050 0
- C 051 0
- C 052 C
- C 053 0
- C 054 0
- C 055 C
- C 056 00
- C 057 0
- C 058 0
- C 059 0
- C 060 0
- C 061 C
- C 062 0
- C 063 0
- C 064 0
- C 065 0
- C 066 C
- C 067 0
- C 068 0
- C 069 0
- C 070 0
- C 071 0
- C 072 0
- C 073 0
- C 074 C
- C 075 0
- C 076 0
- C 077 00
- C 078 0
- C 079 0
- C 080 0
- C 081 0
- C 082 0
- C 083 0
- C 084 0
- C 085 0
- C 086 0
- C 087 C
- C 088 C
- C 089 0
- C 090 0
- C 091 00
- C 092 0
- C 093 0
- C 094 0
- C 095 C
- C 096 0
- C 097 0
- C 098 0
- C 099 0
- C 100 C
- C 101 0
- C 102 0

***** ESTADIM DOS DIAS DE FOLGADA *****
1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8.....9
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

- C 103 0
- C 104 0
- C 105 0
- C 106 0
- C 107 0
- C 108 0
- C 109 0
- C 110 0
- C 111 0
- C 112 0
- C 113 0
- C 114 0
- C 115 0
- C 116 0
- C 117 0
- C 118 0
- C 119 0
- C 120 0
- C 121 0
- C 122 0
- C 123 0
- C 124 0
- C 125 0
- C 126 0
- C 127 0
- C 128 0
- C 129 0
- C 130 0
- C 131 0
- C 132 0
- C 133 0
- C 134 0
- C 135 0
- C 136 0
- C 137 0
- C 138 0
- C 139 0
- C 140 0
- C 141 0
- C 142 0
- C 143 0
- C 144 0
- C 145 0
- C 146 0
- C 147 0
- C 148 0
- C 149 0
- C 150 0
- C 151 0
- C 152 0
- C 153 0
- C 154 0
- C 155 0
- C 156 0
- C 157 0
- C 158 0
- C 159 0
- C 160 0

CASE TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO - 10 PONTOS DE CARGA

SIGLA	IDENTIFICAÇÃO DESCRIÇÃO	TIPO	FALHAS PERMANENTES		MANUTENÇÃO		FALHAS TEMPOR.		FALHAS TEMPOR.		PROB. DISJ. PRESO
			FREQ. (F/ANO)	DUR. (H)	FREQ. (V/ANO)	DUR. (H)	FREQ. (F/ANO)	DUR. (H)	TEMP. CHAV. (H)		
PAE	TRANSFORMAD.	0	0.128	1.9	0.0	0.	0.128	1.9	.0	0.0	
TF1	TRANSFORM.	0	0.001	1.9	0.0	0.	0.001	1.9	.0	0.0	
DJ	DISJUNTOR	1	0.074	72.0	0.0	0.	0.050	0.5	.0	0.0050	
FHS	FUSIVEL	1	0.002	1.1	0.0	0.	0.002	1.1	.0	0.0050	
TF5	TRANSFORMAD.	0	0.007	1.9	0.0	0.	0.007	1.9	.0	0.0	
CH	CHAVE FACA	2	0.001	2.0	0.0	0.	0.001	2.0	.10	0.0	
TF2	TRANSFORM.	0	0.002	1.9	0.0	0.	0.002	1.9	.0	0.0	
TF3	TRANSFORM.	0	0.003	1.9	0.0	0.	0.003	1.9	.0	0.0	
TF4	TRANSFORMAD.	0	0.004	1.9	0.0	0.	0.004	1.9	.0	0.0	

TIPIS DE COMPONENTES:
 0 - ESTÁTICO
 1 - DISJUNTOR
 2 - CHAVE

CASO TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUICAO - 10 PONTOS DE CARGA

PONTO DE CARGA CONSIDERADO: NÚMERO 56 NOME

TAXA DE SAÍDA	0.5711+01	FALHAS/ANO
DIFERENÇA MÉDIA	1.79	HCP4S
TEMPO TOTAL	0.1028+02	HCP4S/ANO

CASO TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIDOR - 10 PONTOS DE CARGA

PONTO DE CARGA CLASSIFICADO: NÚMERO NOME

TAXA DE FALHA	0.5745+01	FALHAS/ANO
DURACAO MEDIA	1.78	HORAS
TEMPO TOTAL	4.1028+02	HORAS/ANO

CARACTERISTICA - ALIMENTADOR DE DISTRIBUICAO - 10.2405 DE CARGA

PUNTO DE ONDA CONSIDERADO: NUMERO 117 NOME

TAXA DE FALHAS	0.575+01	FALHAS/ANO
DURACAO MEDIA	1.78	HORAS
TEMPO TOTAL	0.102+02	HORAS/ANO

CASO TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO - 10 PÓLOS DE CASA

PRIMEIRO PERÍODO DE CONSTRUÇÃO: NOME: 135

TAXA DE FALHAS	0,00741401	FALHAS/ANO
DURAÇÃO MÉDIA	11,73	HORAS
TEMPO TOTAL	0,10000002	HORAS/ANO

CASO TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIDOR - 10 PONTOS DE CARGA

TAXA DE FALHAS	0.205E+01	FALHAS/ANO
DURACAO MEDIA	1.75	HORAS
TEMPO TOTAL	0.366E+01	HCPAS/ANO

*** LISTAGEM DOS DADOS DE ENTRADA ***
1.....2.....3.....4.....5.....6.....7.....8
 123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

TITULO
 CASO TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIAO - 10 PONTOS DE CARGA - 4ª Alternativa

COMPONENTES	Q	Q	Q	Q	Q	Q	Q	Q	Q
A BAR BARRAMENTO	0	0.128	1.75	0.0	0.0	0.128	1.9		
A TF1 TRAFD UM	0	0.001	1.85	0.0	0.0	0.001	1.9		
A DJ DISJUNTOR	1	0.074	72.00	0.0	0.0	0.050	0.5	0.005	
A FUS FUSIVEL	1	0.002	1.10	0.0	0.0	0.002	1.1	0.005	
A TFE TRAFD CINCO	0	0.007	1.85	0.0	0.0	0.007	1.9		
A CH CHAVE FACA	2	0.001	2.00	0.0	0.0	0.001	2.0		0.1
A TF2 TRAFD DOIS	0	0.002	1.85	0.0	0.0	0.002	1.9		
A TF3 TRAFD TRES	0	0.003	1.85	0.0	0.0	0.003	1.9		
A TF4 TRAFD QUATRO	0	0.004	1.85	0.0	0.0	0.004	1.9		
A REL RELIGADOR	1	0.002	1.10	0.0	0.0	0.002	1.1	0.005	

DADOS-NOS 0

- C 001 0
- C 002 0
- C 003 0
- C 004 0
- C 005 0
- C 006 0
- C 007 0
- C 008 0
- C 009 0
- C 010 0
- C 011 0
- C 012 0
- C 013 0
- C 014 0
- C 015 0
- C 016 0
- C 017 0
- C 018 0
- C 019 0
- C 020 0
- C 021 0
- C 022 0
- C 023 0
- C 024 0
- C 025 0
- C 026 0
- C 027 0
- C 028 0
- C 029 0
- C 030 0
- C 031 0
- C 032 0
- C 033 0
- C 034 0
- C 035 0
- C 036 0
- C 037 0
- C 038 0
- C 039 0
- C 040 0
- C 041 0
- C 042 0
- C 043 0

.....LISTADEN DE 04735 DE 181201 1000
....."
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

Página ..

C 160 0
C 161 0
C 162 0
C 163 0
C 164 0
1
02005-54205
F 01 001 001 002 0
F 01 002 002 003 0
F 01 003 003 004 0
F 01 004 004 005 0
F 01 005 005 006 0
F 01 006 006 007 0
F 01 007 007 008 0
F 01 008 008 009 0
F 01 009 009 010 0
F 01 010 010 011 0
F 01 011 011 012 0
F 01 012 012 013 0
F 01 013 013 014 0
F 01 014 014 015 0
F 01 015 015 016 0
F 01 016 016 017 0
F 01 017 017 018 0
F 01 018 018 019 0
F 01 019 019 020 0
F 01 020 020 021 0
F 01 021 021 022 0
F 01 022 022 023 0
F 01 023 023 024 0
F 01 024 024 025 0
F 01 025 025 026 0
F 01 026 026 027 0
F 01 027 027 028 0
F 01 028 028 029 0
F 01 029 029 030 0
F 01 030 030 031 0
F 01 031 031 032 0
F 01 032 032 033 0
F 01 033 033 034 0
F 01 034 034 035 0
F 01 035 035 036 0
F 01 036 036 037 0
F 01 037 037 038 0
F 01 038 038 039 0
F 01 039 039 040 0
F 01 040 040 041 0
F 01 041 041 042 0
F 01 042 042 043 0
F 01 043 043 044 0
F 01 044 044 045 0
F 01 045 045 046 0
F 01 046 046 047 0
F 01 047 047 048 0
F 01 048 048 049 0
F 01 049 049 050 0
F 01 050 050 051 0
F 01 051 051 052 0
F 01 052 052 053 0
F 01 053 053 054 0
F 01 054 054 055 0
F 01 055 055 056 0
F 01 056 056 057 0
F 01 057 057 058 0
F 01 058 058 059 0
F 01 059 059 060 0
F 01 060 060 061 0
F 01 061 061 062 0
F 01 062 062 063 0
F 01 063 063 064 0
F 01 064 064 065 0
F 01 065 065 066 0
F 01 066 066 067 0
F 01 067 067 068 0
F 01 068 068 069 0
F 01 069 069 070 0
F 01 070 070 071 0
F 01 071 071 072 0
F 01 072 072 073 0
F 01 073 073 074 0
F 01 074 074 075 0
F 01 075 075 076 0
F 01 076 076 077 0
F 01 077 077 078 0
F 01 078 078 079 0
F 01 079 079 080 0
F 01 080 080 081 0
F 01 081 081 082 0
F 01 082 082 083 0
F 01 083 083 084 0
F 01 084 084 085 0
F 01 085 085 086 0
F 01 086 086 087 0
F 01 087 087 088 0
F 01 088 088 089 0
F 01 089 089 090 0
F 01 090 090 091 0
F 01 091 091 092 0
F 01 092 092 093 0
F 01 093 093 094 0
F 01 094 094 095 0
F 01 095 095 096 0
F 01 096 096 097 0
F 01 097 097 098 0
F 01 098 098 099 0
F 01 099 099 100 0

.....5.....7.....6

- F FUS 089 089 090 0
- F TF2 090 090 091 0
- F CH 091 091 092 0
- F PAS 092 092 093 0
- F PAS 093 093 094 0
- F PAS 094 094 095 0
- F PAS 101 101 102 0
- F CH 102 102 103 0
- F PAS 103 103 104 0
- F FUS 104 104 105 0
- F PAS 105 105 106 0
- F PAS 106 106 107 0
- F PAS 107 107 108 0
- F FUS 108 108 109 0
- F TF1 109 109 110 0
- F FUS 110 109 111 0
- F TF1 111 111 112 0
- F FUS 112 107 113 0
- F TF2 113 113 114 0
- F FUS 114 106 115 0
- F FUS 115 115 116 0
- F TF2 116 115 117 0
- F PAS 117 115 118 0
- F FUS 118 119 119 0
- F TF1 119 116 120 0
- F PAS 120 119 121 0
- F FUS 121 121 122 0
- F TF1 122 122 123 0
- F PAS 123 121 124 0
- F FUS 124 124 125 0
- F TF1 125 125 126 0
- F PAS 126 124 127 0
- F FUS 127 127 128 0
- F TF1 128 128 129 0
- F PAS 129 127 130 0
- F FUS 130 130 131 0
- F TF1 131 131 132 0
- F PAS 132 130 133 0
- F FUS 133 133 134 0
- F TF2 134 134 135 0
- F CH 135 135 136 0
- F PAS 136 136 137 0
- F PAS 137 137 138 0
- F PAS 139 133 139 0
- F PAS 145 143 144 0
- F PAS 146 147 146 0
- F CH 147 149 147 0
- F PAS 148 146 145 0
- F PAS 151 149 152 0
- F PAS 152 152 153 0
- F FUS 155 155 156 0
- F CH 156 156 157 0
- F TF2 157 157 158 0

4
CALCULO DE INDICADORES 1960
FIN

CASE TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUICAO - 10 PONTOS DE CARGA

SIGLA	IDENTIFICACAO DESCRICAO	FALHAS PERMANENTES		MANUTENCAO		FALHAS TEMPOR.		FALHAS TEMPOR.		PROB. DISJ. PRESSO
		TIPUS	FREQ. (F/ANO)	DUR. (H)	FREQ. (V/ANO)	DUR. (H)	FREQ. (F/ANO)	DUR. (H)	TEMP. CHAV. (H)	
RF	RELANCER	0	0.129	1.3	0.0	0.	0.129	1.8	.0	0.0
TF1	TRAF. 1A	0	0.001	1.9	0.0	0.	0.001	1.9	.0	0.0
DJ	DISJUNTOR	1	0.074	72.0	0.0	0.	0.050	0.5	.0	0.0050
FUS	FUSIVEL	1	0.002	1.1	0.0	0.	0.002	1.1	.0	0.0050
TF	TRAF. 1000	0	0.007	1.9	0.0	0.	0.007	1.9	.0	0.0
CH	CHAVE FACA	2	0.001	2.0	0.0	0.	0.001	2.0	.10	0.0
TF2	TRAF. 0715	0	0.002	1.9	0.0	0.	0.002	1.9	.0	0.0
TF3	TRAF. 0715	0	0.003	1.9	0.0	0.	0.003	1.9	.0	0.0
TF4	TRAF. 0715	0	0.004	1.9	0.0	0.	0.004	1.9	.0	0.0
FF1	FREIADOR	1	0.002	1.1	0.0	0.	0.002	1.1	.0	0.0050

TIPUS DE COMPONENTES
 0 - ESTABIL
 1 - DISJUNTOR
 2 - CHAVE

CISCO IECIA - ALIMENTADOR DE DISTRIBUICAO - 10 PONTOS DE CARGA

PUNTO DE CARGA CONSIDERADO: NUMERO 21 NOME

TAXA DE FALHA	0.277*01	FALHAS/ANO
DURACAO MEDIA	1.77	HORAS
TEMPO TOTAL	0.4886*01	HORAS/ANO

CASE TESTE - ALIMENTAÇÃO DE DISTRIBUIDOR - 10 MINUTOS DE CARGA

PERÍODO DE CARGA CONSIDERADO: NÚMERO 24 NOME

TAXA DE FALHAS	0.2775+01	FALHAS/ANO
PERÍODO MÉDIA	1.77	HORAS
TEMPO TOTAL	0.4703+01	HORAS/ANO

CASE TESTS - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIDOR - 10 PERIODO DE CALDA

PRUEBA DE CALDA CONSIDERADA: NUMERO 26

TASA DE FALLA	0.277E+01	FALHAS/ANO
DURACION MEDIA	1.77	HORAS
TIEMPO TOTAL	0.489E+01	HORAS/ANO

BASE TRABAJO - ALIMENTACION DE DISTRIBUIDOR - 10 PUNTOS DE CARGA

BASE TRABAJO	NUMERO	NOME
56		

TAXA DE FALHA	0.277+01	FALHAS/MC
CHEQUEO HORAS	1.77	HORAS
TIPO DE TAXA	0.277+01	HORAS/MC

CASE TESTE - ALIMENTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO - 10 PONTOS DE CARGA

PUNTO DE CARGA CONSIDERADO: NÚMERO 77 NOME

TAXA DE FALHAS	0,4471401	FALHAS/ANO
PERÍODO TESTE	0,25	DIAS
TEMPO TOTAL	0,4226401	HORAS/ANO

CENTRALIZADA - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIDOR - 10 PONTOS DE CARGA

PONTO DE CARGA CONSIDERADO:	NÚMERO	NOME

TAXA DE FALHA	0,5400+01	FALHAS/ANO
DURADA MÉDIA	6,03	HORAS
TEMPO TOTAL	0,5400+01	HORAS/ANO

TESTE DE ALIMENTADOR DE DISTRIBUIAO - 10 HORAS DE CARGA

QUANTIDADE DE CARGAS CONSIDERADAS: 112 NOME

TAXA DE FALHAS	0.5111401	FALHAS/ANO
DISCACAO MEDIA	0.37	HORAS
TEMPO TOTAL	0.6755401	HORAS/ANO

CONFIABILIDADE DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

ÍNDICES TOTAIS DE CONFIABILIDADE

PARTE TESTE - ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO - 10 PONTOS DE CARGA

PONTO DE CARGA CONSIDERADO: NÚMERO 158 NOME

TAXA DE FALHAS	0,4696401	FALHAS/ANO
QUALIDADE MÉDIA	0,99	HCFAS
TEMPO TOTAL	0,4696401	HCFAS/ANO

CONFIAABILIDADE DE SISTEMA DE TRANSMISSAO

INDICES DE CONFIABILIDADE PARA O SISTEMA

DISPOSITIVO - ALIMENTADOR DE DISTRIBUICAO - 10 BARRIOS DE CARGA

TAXA DE FALHA	0.1547*01	FALHAS/ANO
FREQUENCIA MEDIA	1.74	HORAS
PERCENTUAL	0.0217*01	HORAS/ANO
